

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE ZACATECAS
UNIDAD ACADÉMICA DE ESTUDIOS DEL DESARROLLO
DOCTORADO EN ESTUDIOS DEL DESARROLLO



*Claves para Interpretar la Evolución de la
Industria Petrolera Internacional bajo el Neoliberalismo*

TESIS

Presentada como requisito para la obtención del grado de
Doctor en Estudios del Desarrollo

Ángel Toledo Tolentino

Directores:

Dr. Raúl Delgado Wise
Dr. Ángel de la Vega Navarro

Lector:

Dr. James Martin Cypher

Zacatecas, Zacatecas, 12 de noviembre de 2010.

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE ZACATECAS
UNIDAD ACADEMICA DE ESTUDIOS DEL DESARROLLO**

Autor: Ángel Toledo Tolentino

Claves para Interpretar la Evolución de la Industria Petrolera Internacional bajo el Neoliberalismo

DIRECTORES: Dr. Raúl Delgado Wise y Ángel de la Vega Navarro

Aprobada el: ____ / 11 / 2010

PRESIDENTE: Dr. Raúl Delgado Wise

SINODALES:

Dr. Ángel de la Vega Navarro

Dr. James M. Cypher

Dr. Roberto Soto

Dr. Humberto Márquez Covarrubias

Zacatecas, ____ de noviembre de 2010

Dedico este trabajo a:

A Dios, por las oportunidades que me ha brindado a lo largo de la vida

A mis padres: Eloy y Josefina, pues sin su infinito amor y apoyo por más de tres décadas muy difícilmente habría llegado a este punto

A María Guadalupe, por su gran amor, soporte, motivación y gran paciencia durante estos cuatro años

A todos los que de una u otra forma han colaborado directa e indirectamente en este trabajo de investigación

Agradecimientos

El presente trabajo de investigación recibió el apoyo de varias instituciones y personas. Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por la beca de estudios que me proporcionó durante cuatro años para realizar los cursos de doctorado y el presente trabajo de investigación.

Mi aprecio y gratitud para mis directores: Dr. Raúl Delgado Wise y Dr. Ángel de la Vega Navarro por su dedicación y compromiso con este trabajo. A mi lector, Dr. James Martin Cypher por su gran paciencia y entrega con la realización del presente documento. Los tres en diferentes momentos y etapas me ofrecieron importantes comentarios que fueron claves para llevar a buen puerto este trabajo, sin su apoyo no lo hubiera logrado.

Asimismo, reconozco el respaldo institucional de la Unidad Académica de Estudios del Desarrollo de la Universidad Autónoma de Zacatecas. A los profesores, por las excelentes clases que recibí a lo largo del programa doctoral. Al personal administrativo y de limpieza, que siempre me brindó su atención y comprensión ante las diversas dudas y peticiones que les solicitaba.

A la familia Pérez Callejas, la cual me abrió las puertas de su casa con gran sinceridad y cariño. De 2008 a la fecha compartí con ellos muchas de las alegrías y sinsabores que a lo largo de la realización de un trabajo de este tipo van surgiendo. Sin dejar de lado que de alguna u otra forma varios de sus miembros contribuyeron con su trabajo a esta tesis.

Por último, mi agradecimiento a mis compañeros del Doctorado en Estudios del Desarrollo por todas las experiencias buenas y malas que pasamos juntos en las aulas de clases; pero muy en especial a Verónica Fuentes Guarda y a Daniel Hernández Palestino, pues en diferentes fases del trabajo me ofrecieron gran ayuda material y motivacional.

Índice General

Introducción	1
1 Marco Teórico-Conceptual	12
1.1 Introducción	12
1.2 La renta del suelo como base para entender el negocio petrolero	13
1.2.1 Los tipos de renta del suelo existentes	14
1.2.2 La renta del suelo en el sector petrolero	17
1.2.3 La propiedad como elemento central de la renta petrolera	20
1.2.4 Calculo de la renta petrolera	22
1.3 La Economía Política Internacional (EPI) como instrumento para entender el sector petrolero	24
1.3.1 Definición de la Economía Política Internacional (EPI)	24
1.3.2 Surgimiento de la EPI en el contexto internacional	24
1.3.3 Orígenes teóricos de la EPI	25
1.3.4 Enfoques tradicionales de la EPI	26
1.3.5 Escuelas de pensamiento de la EPI	28
1.3.6 La Economía Política Internacional en voz de Susan Strange	31
1.3.7 La importancia del poder en las relaciones internacionales	31
1.3.8 Poder relacional y estructural	32
1.4 Principales actores dentro el mercado petrolero internacional	35
2. Estructura de la industria petrolera internacional	38
2.1 Introducción	38
2.2 La importancia del petróleo en el consumo energético mundial	38
2.2.1 Origen del petróleo	38
2.2.2 El consumo de petróleo: presente y futuro	39
2.3 Recursos disponibles de petróleo a nivel global	40
2.3.1 El volumen de reservas petroleras en el subsuelo	40
2.3.2 Disponibilidad de los recursos petroleros: Peak Oil y sus implicaciones	42
2.4 La situación petrolera internacional: reservas, producción y consumo	49
2.4.1 Reservas probadas de petróleo e inventarios	49
2.4.2 La producción mundial de petróleo	54
2.4.3 Consumo mundial de petróleo	58
2.4.4. Refinación mundial	61
2.5 Cadena de valor de una empresa petrolera	65
2.5.1 Grandes segmentos de la industria: <i>Upstream</i> y <i>Downstream</i>	65
2.5.2 Un caso práctico de la segmentación: Shell	66
3. Evolución histórica del mercado petrolero internacional, 1850-1985	68
3.1 Introducción	68
3.2 Inicios de la industria petrolera internacional	68
3.2.1 Los primeros usos del petróleo	68
3.2.2 Los orígenes del Capital Petrolero Transnacional (CPT)	68
3.2.3 El petróleo se vuelve indispensable para la civilización humana	71
3.3 Primera fase: origen, evolución y consolidación del control de la industria petrolera internacional por parte del CPT	72
3.3.1 Conflictos y acuerdos para la repartición del mercado petrolero internacional	72

3.3.2	Las secuelas de la Segunda Guerra Mundial (SGM) en el sector petrolero	75
3.3.3	La entrada de nuevas petroleras	77
3.3.4	La propiedad de los recursos: los cambios a los contratos de concesión	78
3.3.5	Nacimiento de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)	81
3.4	Segunda fase: el mercado bajo el control de los productores	82
3.4.1	El primer shock petrolero: la OPEP toma el control	82
3.4.2	El segundo shock petrolero: consolidación de la OPEP	86
3.5	El tercer shock petrolero: El CPT y los países consumidores toman el control	91
3.5.1	Desplome de los precios y merma de la OPEP	91
3.5.2	Efectos del desplome de los precios internacionales de petróleo	93
4.	La industria Petrolera Internacional bajo el neoliberalismo, 1986-2001	96
4.1	Introducción	96
4.2	Principales cambios en el escenario internacional en las décadas de los ochenta y noventa	96
4.2.1	La implantación del modelo neoliberal en el mundo	96
4.2.2	La caída del bloque socialista y sus efectos	98
4.2.3	Surgimiento y consecuencias de la Guerra del Golfo (GG)	99
4.3	Comportamiento del precio internacional del petróleo y sus consecuencias	100
4.3.1	La Guerra del Golfo (GG) y sus efectos en los precios	102
4.3.2	La crisis asiática y el desplome de precios	103
4.4	La importancia y características de la renta petrolera	105
4.4.1	Análisis de los costos de reproducción	108
4.4.2	Evolución de la renta petrolera	110
4.4.3	El papel de la renta diferencial en el negocio petrolero	112
4.5	Estrategias desarrolladas por el Capital Petrolero Transnacional (CPT): ganancias en el corto plazo	114
4.5.1	Reestructuración organizacional: alejamiento de la integración vertical	116
4.5.2	Subcontratación: resurgimiento de las empresas de servicios petroleros	122
4.5.3	La centralización en las finanzas como medida de ganancias en el corto plazo	124
4.5.4	Fusiones y adquisiciones para hacer frente a la caída en precios de 1997	126
4.5.5	La tecnología como elemento del CPT para acceder al nuevos yacimientos	127
4.5.6	El CPT expande sus operaciones por el mundo	129
4.6	Apertura, privatización y rentismo: descenso de la OPEP	131
4.6.1	Importancia del papel desempeñado por la OPEP en la industria petrolera	131
4.6.2	Apertura del <i>upstream</i> al Capital Petrolero Transnacional	133
4.6.3	Negociaciones con otros países productores para estabilizar el mercado	135
4.6.4	La capacidad de producción adicional como medida de disuasión	136

4.6.5 Expansión de la Compañía Petrolera Nacional (CPN)	137
4.6.6 Obtención de la renta petrolera como objetivo clave para los países de la OPEP	139
4.7 Comportamiento de los principales países consumidores	141
4.7.1 Reducción en el consumo de petróleo y privatización	142
4.7.2 Captura de la renta petrolera mediante impuestos a los productos petroleros	143
4.7.3 Acuerdos energéticos como medio de lograr la seguridad energética, minar la soberanía de los países productores e impulsar a las petroleras privadas	143
4.7.4 China, el nacimiento de un gran consumidor de petróleo crudo	147
4.8 Los Estados Unidos y el control del mercado petrolero global	148
4.8.1 El impulso al neoliberalismo como medio de ejercer el poder y lograr el control del mercado petrolero	148
5 Desarrollo del mercado petrolero internacional en los primeros años del siglo XXI	156
5.1 Introducción	156
5.2 Principales eventos globales que tuvieron efectos en la industria petrolera	156
5.2.1 El neoliberalismo en severos aprietos: la crisis económica actual	156
5.2.2 Los mercados financieros y el sector petrolero	160
5.2.3 Irak, la guerra por petróleo	171
5.2.4 El sector petrolero internacional en el debate medio ambiental	176
5.3 Comportamiento del precio internacional del petróleo y sus consecuencias	182
5.3.1 Del terrorismo a la guerra por el petróleo (2001-2004)	183
5.3.2 Un período intermedio (2005-2007)	185
5.3.3 Los efectos de la crisis económica (2008-2009)	185
5.4 Evolución de la renta petrolera 2000-2008	187
5.4.1 Análisis de los costos de reproducción (2000-2008)	187
5.4.2 Análisis de la renta petrolera (2001-2008): la renta alcanza su nivel máximo en muchos años	190
5.4.3 La renta diferencial en su máximo esplendor	192
5.5 Estrategias desarrolladas por el Capital Petrolero Transnacional (CPT): ganancias en el corto plazo	190
5.5.1 Aumento en los recursos destinados a la exploración y desarrollo	194
5.5.2 Los frutos cosechados por el CPT en materia de refinación y comercialización	198
5.5.3 La última frontera de la exploración petrolera: aguas profundas	200
5.5.4 Las fusiones y adquisiciones como instrumento del CPT para tener un mayor control monopólico	202
5.5.5 Las ganancias financieras de corto plazo como objetivo del CPT	204
5.6 Consolidación de las Compañías de Servicios Petroleros (CSP)	206
5.7 Exigencia de una mayor parte del “pastel” petrolero: el péndulo va de regreso	208
5.7.1 El resurgimiento del nacionalismo petrolero	208
5.7.2 Los países productores contraatacan: cambios en los contratos petroleros	209
5.7.3 Rusia retoma con fuerza el papel de la extinta URSS	211

5.7.4 La OPEP y su importancia en el siglo XXI	212
5.7.5 La capacidad ociosa en peligroso declive	214
5.7.6 Fortalecimiento de las CPN	215
5.7.7 Continuidad del rentismo petrolero	219
5.8 Comportamiento de los principales países consumidores	220
5.8.1 Los Países Industrializados siguen enfocados en la reducción de su consumo	221
5.8.2 Consolidación de China como un gran consumidor de petróleo	223
5.9 Los EUA y el control de la industria petrolera internacional	226
5.9.1 Los Estados Unidos en el universo petrolero: la dependencia petrolera se acentúa	227
5.9.2 Las estrategias petroleras de los EUA	230
Conclusiones	236

Índice de Figuras

Figura 1.1 Estructuras que conforman el poder estructural	34
Figura 2.1 Cadena de valor de la industria petrolera: caso Shell	64

Índice de Cuadros

Cuadro 2.1 Demanda de energía primaria mundial por tipo de combustible 1980-2030	39
Cuadro 2.2 Empleados de Royal Dutch Shell a nivel mundial por segmento, 2005-2009	67
Cuadro 2.3 Ingresos netos de Royal Dutch Shell a nivel mundial por segmento 2005-2009	67
Cuadro 3.1 Participación del gas natural y el petróleo en el balance mundial de energía primaria, 1945-1978	77
Cuadro 5.1 Composición de reservas, producción y relación reservas/producción del CPT, 2000-2009	197

Índice de Gráficas

Gráfica 1 Cambios en el ritmo de crecimiento de la demanda de petróleo y del PIB mundial	6
Gráfica 2.1 Tasa anual de descubrimientos mundiales, 1945-2005	45
Gráfica 2.2 Reservas probadas de petróleo a nivel mundial, 1986-2008	49
Gráfica 2.3 Distribución porcentual de las reservas probadas de petróleo, 1986-2008	50
Gráfica 2.4 Comportamiento de la Reserva Estratégica de Petróleo de los EUA, 1986-2008	52
Gráfica 2.5 Stocks totales de petróleo y días de demanda en los países de la OCDE 1988-2007	53
Gráfica 2.6 Producción mundial de petróleo, 1986-2008	55
Gráfica 2.7 Porcentaje de participación de los principales productores de petróleo, 1986-2008	56
Gráfica 2.8 Principales productores mundiales de petróleo, 1986-2008	58
Gráfica 2.9 Consumo mundial de petróleo, 1986-2008	59
Gráfica 2.10 Porcentaje de participación de los principales consumidores de petróleo, 1986-2008	60
Gráfica 2.11 Principales consumidores de petróleo, 1986-2008	61

Gráfica 2.12 Capacidad de refinación mundial vs consumo mundial de petróleo, 1980-2008	62
Gráfica 2.13 Capacidad de refinación mundial y su utilización, 1980-2008	63
Gráfica 2.14 Porcentaje de participación de los principales países refinadores de petróleo 1986-2008	64
Gráfica 3.1 Evolución del precio internacional de petróleo crudo, 1900-1970	71
Gráfica 3.2 Evolución del precio internacional del petróleo, 1970-1987	83
Gráfica 4.1 Tasa de crecimiento anual de consumo vs producción de petróleo crudo y precio internacional de petróleo, 1986-2000	101
Gráfica 4.2 Costos de reproducción promedio a nivel mundial, 1992-1994 a 1999-2001	108
Gráfica 4.3 Precio de reproducción, precio del petróleo y renta promedio a nivel internacional, 1992-1994 a 1999-2001	111
Gráfica 4.4 Renta diferencial 1992-1994 a 2000-2002	113
Gráfica 4.5 Distribución de las inversiones de las principales compañías petroleras de EUA, 1985-1997	116
Gráfica 4.6 Gastos en exploración, desarrollo y producción por parte de las principales petroleras que operan en EUA, 1981-2003	118
Gráfica 4.7 Tasa de ganancia (Retorno de la Inversión) de las principales compañías petroleras estadounidenses, 1980-2001	122
Gráfica 4.8 Producción total de petróleo crudo de la OPEP y capacidad de producción total y ociosa, 1970-2003	138
Gráfica 4.9 Impuestos a la producción en Medio Oriente vs EUA, 1992-2000	140
Gráfica 4.10 Renta diferencial de Medio Oriente de 1992-1994 a 1999-2001	141
Gráfica 4.11 Consumo mundial de petróleo, 1986-2000	142
Gráfica 4.12 Producción, consumo e importaciones de petróleo de EUA, 1950-2000	149
Gráfica 4.13 Principales proveedores de petróleo crudo de los EUA, 1980-2000	151
Gráfica 5.1 Contratos OTC sobre <i>commodities</i> , 1998-2009	165
Gráfica 5.2 Futuros sobre petróleo crudo, 2000-2010: Interés abierto	170
Gráfica 5.3 Emisiones globales por tipos de gas desde 1970 a 2005	177
Gráfica 5.4 Tasa de crecimiento anual de consumo vs producción de petróleo crudo y precio internacional de petróleo, 2001-2009	183
Gráfica 5.5 Costos de reproducción promedio a nivel mundial, 2000-2002 a 2006-2008	188
Gráfica 5.6 Precio de reproducción, precio del petróleo y renta promedio a nivel internacional, 2000-2002 a 2006-2008	191
Gráfica 5.7 Renta diferencial 2000-2002 a 2006-2008	192
Gráfica 5.8 Gastos en exploración, desarrollo y producción mundial por parte de las principales petroleras que operan en EUA, 1981-2008	195
Gráfica 5.9 Tasa de ganancia (ROI) de las principales compañías petroleras estadounidenses en la parte de refinación y comercialización, 1977-2008	199
Gráfica 5.10 Capacidad ociosa (%) y precio del crudo de OPEP, 1971-2008	214
Gráfica 5.11 Ingresos por exportaciones netas de petróleo de la OPEP, 2000-2009	219
Gráfica 5.12 Consumo mundial de petróleo, 1986-2000	221
Gráfica 5.13 China: consumo y producción de petróleo, 2000-2008	224
Gráfica 5.14 Producción, consumo e importaciones de EUA, 2000-2009	228
Gráfica 5.15 Principales proveedores de petróleo crudo de los EUA, 2000-2008	229

Siglas y Acrónimos

AL	América Latina
Aramco	Arabian American Oil Co
ASPO	Association for the Study of Peak Oil and Gas
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BIT	Bilateral Investment Treaties
BM/WB	Banco Mundial/World Bank
BP	British Petroleum
CEPAL	Comisión Económica Para América Latina y el Caribe
CERA	Cambridge Energy Research Associates
CF	Capital Financiero
CFTC	Commodity Futures Trading Commission
CIA	Central de Inteligencia Americana
COC	Composición Orgánica de Capital
CPC/PSC	Contratos de Producción Compartida/Production Sharing Contract
CPI/IOC	Compañías Petroleras Internacionales/International Oil Companies
CPN/NOC	Compañía Petrolera Nacional/National Oil Company
CPT	Capital Petrolero Transnacional
Dólares por barril	dpb
E & P	Exploración y Producción
EAU	Emiratos Árabes Unidos
ECT	Energy Charter Treaty
EIA	Energy Information Administration
EUA	Estados Unidos de América
FMI/IMF	Fondo Monetario Internacional/International Monetary Fund
GG	Guerra del Golfo
GM	Golfo de México
GTL	Gas to liquids
ICE	IntercontinentalExchange
IEA/AIE	International Energy Agency/Agencia Internacional de Energía
IPC	Iraq Petroleum Co.
IPI	Industria Petrolera Internacional
mbd	Millones de barriles diarios
mdd	Millones de dólares
mmbd	Miles de millones de barriles diarios
mmdd	Miles de millones de dólares
MMS	Minerals Management Service
MO	Medio Oriente
MP	Materias Primas
Mtpe	Millones de toneladas de petróleo equivalente

NIOC	National Iranian Oil Company
NPC	National Petroleum Council
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
OMC	Organización Mundial de Comercio
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OTC	Over The Counter
PAE	Programas de Ajuste Estructural
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEN	Política Energética Nacional
PGM	Primera Guerra Mundial
PI	Países Industrializados
PMS	Producción Máxima Sostenible
PPMP	Performance Profiles of Major Energy Producers
RA	Renta Absoluta
RD	Renta Diferencial
A. Saudita	Arabia Saudita
SEC	Security Exchange Commission de los EUA
SENER	Secretaría de Energía de México
SGM	Segunda Guerra Mundial
SPE	Society of Petroleum Engineers
TCPA	Tasa de Crecimiento Promedio Anual
UE	Unión Europea
URR	Últimos Recursos Recuperables
URSS	Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas
USGS	Unites States Geological Survey
WPC	World Petroleum Congress
WS	Wall Street
WTI	West Texas Intermediate

Resumen

La presente tesis busca analizar y explicar los principales sucesos ocurridos en la Industria Petrolera Internacional (IPI) en los últimos veinticinco años, lapso de tiempo marcado por la implantación del modelo neoliberal. Para poder analizar lo que sucede en el sector petrolero, se hizo necesario recurrir a los lineamientos de la economía política de la renta del suelo y de las relaciones de poder (relaciona y estructural). Lo que obedece a que dentro de la IPI se generan grandes posibilidades para la generación y apropiación de ganancias extraordinaria en forma de renta del suelo, las cuales ocasionan fuertes disputas por su apropiación entre los distintos participantes de la industria.

Es definitivo la influencia que tuvo el neoliberalismo en el desarrollo del sector, el cual sienta las bases para un cambio estructural en la industria, que, más allá de las pugnas entre los agentes tradicionales y la incorporación de nuevos actores, abre las puertas a la consolidación de una estrategia de corto plazo sustentada en la renta y las ganancias financiero-especulativas. Esta estrategia se basa en una compleja pugna de intereses entre los diferentes actores en la IPI que se configura gradualmente en dos etapas estrechamente vinculadas entre sí.

Este panorama cortoplacista y de ganancias rápidas tuvo sus efectos en los productores. A lo largo del período tanto el Capital Petrolero Transnacional como la OPEP y algunos otros países productores dejaron de invertir los montos necesarios para tener un nivel de producción que haga frente a la demanda futura. Por tanto, todo apunta a que se está dando una nueva fase en la IPI con precios más altos, mayor competencia por recursos y serias restricciones para hacer frente a la demanda mundial de petróleo en el corto plazo.

Palabras clave: Industria Petrolera Internacional, petróleo, renta petrolera, poder relacional y estructural, neoliberalismo.

Introducción

Planteamiento del problema

La energía constituye uno de los sectores clave en la historia y desarrollo de la humanidad. Se trata de un factor que atraviesa todos los ámbitos de la vida social y que resulta crucial para comprender las luchas por el poder que han caracterizado al capitalismo contemporáneo. En la actualidad, el petróleo destaca entre los energéticos, pues aporta el 34% del consumo de energía mundial, seguido del gas 20.5%, el carbón 26% y el porcentaje restante proviene de otras fuentes energéticas. Esta situación difícilmente cambiará en el próximo cuarto de siglo, pues de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE) el petróleo continuará reinando como principal combustible (EIA, 2008, p. 78).

El petróleo no es una mercancía cualquiera puesto que se trata de un recurso natural no renovable, finito, altamente apreciado y sin sustituto para el gran número de productos derivados que se generan a partir de él. Actualmente, el mayor consumo de petróleo mundial se realiza en actividades de transporte que representa 56%, seguido de la industria con el 33%, el uso doméstico con 7% y el comercial con 4% (Economist Intelligence Unit, 2006).

Un rasgo central en la industria petrolera internacional es su naturaleza oligopólica. Veinte compañías petroleras internacionales (CPI) y nacionales (CPN) controlan el 80% de las reservas probadas y el 62% de la producción mundial de petróleo (IMF, 2006, p.38; EIA, 2003, p.35). En este marco, como lo menciona Blair (1976), los productores tratan de controlar la oferta con el fin de lograr un precio suficientemente alto para sus intereses. Este control de la oferta es ejercido, principalmente, por las Compañías Petroleras Internacionales (CPI), de carácter privado, y la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Ambos actores buscan lograr un nivel de producción que no exceda la demanda y, de esta forma, alcanzar un precio elevado y estable que les asegure adecuados y crecientes niveles de ganancia y particularmente de ganancia extraordinaria en tanto rasgo consustancial de corporaciones o empresas monopólicas u oligopólicas. En este sentido, con datos de BP (2008) se puede ver que la producción, entre 1986-2008, creció a una Tasa de Crecimiento Promedio Anual (TCPA) del 1.3%, mientras que la TCPA del consumo aumentó a un ritmo del 1.5%. Por un lado, la producción petrolera es controlada por pocos actores y, por el otro, su demanda tiende a ser bastante inelástica en el corto plazo ante cambios en el precio. A nivel económico, en palabras de Stevens (2005), el petróleo crudo y los productos refinados constituyen la mayor mercancía en el comercio internacional, medido por

volumen y valor. Festor, Grossin, Barreau & Sigonney (2007) afirman que el petróleo tiene un mercado mundial mayor a 1,5 billones (millones de millones) de dólares por año. Con un valor global entre infraestructura y reservas probadas de petróleo rondando los 100 billones de dólares, de los cuales 10 billones son instalaciones y los restantes 90 billones representan el valor de las reservas probadas a 70 dólares por barril (dpb) (Labban, 2008, p.4).

En torno del abasto y control petroleros se concentran fuertes intereses políticos, económicos y militares, que trascienden las fronteras de un determinado territorio y subyacen en las dinámicas de desarrollo nacional, regional y global. Tómese en consideración que garantizar la seguridad energética de los países¹ y lograr suficientes ganancias para los participantes en la producción y distribución del petróleo, se han convertido en elementos centrales de las estrategias nacionales así como de la geoeconomía y geopolítica mundiales.

La Industria Petrolera Internacional (IPI)² ha sido históricamente el escenario de fuertes disputas por el acceso a los yacimientos, por la movilidad del flujo petrolero sin contratiempos a los principales destinos a nivel mundial y, en particular, porque en ella se generan posibilidades para la generación y apropiación de ganancias extraordinarias. En principio, las ganancias que se generan en el sector tienden a superar la ganancia media, que cubre los costos totales de producción y el margen de ganancia normales de la mayoría de las mercancías. Estas ganancias extraordinarias asumen primordialmente la modalidad de renta del suelo, en la medida en que son asequibles gracias a la propiedad o control de un recuso natural escaso y no reproducible, de amplia y creciente demanda en el mercado mundial. Además de la renta, particularmente en el contexto del neoliberalismo, a las ganancias extraordinarias que se generan en el sector derivadas de la propiedad o apropiación del recurso natural, se adicionan aquellas sobreganancias provenientes de la especulación financiera que resultan de la incorporación de petróleo como *commodity* ofertado en las principales bolsas de valores del mundo.

¹ Elías (2007), Melgar y Velasco (2007) y Roberts (2004) consideran la seguridad energética como el tener o no acceso seguro, confiable y asequible a las fuentes de energía; debiendo tomar en consideración factores geopolíticos, regulatorios, financieros y temporales; donde las fallas del sistema, la insuficiencia de infraestructura y las cuestiones de terrorismo son dimensiones claves al concepto de seguridad.

² La Industria Petrolera Internacional (IPI) es el conjunto de los capitales invertidos en actividades de exploración, extracción, transporte, refinado, distribución de los hidrocarburos. El capital invertido puede ser de carácter público o privado tanto a nivel nacional como internacional (Angelier, 1980, p. 16). Además de los capitales invertidos en ella (empresas petroleras nacionales e internacional, compañías de servicios petroleros, etc) también es afectada por actores externos a ella, como los gobiernos de los países consumidores, el capital financiero y las disposiciones de las instituciones financieras internacionales.

Los países consumidores están interesados en que el petróleo llegue a sus naciones sin contratiempos, en cantidades suficientes y a un precio asequible, para lo cual promueven acuerdos con países que disponen de recursos petroleros; impulsan a sus petroleras, si las tienen, en los países con recursos; si los medios diplomáticos no funcionan usan la fuerza (Irak). En los últimos años se ha recrudecido la competencia por acceder a los recursos petroleros, en especial por parte de las grandes potencias económicas y militares como EUA (Estados Unidos de América), China y la Unión Europea (UE).

En cambio, para los productores la situación es diferente. Las grandes empresas petroleras privadas están enfocadas en el acceso a yacimientos suficientes para mantener sus reservas y producción en un nivel apto que les permita continuar en el negocio petrolero, saciar las exigencias de sus accionistas y, sobre todo, ampliar al máximo su participación en la renta petrolera que se genera en el sector. A su vez, los países productores, como los que integran de la OPEP, enfrentan mayores retos, pues están centrados en maximizar la renta petrolera en tanto soporte fundamental del erario público (gasto público) y factor fundamental para la expansión y el fortalecimiento de sus Compañías Petroleras Nacionales (CPN).

Las diferentes posiciones han provocado disputas entre los diversos agentes que participan en la IPI a lo largo del tiempo. Se destacan los encuentros y desencuentros entre las grandes petroleras internacionales y los países productores que disponen de los más vastos y ricos yacimientos petroleros. Esta disputa exhibe el poder que cada actor tiene en el escenario internacional y que ha moldeado, hasta cierto punto, las distintas etapas de la industria. Con base en los escritos de Strange (1994), Delgado (1999) y Stevens (2005) se puede mencionar tres grandes fases en la evolución del mercado.

La primera etapa va desde principios del siglo XX hasta el desencadenamiento del primer choque petrolero en 1973. Se caracteriza por el dominio absoluto, mediante acuerdos internacionales para repartirse el mercado, la renta petrolera y fijar el precio regulador con base en los peores yacimientos (el costo del yacimiento marginal fija, en gran medida, el precio de venta del petróleo), por parte de las compañías petroleras internacionales -las llamadas *siete hermanas*³. Hacia fines de este período nace la OPEP con el propósito de defender los intereses de los países productores, en especial, los de Medio Oriente (MO). Este organismo tendrá un papel central en los años por venir. Con esto, los países productores inician las gestiones para tener una mayor participación en la industria y, de esta ma-

³ Standard Oil (Exxon), Mobil, Chevron, Texaco, Gulf, Shell y BP

nera, quedarse con una mayor parte de la renta petrolera que en su gran mayoría es tomada por las petroleras privadas.

La segunda etapa inicia con el choque petrolero de 1973, consolidándose con el segundo choque en 1979-1980. En ésta las compañías privadas empezaron a perder poder sobre el sector petrolero, el cual estuvo sujeto a las direcciones de las políticas estatales. Esta etapa se distingue por a) una mayor profundización de los derechos de propiedad con la nacionalización de las empresas petroleras; b) el papel clave de la OPEP en el crecimiento y en el precio regulador del petróleo en el sector (lo que permitió que estos últimos se apropiaran de una mayor renta petrolera y que las petroleras privadas buscaran otras zonas para producir como el Mar del Norte y Golfo de México); c) un cambio en el patrón energético a través de políticas que impulsaron la contracción en el crecimiento de la demanda; y d) una cierta redefinición en las estrategias de las grandes corporaciones que les permitió mantener un precio del crudo relativamente elevado.

Las dos primeras fases se encuentran bastante definidas en lo referente a los agentes que dominan la IPI. Es claro que en la primera fase, las grandes compañías petroleras regían la industria; para la segunda, el control se desplazó hacia la OPEP, aunque las privadas seguían teniendo un rol importante en el mercado, al refinar, procesar y comercializar los productos petroleros de los países productores. Sin embargo, desde mediados de los años ochenta a la fecha la situación cambia sustancialmente en el marco de las transformaciones inducidas a raíz de la implantación del neoliberalismo a escala planetaria. El modelo neoliberal sustentado en las bondades del mercado impulsó una serie de medidas que tuvieron efectos en el comportamiento de los principales actores del sector petrolero. Por un lado, se incorporan nuevos productores y otros que habían tenido un papel relativamente menor adquieren un papel más protagónico (como es el caso de las compañías de servicios petroleros) al tiempo que se acrecienta el papel del capital financiero en la fijación del precio del barril. Por otro lado, a la par de los cambios que genera la nueva arquitectura global, se producen una serie de eventos que indican en el desarrollo y evolución de la IPI, como son la caída del bloque socialista que dejó a una única superpotencia en el orbe, los EUA, la fuerte disputa por recursos que se despliega entre las principales potencias del mundo y que llega hasta la acción militar en Irak, y la devastación ambiental, en especial, el cambio climático, por mencionar sólo los más destacados.

Partiendo de las consideraciones anteriores, los años ochenta y noventa se caracterizan por un regreso de las Compañías Petroleras Internacionales (CPI), en especial las grandes, al control del escenario petrolero, apoyadas por sus gobiernos y los principales

países consumidores del mundo desarrollado. Este nuevo escenario resulta relativamente desfavorable para los países productores y particularmente para la OPEP, al ver disminuido parcialmente su poder en el sector y verse obligados a negociar sus derechos de propiedad y su participación, en general, en la IPI. Cabe apuntar que esta redistribución del poder al seno de la IPI se produce en un escenario de precios relativamente bajos si se les compara con los presentados en los años setenta; situación que sin embargo cambia drásticamente desde principios de la presente década en que el precio del petróleo sigue una tendencia alcista exponencial, que alcanzó la cúspide a mediados de 2008 con un precio de 140 dpb (avance que fue aparentemente interrumpido o al menos contenido con la actual crisis económica).

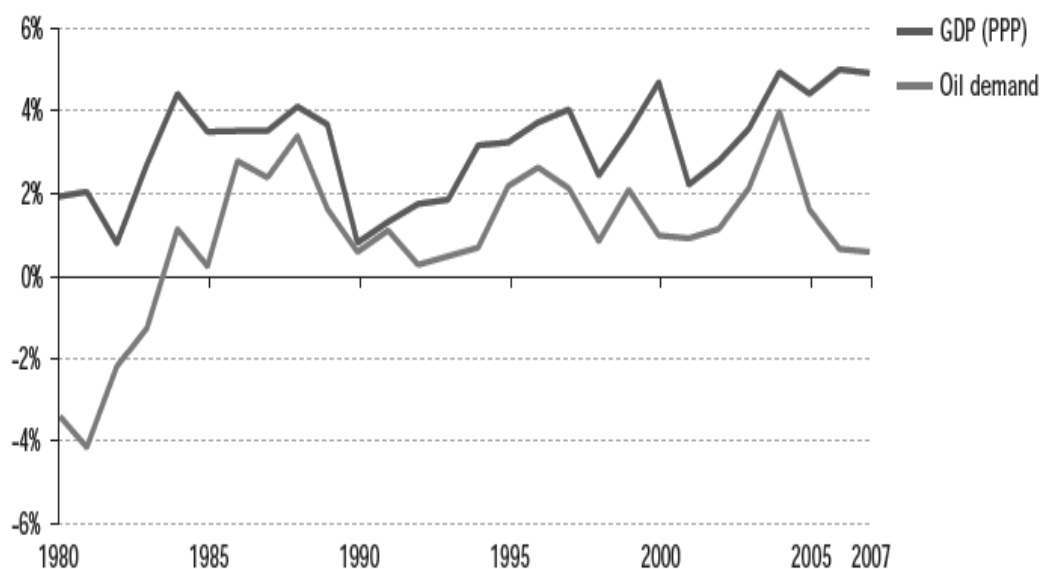
Más allá de la dinámica que siguen los precios del sector y de aspectos de corte coyuntural que han incidido en sus variaciones de corto plazo, lo importante es desentrañar los factores que subyacen en estas transformaciones, enmarcadas en la nueva arquitectura global que se teje bajo el neoliberalismo, y que están en la base del curso seguido por la IPI a partir de la década de los 80. En esta perspectiva, las preguntas centrales que orientan esta investigación son:

1. ¿Cuáles son los aspectos centrales para caracterizar e interpretar lo sucedido en la IPI entre 1985-2010?
2. ¿Hasta qué punto estos aspectos configuran un cambio estructural que entraña cambios sustanciales en las relaciones de poder al seno de la industria y marca el inicio de una nueva etapa en la evolución de la IPI?
3. ¿Es posible identificar subperiodos en este lapso, que definen variantes significativas en el decurso del sector, o se trata de un *continuum* en el proceso de evolución de la IPI?

Justificación

La gráfica siguiente pone de manifiesto la importancia del petróleo en el avance económico de los países, pues el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) a nivel mundial va muy ligado al aumento de la demanda por el petróleo. Desde 1980 a la fecha, cada aumento del 1% anual en el PIB ha sido acompañado de un aumento en la demanda del 0.3%, aunque esta relación ha venido a la baja en los últimos años por el incremento en precios desde mediados de la presente década (EIA, 200b, p.92).

Gráfica 1
Cambios en el ritmo de crecimiento de la demanda de petróleo y del PIB mundial



Fuente: EIA, 2008b, p. 93

La lucha por el control del mercado petrolero no sólo ha moldeado a la IPI en sí, sino que también ha afectado el destino de países y empresas (las crisis petroleras de 1973-79 y 1986 lo ejemplifican). En muchos sentidos el petróleo ha sido símbolo del poder y la riqueza en el capitalismo y el ejemplo más notable del éxito alcanzado por las grandes corporaciones multinacionales. En torno al petróleo se teje también una trama particular entre desarrollo y subdesarrollo. Por azares del destino, los principales yacimientos se ubican en los países subdesarrollados del sur, que son los principales abastecedores del crudo mundial, mientras que los países más desarrollados y los países emergentes se ubican entre los principales consumidores del hidrocarburo⁴.

Las grandes empresas petroleras privadas y estatales presentan grandes ganancias que las sitúa entre las compañías más poderosas y rentables de la economía mundial (Atlenza & Itriago, 2008). En este sentido, las ingentes ganancias extraordinarias que se

⁴ A continuación se mostrarán algunos datos relevantes en torno a sus reservas, producción y consumo. Tales datos nos permiten dar una idea general de la situación del recurso a nivel mundial. Con información elaborada con base del *BP Statistical Review of World Energy 2008* se observa que, para el 2007, el mundo tiene reservas probadas para 41.6 años. Del 100% de las reservas mundiales, el 75.5% se encuentran en poder de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), cuyos países miembros del Medio Oriente aglutinan el 61% de las mismas; siendo Arabia Saudita el país que más reservas tiene con el 21%. La producción se concentra en la OPEP con el 43%. Arabia Saudita junto con Rusia (12.6%) y EUA (8%), de forma individual, son los principales productores a nivel mundial. Por el contrario, los mayores consumidores son EUA (24%), la Unión Europea (17.8 %) y el mercado asiático con: China (9.3%), Japón (5.8%) e India (3.3%). De lo anterior, podemos ver lo siguiente: en primer lugar, un fuerte consumo por un recurso no renovable. Segundo lugar, las reservas y la producción, principalmente, se ubican en países en vías de desarrollo; mientras los principales consumidores son los países industrializados, con excepción de China e India.

presentan en el sector explican la importante lucha que, por la distribución de los beneficios, se da al seno de la IPI. Esta serie de puntos pone de manifiesto la necesidad de explorar y explicar los acontecimientos de las últimas décadas, los cuales resultan particularmente críticos para desentrañar la manera como la IPI se inscribe en el contexto neoliberal y los desafíos que ello entraña tanto para el futuro del sector, como para el desarrollo de la industria y de los propios países productores de petróleo.

Objetivos

1. Desentrañar los impactos del neoliberalismo en la evolución de la IPI.
2. Analizar los cambios experimentados por las ganancias extraordinarias en el sector (renta petrolera y otras posibles modalidades) en su relación con el comportamiento de los precios del petróleo.
3. Identificar la recomposición de agentes y relaciones de poder que se producen al seno de la industria, incluyendo la identificación de actores emergentes y sus estrategias de inserción en la IPI.
4. Examinar el papel que desempeñan en el periodo neoliberal la innovación tecnológica y los instrumentos financieros.
5. Discernir si las transformaciones experimentadas en el contexto neoliberal dan pauta a un cambio estructural en la evolución de la IPI y, de ser así, identificar la naturaleza y características de dicho cambio.

Hipótesis

1. Tras un periodo de fuertes disputas por el poder al seno de la IPI, la implantación de las políticas neoliberales afecta la hegemonía de la OPEP y posibilita un reposicionamiento del Capital Petrolero Transnacional (CPT), al tiempo que se establecen nuevas formas de relacionamiento al interior de la industria bajo modalidades de subcontratación y acuerdos para la distribución de las renta y ganancias extraordinarias. Si bien ello no implica un cambio en el carácter oligopólico de del mercado petrolero, sí entraña un cambio estructural en la IPI. Lejos de tratarse de un cambio hacia adelante — el avance hacia energéticos alternativos y un desarrollo del sector fincado el avance tecnológico como base de las ganancias extraordinarias—, se trata de un curso esencialmente parasitario, fincado en la maximización de los beneficios derivados de la renta y la especulación financiera. En gestación de este cambio estructural, es posible distinguir dos fases o subperiodos.

2. Entre 1985-2000 los EUA, como única superpotencia y mediante el ejercicio de su poder estructural, impone el modelo neoliberal, el cual modifica las relaciones de poder a nivel global en beneficio de las grandes corporaciones. Mediante la desregulación, privatización y liberalización de las industrias petroleras y de medidas internas que sentaron las bases de ganancias extraordinarias a corto plazo (mercados financieros, desintegración vertical, subcontratación, y fusiones y adquisiciones), el CPT logró reposicionarse con fuerza en el sector petrolero y apropiarse de una significativa parte de la renta petrolera global. Todo lo anterior, mermó el poder que la OPEP había logrado en los años anteriores, obligándola a negociar con el CPT la distribución de las ganancias y el acceso a sus recursos naturales.
3. Desde los primeros años de la década actual hasta el 2008, principalmente, se dio un alza significativa en el precio resultado, en gran medida, de la especulación financiera y que hizo posible la producción en zonas más costosas. Esta alza en precios permitió un nuevo montaje en la renta diferencial con secuencia ascendente que ocasionó y afianzó la estrategia rentista tanto del CPT como de la OPEP, lo que les rindió grandes dividendos. Asimismo, este nuevo escenario dio pie al nacimiento del Capital Financiero (CF) como actor importante en la fijación del precio y consolidó la participación de las empresas de servicios petroleros en la industria.

Estrategia metodológica

El presente trabajo se aborda a través de una perspectiva histórica, estratégica y estructural en la cual se utilizan elementos de economía política: la teoría de la renta del suelo aplicada a la cuestión petrolera y la idea del poder en las relaciones económicas internacionales, aportaciones de Susan Strange bajo el paraguas de la Economía Política Internacional (EPI). Lo anterior implica seguir, como hilo conductor del análisis, los procesos de generación y distribución de las ganancias extraordinarias en el sector. Aun cuando la investigación sigue una perspectiva histórica, se centra en el análisis del periodo neoliberal. En este sentido, el horizonte analítico considerado corresponde al período comprendido entre 1985 al 2010.

La presente investigación contempla, como unidad de análisis, la industria petrolera internacional en su fase *upstream*,⁵ pues es en ella donde se producen la mayoría de los movimientos claves para el entendimiento de la generación de la renta petrolera a escala global. Esto no excluye que se presenten ciertos aspectos relevantes que no corresponden a este segmento, en especial la parte de refinación. Asimismo, como parte de la perspectiva teórico-metodológica adoptada, se abordan los actores y estructuras que de forma indirecta tienen incidencia en la industria.

Por lo que respecta a las técnicas y fuentes de la investigación, el trabajo utiliza técnicas documentales. La técnica documental se basará tanto en fuentes de información primaria y secundaria. Las primeras contemplan: archivos, informes técnicos, periódicos. Por su parte, las fuentes secundarias serán: libros, revistas especializadas, anuarios, compilaciones, conferencias, resúmenes preparados en base fuentes primarias, estudios y bases de datos de organismos públicos y privados nacionales e internacionales dedicados al sector petrolero.

Cabe destacar que un elemento central del análisis es la tentativa de cuantificación de la renta petrolera en el sector a lo largo del período analizado. Se trata de un elemento importante en los estudios de la IPI, pues abre nuevas perspectivas analíticas para observar e interpretar el comportamiento del sector, cuyo poder explicativo que va más allá de los análisis tradicionales basados en el comportamiento de la oferta y demanda petrolera.

Este período se divide en dos subperíodos. El primero que va de 1985 al 2000. Se caracteriza por un precio del petróleo relativamente bajo en comparación al de fines de los setenta, una industria afectada las políticas neoliberales, una supremacía de los EUA y sus corporaciones a nivel global, y una ola de reestructuración en las principales petroleras privadas. El segundo subperíodo va de 2001 hasta principios de 2010. Se distinguen por un precio mucho mayor al presentado en los años noventa, un crecimiento en volumen e importancia de los mercados financieros, un modelo neoliberal en crisis, un escenario internacional marcado por el terrorismo y la supremacía estadounidense puesta a prueba por otras potencias.

⁵ Figueroa (2006) considera que la etapa de *upstream* (aguas arriba) engloba las fases de exploración, desarrollo y producción; por el contrario, la etapa de *downstream* (aguas abajo) engloba el transporte y almacenamiento, refino, distribución, comercialización y petroquímica.

Estructura de la tesis

El primer capítulo aborda el marco teórico-conceptual en el que se desarrolla la tesis. Se deja en claro que la Economía Política es el paraguas bajo el cual se desarrolla el trabajo de investigación. Se parte de la explicación de la renta del suelo y su pertinencia para entender al sector petrolero. Se presentan los conceptos e indicadores necesarios para poder hacer un análisis cuantitativo de ella. En segunda instancia, la teoría de la renta refleja las relaciones de poder de los diversos actores para apoderarse de ella. Ante esto, la Economía Política internacional brinda un buen apoyo para entender estas relaciones, pues permite analizar al poder desde dos dimensiones. La primera, es el poder relacional, el cual es el más simple, pues es el que hace que un actor obligue a otro a realizar alguna actividad que no haría por sí mismo. La segunda dimensión lo brinda el poder estructural, éste es capaz de modificar las estructuras en las que se sostiene un sistema; es el más complejo e indirecto. Por último, se detallan los principales actores que se hacen presentes en la industria petrolera.

El segundo capítulo muestra las características y la estructura de la industria petrolera. Parte de ver la importancia del petróleo en el mundo. Se analizan las reservas, el total mundial, los principales tenedores y las reservas estratégicas e inventarios que los países desarrollados mantienen. Se desarrolla una discusión sobre los dos distintos enfoques que abordan la perspectiva del *Peak Oil* y sus implicaciones en la industria. Se desglosa de igual forma la producción, el consumo y la refinación. Se continúa con la división de la industria entre *upstream* y *downstream*, para un mejor entendimiento de estos segmentos se toma algunos datos de la empresa Royal-Dutch Shell.

En el capítulo tres se hace un recorrido histórico desde principios del siglo XX hasta los primeros años de la década de los años ochenta. Se observan tres fases en la historia. La primera, que corre desde los años veinte del siglo XX hasta el primer shock petrolero de 1973. En ella se hace claro cómo las principales petroleras privadas del orbe (Las siete hermanas) se hicieron del control de la industria, a través de una serie de acuerdos de carácter monopólico para repartirse el mercado y con la ayuda prestada por sus gobiernos, en concreto, EUA e Inglaterra. La segunda fase va de 1973 a 1986. En este período, la OPEP ejerce un gran control en la industria petrolera, aunque las privadas controlaban la parte de la comercialización. La OPEP rompe el monopolio de las hermanas y se convierte en el nuevo fijador de precios. Con esto, la OPEP ocasiona que el precio suba en la década de los años setenta, lo que provocara una serie de ajustes en la economía mundial. El mal manejo de la renta petrolera obtenida, por los países productores, se reflejó en un gran endeudamiento que ocasionó la crisis de la deuda, que dejaría a los productores en un situa-

ción de debilidad ante los países y petroleras del primer mundo. Lo que daría inicio a la tercera fase caracterizada por el control del mercado por parte de las petroleras privadas y los países consumidores.

En el capítulo cuarto se analiza el subperíodo que va de 1985 al 2000. En estos años el precio del petróleo se mantuvo volátil y a la baja. Se ve profundamente marcado por la entrada en marcha de las políticas neoliberales en el mundo, por el derrumbe de la URSS y por la victoria de los EUA en la Guerra del Golfo. Se pone de manifiesto la importancia de la renta petrolera en la industria. Se analizan las estrategias de los diversos actores presentes en la industria petrolera por generar y apropiarse la mayor parte de la renta petrolera y, las grandes potencias, porque el flujo de petróleo a los principales destinos fluya sin contratiempos.

El capítulo cinco se encarga de lo acontecido en la primera década del presente siglo. Es un período más complejo, por la influencia de nuevos actores en la industria y un precio relativamente alto. La situación del neoliberalismo y la crisis actual, el papel de los mercados financieros en la industria petrolera, la guerra de Irak por petróleo y la relación entre la industria petrolera y el medio ambiental, son puntos que afectan la industria. El precio del petróleo se mantuvo en una senda ascendente nunca antes vista, resultado en gran medida del papel de los mercados financieros centrados en el petróleo. Esto permitió una gran renta petrolera, tanto de monopolio como diferencial. Ésta última se presentó en su variante ascendente. Asimismo, se analizan las diferentes estrategias que los principales agentes han seguido. Resalta el hecho de que el CPT haya perdido fuerza, a pesar de los grandes ingresos, y enfrenta una situación comprometida en el corto plazo ante una baja de las reservas y la producción, indicadores claves del negocio.

En las conclusiones se hace una recapitulación de lo sucedido, se recalcan los cambios más profundos que se han dado en la industria y se pone de manifiesto los retos que tiene la IPI y sus participantes a corto plazo.

Capítulo 1

Marco Teórico-Conceptual

1.1 Introducción

Entender el comportamiento de la Industria Petrolera Internacional es una empresa compleja por la diversidad de actores y relaciones que participan y se entretajan en torno a ella. La economía, la política, la historia y la geografía se entremezclan en esta peculiar y a la vez estratégica industria. Por ello, es menester adoptar una perspectiva multidisciplinaria, que tome en consideración los aspectos clave del mercado petrolero internacional. La visión particular que se ha elegido para este trabajo es la de la Economía Política, en virtud de que ofrece las siguientes ventajas:

Political economy provides an analytical alternative with which to engage this subject, addressing it from the historical, structural, and strategic viewpoints. This approach constitutes a source of critical thinking through which the complex reality of contemporary capitalism...can be understood and transformed (Delgado-Wise & Marquez, 2011, p. 1).

La Economía Política se encarga de estudiar y analizar lo siguiente:

Political economy studies the social relations present in production, distribution, change, and consumption processes. They are meant to cover material living needs in accordance with the extant degree of productive development and in interaction with existing institutions and power relations (Delgado-Wise & Marquez, 2011, p. 1).

Dentro de esta perspectiva teórica el trabajo se centra en la economía política clásica y la internacional. En la primera, se recurre a la teoría de la renta del suelo (ganancia extraordinaria sustentada en la posesión o apropiación de un recurso natural), la cual ayuda a evidenciar las estrategias que se desarrollan en el sector de la energía, pues las empresas de la industria compiten unas con otras para apropiarse de las rentas. La teoría de renta se sustenta en los aportes primigenios de David Ricardo y Carlos Marx. La lucha por quedarse con la mayor parte de estas ganancias denota el poder que cada actor tiene en la industria. Además de lo anterior, en el mercado petrolero se hacen presentes cuestiones políticas que en determinados puntos van más allá de la búsqueda de ganancias extraordinarias, pero que surten efectos en la industria petrolera. Tales asuntos tienen que ver con la situación mundial contemporánea, donde la búsqueda de petróleo se ha acentuado en los últimos años y enfrentado a las grandes potencias. Por tal motivo, se recurre a las herramientas que aporta la Economía Política en su variante Internacional (EPI), con énfasis en las ideas de las relaciones de poder en el escenario internacional desarrolladas por Susan Strange. De

esta manera, el actual capítulo se descompone en dos partes: la primera se centra en la explicación y repercusiones de la teoría de la renta en el sector petrolero y la segunda en las relaciones de poder conforme a la EPI.

1.2 La renta del suelo como base para entender el negocio petrolero

De acuerdo con Álvarez (2000) las herramientas de la renta del suelo ayudan a evidenciar las estrategias que se desarrollan en el sector de la energía, pues las empresas de la industria compiten unas con otras para apropiarse de las rentas. En este sentido:

La renta del suelo es la retribución que recibe el terrateniente [propietario del suelo] por permitir que inviertan capital en su propiedad. Esta renta proviene del producto que el suelo rinde... Así, dicho producto debe de cubrir, una vez vendido, los costos de producción, la ganancia del capitalista que comandó la producción y además una renta para pagarle al terrateniente (Foladori, 2003, p.9).

La teoría de la renta del suelo tiene dentro de sus principales exponentes a David Ricardo y Karl Marx. Ellos consideran al trabajo como el único generador de valor. La teoría del valor⁶ (trabajo) y la distribución del plusvalor (trabajo apropiado por el dueño de los medios de producción) son necesarias para comprender la renta del suelo.

⁶ Considerando los trabajos de Foladori (1985, 1991) y Debrott (2000) se ve que en el modo de producción capitalista se tiene la producción mercantil, presentándose productores independientes e individuales vinculados entre sí por sus trabajos privados en el mercado, lugar donde predominan las condiciones medias de producción. Sin embargo, cada productor desconoce las condiciones del mercado, por lo que es necesario el surgimiento de una forma de medir y comparar las mercancías producidas que reflejen el trabajo invertido en ellas, esto es el valor. El valor es la razón social de producción caracterizada porque los productores se relacionan entre ellos a través de sus mercancías (productos de trabajo) lanzadas al mercado; y se mide en relación al tiempo de trabajo socialmente necesario para reproducir las mercancías. Los precios deben oscilar alrededor del tiempo de trabajo gastado en la producción de las mercancías (valor). Para cada rama de la producción existe un determinado tiempo de trabajo como medida de valor. El valor (V) total de una mercancía se compone por el capital constante (CC) y por el capital variable (CV). El primero, representa a los medios y objetos de producción que no crean ni agregan nuevo valor; por su parte, el capital variable contiene la fuerza de trabajo vivo, siendo la única capaz de crear y agregar valor. Esta fuerza de trabajo es contratada por el capitalista por una jornada de trabajo para que produzca mercancías a cambio de un salario que representa su valor. A medida que este trabajador produce mercancías va descontando su salario hasta llegar a un punto, dentro de su jornada laboral, que lo iguale; sin embargo, el obrero se retira hasta que la jornada finaliza. De esta situación se tiene un trabajo apropiado y no pagado por el capitalista, donde el obrero produce artículos por encima de lo necesario para desquitar su salario (plus-producto); que al venderse en el mercado generan un plusvalor (PV), el cual toma la forma de excedente y que sólo se crea en la producción. De tal suerte, la ganancia es el plus-valor realmente apropiado por cada rama de la producción y que está en función de la fuerza de trabajo invertida. El valor resultante entonces es: $V=CC+CV+PV$. Cada rama tiene una distinta relación entre capital constante y capital variable (CC/CV) conocida como composición orgánica de capital (COC). Si cada rama se apropia de plusvalor, las ramas más rezagadas se apropiarán de mayor plus-valor que las más avanzadas. Los capitalistas invertirán en ramas donde obtengan mayores ganancias (plusvalor) por lo que se da un movimiento entre ramas a fin de obtener la mayor ganancia posible. El resultado de este movimiento de capitales hace que se forme una tendencia hacia un nivel similar de ganancia lograda en las distintas ramas, es decir, una ganancia media (GM) para toda la economía. Por consiguiente, existen capitalistas que obtienen mayor plusvalor que otros. De esta forma, a pesar de que cada rama crea un plusvalor distinto, en la práctica recibe aproximadamente igual ganancia. En consecuencia, los productos se venderán por su precio de producción ($CC+CV+GM$) en lugar de por su valor ($CC+CV+PV$). La ganancia no

En principio, Ricardo analizó la manera de cómo la naturaleza -en particular la tierra- interfiere en el proceso de formación de los precios. Ricardo (1959, p. 52) consideró la renta como “la compensación que se paga al propietario de la tierra por el uso de sus energías originarias e indestructibles”. En esta situación, sólo una porción del dinero anualmente pagado sobre el uso suelo se daría por las energías originarias e indestructibles de él; la otra parte se pagaría por el uso del capital empleado para mejorar la calidad de la tierra.

De acuerdo a Marx (1980), Ricardo parte de los siguientes puntos: 1) no existe propiedad territorial como traba a la inversión ilimitada de capital en la tierra; 2) se pasa de las mejores a las peores tierras; y 3) siempre existe capital para invertir. Por consiguiente, la tierra es un medio de producción escaso, de diferente calidad, no producido ni reproducible a voluntad; y que por el aumento de la población, se tiene que cultivar la tierra menos ventajosa, pagándose una renta por su uso. Al respecto, Bina (1989) menciona que el origen de la renta en Ricardo obedece a características naturales y técnicas, lo que se percibe como universal e independiente del modo de producción existente. Ante tal situación, si se aplica cierta cantidad de capital y trabajo a tierras de distinta calidad, la tierra con mejor calidad recibirá mayor renta, la cual se puede considerar como diferencial. Ricardo establece que de existir tierra ilimitada y capital sin rendimientos decrecientes, no habría aumento de renta.

Marx considera que lo realmente importante en lo relacionado con la renta del suelo se encuentra en las especificidades de las relaciones entre capital y trabajo cuando media la propiedad territorial sobre el suelo. Marx decía que con el avance del capitalismo la renta iba a desaparecer; sin embargo, en pleno siglo XXI todavía existe y es un factor importante en la economía global, como lo demuestra la industria petrolera. La renta es una ganancia extraordinaria relativamente permanente en el tiempo. Esta renta es apropiada, parcial o totalmente, por los distintos agentes involucrados en ella (terratenientes, capitalistas, gobiernos, etc.). Esta renta del suelo tiene tres modalidades: renta absoluta, diferencial y de monopolio. A continuación se explicará a cada una de ellas.

1.2.1 Los tipos de renta del suelo existentes

a) Renta Absoluta

En torno a la Renta Absoluta (RA), Ricardo rechaza este tipo de renta, no por la existencia de la propiedad, sino por considerar como iguales las composiciones orgánicas de capital

se presenta de la misma manera en las diferentes ramas, de manera que existen ganancias industriales, comerciales, el interés y la renta del suelo.

(COC)⁷ tanto en el sector agrícola como en el sector industrial. De tal suerte Ricardo sólo reconocer la renta diferencial. A la postre, este supuesto es modificado por Marx al observar que la composición del sector agrícola es menor que la industrial. Este tipo de propiedad muestra la obstrucción que ejerce la propiedad territorial en la formación de los precios. La propiedad de la tierra tiene efectos en la existencia de la renta; pues el terrateniente, propietario de un bien monopolizable y escaso, puede exigir una renta aún en las peores condiciones y lograr que el precio de los productos de la rama sea más alto al precio de producción incurrido.

Es posible identificar dos condiciones en este tipo de renta: i) la COC en el área de los recursos naturales debe ser menor al resto de los sectores productivos de la economía; y ii) la existencia, en los recursos naturales, de algún tipo de propiedad –dependiente de las relaciones de producción vigentes- que funcione como freno a la inversión de capital. En la primera condición, el valor de los productos es superior al precio de producción incurrido, situación que impulsa el surgimiento de un plusvalor. Por otra parte, tal condición se eliminará según el avance del capitalismo sobre las condiciones naturales de producción; es decir, en el largo plazo la COC se nivelaría a los niveles medios de los otros sectores productivos, terminando con la renta absoluta. Bajo la segunda condición, esta renta se presenta porque el monopolio de la propiedad territorial restringe la movilidad de capitales, evitando la nivelación general de la plusvalía para formar la ganancia media. La renta absoluta (RA) es plusvalía generada en la rama de los recursos naturales. La capacidad para que el terrateniente se pueda apropiarse total o parcialmente de la diferencia entre el valor y el precio de producción depende de las condiciones de mercado. Por consiguiente, la propiedad genera la renta, mas no impone el límite ni magnitud que ésta puede alcanzar. Tales atributos dependen de los intereses de los capitalistas industriales (Delgado, 2000).

b) Renta Diferencial

Para Ricardo (1959), la renta diferencial (RD) se encuentra basada en las diferencias de productividad presentes entre distintas parcelas de desigual fertilidad, suponiendo que las tierras con mejor calidad son escasas, con igual cantidad de capital y trabajo. Se puede entender como una ganancia que se encuentra por encima de la ganancia media obtenida a consecuencia de la diferente productividad de los capitales invertidos en tierras desiguales

⁷ Cada rama tiene una distinta relación entre capital constante y capital variable (CC/CV) conocida como composición orgánica de capital (COC).

por su fertilidad natural o por su situación respecto al mercado. De acuerdo a Farina (2006) bajo este esquema:

Lo que efectivamente sucede es que la unidad de producto de la parcela menos fértil tiene mayor valor que el de las parcelas más fértiles pero igual precio, ya que el valor de cambio (precio para Ricardo) en todos los casos lo va a determinar la última parcela que entre en producción. Entonces, cuando existe renta, los precios relativos de los bienes primarios son mayores con respecto a los otros bienes. (p. 7)

En principio es el propietario del suelo el que se apropia en mayor parte de la renta. Para incrementar la cantidad de renta diferencial son clave el ritmo de explotación de los mejores suelos y el comportamiento de la demanda. Por lo tanto, cuanto más fértil es el suelo mayor será su renta diferencial, pues los productos obtenidos del suelo se venden no según el tiempo de trabajo medio, sino al tiempo de trabajo mayor obtenido en los peores terrenos de cultivo.

Retomando lo hecho por Ricardo, Marx desarrolló y profundizó la renta diferencial. Marx sostiene que dicha renta es la más compatible con el desarrollo del modo capitalista de producción en la medida que se asocia con el desarrollo tecnológico y la innovación, y no por la propiedad territorial. En este tipo de renta, el precio regulador se establece con base en los productores que enfrentan las condiciones más adversas, suponiendo que toda la producción sea necesaria; pues de no ser así éstos dejarían de producir. La renta es definida por la diferencia entre el costo individual de los productores en las peores condiciones y aquellos ubicados en mejor situación.

Marx (1991) identifica dos tipos de renta diferencial que se basan en la fertilidad de la tierra. La renta diferencial tipo 1 (RD1) presente cuando se utilizan cantidades idénticas de capital y trabajo en tierras de igual superficie; y la renta diferencial tipo 2 (RD2) en la cual se hacen inversiones sucesivas de capital en terrenos de igual magnitud. Delgado (2000) afirma que la RD1 es inseparable de la RD2 y que históricamente la RD1 finaliza en la RD2. Para Marx dicha renta es la más compatible con el desarrollo del modo capitalista de producción en la medida que se asocia con el desarrollo tecnológico y la innovación.

Antes de Marx únicamente se consideraba la existencia de la renta diferencial de tipo descendente. Sin embargo, Marx (1991) demuestra que es posible tener una renta con secuencia ascendente. Considera que la fertilidad de la tierra puede mejorarse con avances en los medios químicos y mecánicos, eliminando los frenos que impiden mayores rendimientos en los suelos con igual fertilidad, lo que resulta en tierras factibles de tener las dos secuencias de cultivo. Estos diferenciales sugieren un tipo de RD con secuencias ascenden-

te, la cual depende de la cantidad producida en los mejores yacimientos, pues ésta puede aumentar hasta el punto de hacer innecesario la producción más costosa. Por tanto, quienes regulan el precio en esta secuencia son los productores que funcionan en los mejores yacimientos. En este tipo de renta es muy importante la aplicación de la tecnología (Delgado, 1989, p.25).

c) Renta de Monopolio

Respecto a la renta de monopolio, ésta se puede entender como:

Fuera de las mismas [renta diferencial y absoluta], la renta puede basarse en un precio monopólico propiamente dicho, que no está determinado por el precio de producción ni por el valor de las mercancías, sino por las necesidades y la solvencia de los compradores, y cuya consideración debe efectuarse en la teoría de la competencia, en la cual se investiga el movimiento real de los precios de mercado (Marx, 1991, p.971).

La existencia de precios y rentas de monopolio suponen una transferencia de valor desde el resto de las ramas de la economía hacia la rama en cuestión. Marx señala la importancia de distinguir si la renta proviene de un precio de monopolio, porque existe un precio de monopolio de los productos o del mismo suelo; o si los productos se venden a un precio monopólico porque existe una renta. La renta de monopolio se sustenta en un precio monopólico, que no está determinado por el precio de producción ni por el valor de las mercancías, sino por: 1) las necesidades y la capacidad de compra de los consumidores y 2) la capacidad de una empresa (o unas empresas) de prevenir la entrada de otras empresas en el mercado en una postura competitiva. Incluso, desde el punto de vista del enfoque del oligopolio, las que ganan son las empresas, pues su ganancia se encuentra por encima de un rendimiento competitivo, lo que puede ser entendida como una renta monopolista.

Por el contrario, la renta crearía el precio monopólico si los productos se venden por encima de su valor, producto de los límites que pone la propiedad a la inversión de capital.

1.2.2 La renta del suelo en el sector petrolero

En el caso petrolero el yacimiento es la principal condición natural, pues es sobre o debajo de él que la actividad productiva se desarrollará. En principio, la renta petrolera es la compensación que recibe el propietario del suelo por permitir que la empresa petrolera pública o privada invierta en su yacimiento. El precio de venta del petróleo producido en el yacimiento debe cubrir los costos de producción, la ganancia de la empresa que realizó la producción y una renta para pagarle al propietario del yacimiento, generalmente el Estado. El

diferencial del precio de venta y de todos los costos incurridos produce una ganancia que se encuentra muy por encima de los márgenes normales. Esta ganancia extraordinaria es la renta petrolera (RP).

La ganancia extraordinaria en el sector petrolero es producto, en primera instancia, de condiciones de productividad natural del yacimiento, no reproducibles por el capital. Esta situación se refuerza en gran manera por localización física de estos recursos, distribuidos globalmente en distintos volúmenes y calidades diferentes; su inmovilidad, que los vuelve en bienes no generalizables; y los altos costos de producción que demandan grandes inversiones que, por su monto, sirven de restricción a la entrada de nuevos participantes. Esta situación ha generado una estructura oligopólica formada por un puñado de empresas privadas y públicas, sin dejar de lado a los países consumidores y productores (Colman, 1985, pp.210-211).

Las líneas anteriores se presentaron los distintos tipos de renta petrolera que se reconocen en la teoría. A continuación se presentaran algunas particularidades de estas modalidades de renta en el sector petrolero. Características que lo hacen diferente a la renta existente en el sector agrícola, sector de la economía que origina la idea de la renta del suelo.

1) La no existencia de la renta absoluta en la industria petrolera

En relación a la renta absoluta (RA) se observa que ésta no se presenta al no cumplirse las dos condiciones necesarias: i) la COC en el área de los recursos naturales debe ser menor al resto de los sectores productivos de la economía; y ii) la existencia, en los recursos naturales, de algún tipo de propiedad –dependiente de las relaciones de producción vigentes– que funcione como freno a la inversión de capitalista. La primera condición se presenta en el sector petrolero. En cambio, en la rama petrolera no se cumple la segunda condición, ya que la industria petrolera en la fase de exploración y producción es intensiva en capital (maquinaria altamente especializada y con los elementos más avanzados en materia de tecnología), lo que da como resultado una COC superior a otras ramas.

2) Renta diferencial como motor del sector

La renta diferencial depende de las disímiles calidades del suelo, y es resultado de la diferencia entre el costo individual de los productores en las peores condiciones y aquellos ubicados en mejor situación. Esto es aplicable dado que hay condiciones diferentes de gran alcance entre yacimientos petroleros —y también grandes diferencias al interior de estos

yacimientos. El avance del sector petrolero a lo largo de la historia descansa en parte por la fertilidad de los yacimientos, es decir, se hace presente la RD. Todos los teóricos de este enfoque, sustentados en los escritos de Ricardo y Marx, reconocen la importancia de la RD en el negocio petrolero: Angelier (1980), Bina (1989, 1992 y 2006), Delgado (1999) y Mommer (2001, 2003). En la industria petrolera, además de los beneficios extraordinarios originados por las diferencias de fertilidad de los diversos yacimientos, influyen cuestiones como la calidad del crudo, la ubicación geográfica del lugar de producción a su mercado más cercano y los costos de transporte. Estas cuestiones dan lugar a las rentas diferenciales, las cuales son disputadas por las petroleras privadas y el propietario del yacimiento (en la mayoría de los casos es el Estado). Lo anterior se produce si se considera que el capitalista y el propietario del yacimiento son dos entes separados, de lo contrario toda la renta diferencial es apropiada por el propietario (Angelier, 1980). En este tipo de renta es muy importante la aplicación de la tecnología. Esto es clave en el petróleo, pues sin tecnología no podemos entender el desarrollo del sector petrolero. La aplicación de la tecnología tiene fuertes implicaciones en la disminución de los costos de producción. Esto es más determinante en los yacimientos con difíciles condiciones, pues permite que estos puedan entrar en funcionamiento.

La RD, en el sector petrolero, es aceptada por los estudiosos del petróleo, desde el momento en que hay zonas con menores costos de producción que otros por las condiciones naturales. Hasta antes de Marx se únicamente se reconocía la renta de secuencia descendente, es decir, pasar de los mejores yacimientos a los peores. Pero él propuso que el avance se puede dar a la inversa, en secuencia ascendente, pasando de los peores a los mejores lugares. En este sentido Delgado (1999) encuentra que el avance del sector petrolero se dio con esta forma desde fines de los años veinte hasta la década de los años setenta, gracias a los acuerdos monopólicos hechos por las grandes petroleras; que permitieron que la producción norteamericana –la más cara- siempre permaneciera en el mercado. Delgado (1989, p. 25) afirma que tal secuencia tiene su origen en:

1. Que, aunque el precio de mercado siempre que lo regule la producción que enfrenta las peores condiciones, en este caso particular su vigencia depende de la cantidad producida en los mejores yacimientos, ya que ésta puede crecer al grado que haga innecesaria la producción menos ventajosa. Esto último, que implicaría la caída del precio regulador del mercado, nos indica que, en el fondo, quienes regulan el precio en la secuencia ascendente son los productores que operan en los mejores yacimientos.
2. Relacionado con lo anterior, para avanzar en esta línea de crecimiento incrementando sucesivamente el monto absoluto de la renta diferencial susceptible de ser apropiada, resulta fundamental no sólo el ritmo de explota-

ción de los mejores yacimientos, sino también el comportamiento de la demanda. El crecimiento de ésta aparece como una condición *sine qua non* para el incremento de la ganancia extraordinaria

3) *La renta de monopolio en el petróleo*

Por su parte, la renta de monopolio responde a un precio de monopolio que es determinado por la demanda y la capacidad de compra de los consumidores. Mansilla (2006) y Delgado (1989) sostienen que el precio de monopolio crea una renta porque: 1) el petróleo es una materia prima estratégica tanto a nivel económico como político, 2) la concentración geográfica del recurso en pocas manos permite tener un control monopólico del mercado, 3) el avance tecnológico como la condición previa para que se dé este tipo de renta. La renta que se da como resultado del precio de monopolio. Este precio de mercado se encuentra muy por encima del precio de reproducción (se verá más adelante), la diferencia resultante es una renta de monopolio. Esta renta monopólica tiene como contraparte una plusvalía extraída por el negocio petrolero del resto del sistema industrial. Esta renta puede ser apropiada por los propietarios de los yacimientos, las corporaciones petroleras y por los países consumidores. Los propietarios, generalmente el Estado, puede apropiarse un monto de esta renta por ser el dueño del recurso. El capital se queda con la renta de monopolio producto de la diferencia entre el precio de mercado y su precio de reproducción. Por último, los países consumidores pueden apropiarse de este tipo de renta a través de los impuestos cobrados por sus Estados por algún producto petrolero (gasolina) (Angelier, 1980).

1.2.3 La propiedad como elemento central de la renta petrolera

Las ramas rentistas, como la petrolera, se caracterizan porque emplean un medio de producción no reproducible, de distinta calidad y que puede ser monopolizado. La renta que se da en el sector petrolero no es un regalo de la naturaleza, sino una redistribución de un excedente creado por las relaciones sociales de producción vigentes en el capitalismo. En el caso petrolero el yacimiento es la principal condición natural, pues es sobre o debajo de él que la actividad productiva se desarrollará. Pero este yacimiento tiene un precio por su uso. Tal precio se adiciona al costo de producción de lo que se produzca en él. Es decir, en las actividades que involucre el uso del suelo, la renta que se paga por su uso tiene un peso en los costos de producción, los cuales a su vez afectan los precios de venta. La existencia de un propietario sobre el yacimiento condiciona que se lleve a cabo el proceso de producción. Para que se logre el proceso productivo tanto el capitalista como el propietario del terreno deben de llegar a un acuerdo bajo el cual ambas partes se encuentren satisfechos.

Por tal motivo, en el caso del petróleo la propiedad de la tierra tiene efectos sobre la generación y apropiación de la renta petrolera. A nivel global, la propiedad de los yacimientos recae sobre el Estado que dispone en su subsuelo de estos recursos.

En este sentido, Mommer (2003) entiende que lo realmente importante en la renta se encuentra en las especificidades de las relaciones entre capital y trabajo cuando media la propiedad territorial sobre el suelo, pues ésta evita o restringe la movilidad e intensidad de los capitales. Actualmente las disputas no se dan entre el capitalista y el terrateniente, sino entre el capitalista y el Estado, pues este último es el propietario del suelo en la mayoría de los países con recursos petroleros. Señala a la propiedad pública como la forma más común de tenencia en los países que cuentan con recursos petroleros. Pero lo importante es que el identifica qué en este tipo de propiedad se presentan dos regímenes fiscales: el *no propietal* y el *propietal*.

Non-propietal governance involves the concept of minerals being a free gift of nature. Hence, it is about facilitating a free and frictionless flow of investment into the reservoirs. Private and public proprietorial governance, on the contrary, erects obstacles to this flow by claiming ground rent (Mommer, 2003, p.89).

En el no-propietal, el criterio central es la rentabilidad de la inversión. Se abren nuevas zonas a la explotación petrolera, tan pronto las expectativas de los inversores coincide con la tasa de ganancia habitual. No hay cabida para el pago de una renta (*royalty*). Por lo tanto, aunque los consumidores continuarán pagando el precio del petróleo en función de las inversiones marginales, este precio no incluirá el pago por el uso de la propiedad de un recurso natural. El pago de la renta se cambia por el pago de impuestos sobre las ganancias excesivas (*excess profit*). Al dejar de lado la propiedad del suelo, el Estado solamente es un administrador que permite el libre acceso a los recursos petroleros (Mommer, 2003, p.89-91). Por su parte, en el propietal, el gobierno propietario del recurso toma en consideración la renta del suelo, exigiendo el pago a las petroleras externas por realizar las actividades de exploración y producción; permitiendo el acceso al yacimiento sólo si las ganancias futuras y los ingresos fiscales son satisfactorios tanto para los inversionistas como para el propietario, en este caso el Estado. Cuando el país en cuestión tiene su propia Compañía Petrolera Nacional (CPN), la cual realiza toda la actividad productiva, el régimen propietal su extremo. El Estado recolecta todas las ganancias, como propietario del recurso o como inversionista (a través de su CPN); y el Estado es libre de decidir los volúmenes de producción (Mommer, 2003, pp.95-97). El mismo autor afirma que los países de la OPEP predomina un régimen propietal, en cambio Inglaterra, país con la expe-

riencia más avanzada de un régimen fiscal del tipo no-propietal, la propiedad de los recursos naturales se ha dejado de lado y, por ende, el pago por uso del recurso natural – royalties- ha desaparecido por completo.

La disputa por ejercer los derechos de propiedad y su implicación en los precios es una cuestión estrictamente política. Esta disputa por permitir el acceso o no a los yacimientos y bajo qué condiciones se da refleja el poder que cada actor tiene a la hora de hacer validas sus opciones. Mediante estos regímenes de propiedad Mommer revela las diferentes estrategias que los actores involucrados en el sector llevan a cabo. El propósito de los países consumidores y de las compañías petroleras internacionales es instaurar una nueva forma de gobierno en la industria petrolera mundial centrada en el libre acceso a los recursos de los países productores; mientras que los países con recursos buscan ejercer sus derechos de propiedad para recibir mayores ingresos por permitir el acceso de las petroleras extranjeras a su territorio.

1.2.4 Calculo de la renta petrolera

Líneas arriba se definió lo que es la renta petrolera. Sin embargo, para los fines de este trabajo es necesario ir más allá de sólo su definición. Por tal motivo se recurre al trabajo de Angelier (1980) para desarrollar este apartado. El valor de una mercancía se deriva de la fuerza de trabajo empleada en ella durante el proceso de producción. Este valor se realizará cuando la mercancía producida sea vendida en el mercado. La elaboración de la mercancía produjo un costo de producción (CC+CV). De tal suerte que al momento de salir al mercado la mercancía tiene un precio. Este precio de producción (PP) es igual a los costos de producción, es decir, la suma de capital constante (CC) y capital variable (CV) al que se le tiene que sumar una tasa de ganancia media (GM) de toda la economía. Por lo tanto:

$$PP = CC+CV+GM$$

De acuerdo con Angelier (1980, pp.35-36), el (PP) puede ser el precio individual de producción. Este precio individual varía con cada productor debido a los diferentes obstáculos que enfrenta para extraer el producto y llevarlo a los centros de consumo. En el sector petrolero, el precio de producción depende del precio individual de producción más alto, precio superior a su nivel socialmente necesario. De no ser así, es decir, que no alcanzará al menos una tasa de ganancia igual a la general, este productor saldría del mercado.

Para que una mercancía sea tratada como tal, se necesita que pueda ser reproducida a voluntad. El petróleo, como recurso natural no renovable, carece de esta característica, por lo que la teoría del valor no se podría aplicar en tal caso. Frente a esta situación, Angelier sugiere que se debe de hablar de renovabilidad económica, es decir, que a nivel global sea posible recrear el bien, redescubrirlo en cantidades importantes para satisfacer el consumo, sin importar los gastos necesarios para ello y para su reproducción. Con el objetivo de llevar a cabo el proceso de producción, es necesario el redescubrimiento de las cantidades de petróleo que ya fueron sacadas del subsuelo, razón por la cual el productor actúa en términos de reproducción y tomará en consideración no al precio de producción, sino el de reproducción. La diferencia que se presenta entre los costos de producción y reproducción es igual al costo necesario de las operaciones de investigación que permiten continuar con el proceso de producción de la industria. Ante tal situación, Angelier (1980, p.40) con base en el trabajo de Lovejoy & Hofman (1963): *Cost Analysis in the Petroleum Industry*, desarrolla el costo de reemplazo o reconstitución, para de ahí continuar con la forma de cuantificar la renta petrolera.

- 1) Costo de Reemplazo:

$$CR = CP/NBP + (CD+CE)/NBAR$$

Donde:

CR: Costo de Reconstitución o Reemplazo

CP: Costo de Producción

NBP: Número de Barriles Producidos

CD: Costos en Desarrollo

CE: Costos en Exploración

NBAR: Número de Barriles Agregados a la Reservas Comprobadas por exploración

- 2) Sí al Costo de Reconstitución se le suma una Tasa de Ganancia Media (o general) se obtiene el Precio de Reproducción:

$$PR = CR + TGM$$

- 3) La diferencia entre el Precio de Venta del producto y el Precio de Reproducción es la Renta Petrolera:

$$RP = PV - PR$$

Esta ganancia extraordinaria (renta petrolera) es fuente de disputas, principalmente, entre los siguientes actores: las petroleras internacionales, los países petroleros y los países consumidores.

1.3 La Economía Política Internacional (EPI) como instrumento para entender el sector petrolero

En los párrafos anteriores se desarrollo la noción de la renta petrolera. Este elemento de la industria es muy importante, pues su creación y apropiación por parte de las empresas petroleras, los países productores y países consumidores ha sido una cuestión central en la historia de la industria. Estos actores ponen en marcha una serie de estrategias para ganar una mayor parte de la renta y de lo que engloba. La lucha por estas ingentes ganancias denota el poder que cada actor tiene en la industria. Además, dadas las características y centralidad del sector petrolero en el capitalismo actual, éste no puede ser estudiado sólo desde un punto exclusivamente económico o político, pues ofrece una perspectiva parcial. Por tal motivo, se recurre a las herramientas que aporta la Economía Política en su variante Internacional (EPI), con énfasis en las ideas de las relaciones de poder en el escenario internacional desarrolladas por Susan Strange.

1.3.1 Definición de la Economía Política Internacional (EPI)

Cohen (2008, p.1) afirma que la EPI nos enseña la forma de cómo podemos pensar acerca de las ligas existentes entre lo económico y lo político más allá del Estado. Nos conduce al mundo real en el cual, en la mayoría de las ocasiones, no existe una separación tan clara entre lo político y lo económico, sino que se mezclan. Muchas de las relaciones en la realidad no únicamente se dan teniendo al Estado presente, sino que a veces lo excluyen o lo sobrepasan, tal situación se da cuando existen otros actores significativos como el mismo Estado (grandes corporaciones privadas u organismos internacionales multilaterales). Siguiendo esta línea, Underhill (2001, p.806) establece las siguientes premisas bajo las cuales se desarrolla la EPI: 1) lo económico y lo político no deben separarse en sentido real, pues al hacerlo se pueden correr serios peligros desde el punto de vista analítico, 2) la interacción política es el medio bajo el cual las estructuras económicas del mercado son establecidas y transformadas, y 3) existe una conexión muy cercana entre los niveles nacional e internacional de análisis que no pueden separarse.

1.3.2 Surgimiento de la EPI en el contexto internacional

Desde mediados de los años sesentas el mundo empezó a ser testigo de fuertes cambios en el escenario internacional para los cuales las Relaciones Internacionales no podían ofrecer una explicación coherente y satisfactoria. Lo anterior, marca el nacimiento de la Economía Política Internacional (EPI) como un intento para poder lograr explicar estas nuevas cir-

cunstancias. Dentro de estos eventos que cambiaron la historia de las relaciones internacionales se menciona el hecho del debilitamiento de los EUA en el concierto internacional por parte de la guerra de Vietnam y los problemas hacia finales de los años sesentas en su economía. Tal caída fue aprovechada por parte de Japón y Europa, países que se habían levantado de la Segunda Guerra Mundial (SGM) y que ahora representaban una competencia a EUA.

El proceso de descolonización en varias partes del tercer mundo reclamó un nuevo desafío al desarrollo económico y demandó nuevas formas de entendimiento Norte-Sur. En este sentido, en lo que toca a la industria petrolera, los países productores empezaron a reclamar sus derechos de propiedad sobre sus recursos naturales. El proceso inició en los años sesenta con la exigencia de mayores ganancias por la explotación de sus yacimientos y finalizó con la ola de nacionalizaciones que sacudió en Medio Oriente (MO) y la consiguiente alza del precio en 1973. Esta situación modificó las relaciones entre las grandes empresas privadas y los países productores de petróleo. Sin dejar de lado, que el alza repentina de precios fue uno de los factores que propiciaron la crisis estructural del sistema capitalista de mediados de los años setenta.

Hacia principios de los años setenta se presenta el abandono del patrón oro y del sistema Bretton Woods y se produce el primer choque petrolero de la historia que ocasionó severos problemas económicos a los principales países desarrollados. Esto dio pie a un nuevo fenómeno económico conocido como estanflación, es decir, alta inflación y bajo crecimiento, lo que ocasionaría el fin de la época dorada del capitalismo. Además, la liberalización gradual de las barreras comerciales impulsada por parte de EUA y dirigidas por el GATT (Acuerdo General sobre Aranceles y Comercio) y el FMI (Fondo Monetario Internacional) resultó en una mayor presencia de políticas tendientes a favorecer al mercado, tal situación pareció ser una nueva amenaza a los gobiernos, pues la actividad de las grandes transnacionales en el mundo empezó a ser tan significativa como la de muchos países. Esta nueva realidad significó un nuevo reto para el conocimiento social.

1.3.3 Orígenes teóricos de la EPI

La Economía Política Internacional tiene sus cimientos en la Economía Política Clásica que surge en Europa entre los siglos XVII y XVIII y que fue abandonada hacia finales del siglo XIX con la revolución marginalista. Bajo este pensamiento la política y la economía no estaban separados sino que formaban una unidad de estudio. El primero que acuñó el término Economía Política en 1671 fue Sir William Petty (Cohen, 2008, p. 33).

Destacan entre los principales economistas políticos gente como Adam Smith, David Ricardo, Friedrich List, James Stewart Mill y Karl Marx, entre otros. Sin embargo, hacia finales del siglo XIX se produce la separación entre la política y la economía. La separación entre lo económico y lo político culminará con la revolución marginalista en la economía hacia el último cuarto del siglo XIX. Ibañez (2002, p.22) menciona que el marginalismo deja de lado la reflexión social y se concentra en la maximización de las utilidades individuales mediante los intercambios del mercado, a la asignación eficiente de los recursos escasos y a la racionalidad de los agentes económicos al momento de tomar decisiones. Sin embargo, bajo los herederos del enfoque marxista se mantuvo una conexión entre político y lo económico. Cohen (2008, p.19) sostiene que la tradición se conservó en los debates sobre las relaciones desiguales entre los países pobres y ricos, discusión articulada bajo el “imperialismo económico”. Destacan las aportaciones de Rosa Luxemburgo, Rudolph Hilferding y Vladimir Ilych Lenin. Posteriormente se continúa con los análisis de la teoría de la dependencia, bajo la cual el avance de los países pobres (periferia) está supeditado a los dictados de los países ricos (centro) división entre centro y periferia.

Esta situación de división entre lo económico y lo político fue denunciada hacia principios de los años setenta por Susan Strange, la cual demostró la negación mutua entre la economía y la política. Esta situación hacía imperiosa la necesidad de construir puentes entre ambas. Más en una situación internacional compleja como la que se presentó entre los años sesenta y setentas.

1.3.4 Enfoques tradicionales de la EPI

Aunque en los investigadores en el campo de la EPI provienen de diversos autores y con diversas ideas, podemos identificar tres corrientes principales: el realismo, el liberalismo y el marxismo. Para abordar estas perspectivas teóricas nos apoyaremos en los trabajos de Woods (2001), Bustelo (2003) e Ibañez (2002).

a) El realismo

El realismo o mercantilismo afirma que el sistema internacional se sostiene sobre las relaciones de poder entre los Estados, por lo que hay que analizar cuidadosamente la distribución de poder en el mundo. Tiene sus antecedentes entre los siglos XVI y XVII y entre sus nombres se encuentran Friedrich List y Alexander Hamilton. El nacimiento de esta corriente está íntimamente ligado a la seguridad y bienestar nacional, pues se genera en los momentos de consolidación de los Estados-nación europeos. A raíz de este contexto las acti-

vidades económicas quedan determinadas bajo las disposiciones estatales. Los estados tienen que ser capaces de lograr maximizar su riqueza e independencia mediante el proteccionismo económico y con subsidios e inversiones en sectores clave de la economía. En este esquema los Estados más poderosos son capaces de definir los límites y las reglas del juego. El orden y la estabilidad del sistema son resultado de la capacidad de un Estado para tomar el papel de hegemon, es decir, tiene la capacidad de mantener, crear y hacer cumplir las reglas elementales del juego. Los círculos académicos de los EUA son fuertemente influenciados por estas ideas.

b) El liberalismo

El liberalismo afirma que las relaciones (económicas) entre los individuos a través del mercado o del Estado son de lo más significativo. Tiene su origen en el planteamiento de Adam Smith, donde los valores más importantes son la libertad y el bienestar que pueden alcanzar los individuos en una sociedad. El liberalismo se enfoca en el mercado y en los mecanismos bajo los cuales éste funciona como lo son la oferta, la demanda, los precios y el equilibrio. El lograr el máximo beneficio hace posible que la economía se mueva, pues el beneficio es el motor de cualquier sistema económico, ya que permite la consolidación y nacimiento de las empresas e impulsa la innovación tecnológica. Consideran que el mercado debe de tener una muy mínima intervención estatal, necesaria si la mano invisible que estabiliza el mercado no lo puede lograr. Bajo este paradigma el análisis es el de los acuerdos y las relaciones contractuales entre los individuos.

c) El marxismo

Por su parte, el marxismo presenta una concepción inseparable de la economía, la política y la sociedad. Pone énfasis en las relaciones de producción y mediante su explicación busca determinar las formas en que cada sociedad se desarrolla socio-económicamente a lo largo de la historia, en particular el modo de producción capitalista vigente. Las relaciones de producción entre capitalistas (dueño de los medios de producción) y obreros dan como resultado las clases sociales del capitalismo. La clave para el cambio social es el conflicto de clases, pone énfasis en el análisis de la estructura económica y en las relaciones de explotación. A nivel de las relaciones internacionales la descripción de “clases” dentro del capitalismo ha sido aplicada en el análisis de las relaciones que se dan entre los países industrializados (centro) y los países pobres (periferia) con las teorías del estructuralismo y

la dependencia. La teoría de la dependencia, el regulacionismo y el sistema-mundo son ejemplos de corrientes teóricas que tienen en el marxismo su origen.

1.3.5 Escuelas de pensamiento de la EPI

Bajo estos tres enfoques nacen las dos escuelas de pensamiento más influyentes en la Economía Política Internacional: la estadounidense y la británica, en este sentido Cohen (2008) describe su desarrollo y alcances.

1. Escuela estadounidense

La mayoría de los expertos de la EPI fechan el inicio de ésta hacia fines de los años sesentas y principios los setentas con los trabajos de Richard Cooper que pone énfasis en la interdependencia mundial y R. Vernon que pone sobre la mesa la importancia de las empresas multinacionales a nivel global. Cooper publicó *The Economics of the Interdependence* en 1968 en el cual vio la necesidad de lograr una mayor coordinación y cooperación entre Estados (interdependencia) a fin de hacer frente a los desequilibrios en la balanza de pagos, producto de los vaivenes de la economía mundial. En esos años se empezó a dilucidar en el horizonte los procesos de liberalización económica a nivel internacional, por lo que él se centró en los inevitables conflictos que se podrían dar en con liberalización del mercado dado un sistema de soberanías estatales. En su trabajo aplicó el individualismo metodológico de la elección racional que influyó a muchos otros investigadores que tomaron a la teoría de juegos y a los costos de transacción como las herramientas centrales en sus análisis. Asimismo, en esos años Kindleberger publicó en 1970, *Power and Money* el cual evidenció las crecientes tensiones entre lo político y lo económico en un mundo cada vez más interdependiente. Mientras que Vernon en *Sovereignty at Bay* de 1971 mostró la importancia del arribo de las corporaciones multinacionales como actores políticos claves en el escenario global. Underhill (2000) afirma que hacia fines de los años sesentas se desarrolló el debate entre lo internacional y lo transnacional, el primero hacía mención a las relaciones que se dan entre estados, mientras lo transnacional involucra relaciones que se encuentran por encima de lo doméstico-internacional y que no necesariamente involucran al Estado, aunque si incluye sus actividades. Asimismo, en esos años se vio el redescubrimiento de autores como Albert Hirschman con su obra de 1949, *National Power and the Structure of Foreign Trade*, trabajo en el que mostraba los intereses ocultos en la política comercial, pues las relaciones de dominación y dependencia pueden surgir por las asimetrías en el

comercio mundial, y como las políticas comerciales pueden ser usadas por los gobiernos para ejercer presión política sobre otros países.

La EPI que se ha desarrollado a lo largo del tiempo en los EUA ha sido producto de notables académicos provenientes de la ciencia política. Además, por la influencia de los autores mencionados en la parte superior, economistas; ha tomado mucho de la economía neoclásica con sus modelos formales y la colección y evaluación sistemática de datos empíricos. Dentro de los académicos más influyentes en la escuela estadounidense se encuentra Gilpin, Keohane y Nye. En la evolución de su trabajo se vieron influenciados por los trabajos de Vernon, Cooper y Hirschman. Keohane y Nye empezaron, hacia principios de los años setenta, a trabajar en una nueva concepción de las dinámicas presentes en las relaciones económicas internacionales. Tales esfuerzos produjeron *Power and Interdependence* considerado como una de las piedras angulares de la EPI, donde desarrollaron el término de “Interdependencia Compleja”. Tal término se definió en base a tres características: múltiples canales de comunicación, ausencia de jerarquía entre los temas internacionales, y un papel decreciente de la fuerza militar como medio para alcanzar sus fines. Tal enfoque fue un claro desafío al dominante realismo estadounidense, visión centrada en el Estado y que había dominado las discusiones sobre las relaciones internacionales. Con el tiempo este enfoque se vio como un complemento a la visión realista, situándose en la rama liberal. Se dieron cuenta que se estaba dando un incremento en la fragmentación y difusión del poder en la esfera económica, gracias al aumento de la interconectividad de las economías nacionales. Los Estados serán actores centrales, sin embargo, gracias a la expansión de las políticas de libre mercado, éstos no serán los únicos agentes que determinarán los resultados. La interdependencia económica generó una serie de actores transnacionales, individuos y entidades cuyo control de los recursos y de los accesos a los canales de comunicación les permitió participar exitosamente en las relaciones políticas en las líneas estatales.

El enfoque de Keohane y Nye tuvo respuesta por parte de Gilpin. Para él, el realismo representaba una forma filosófica, no totalizadora de ver la realidad. Nunca negó el surgimiento del transnacionalismo, sin embargo insistió en que este nuevo fenómeno se daba en el escenario político global. Sostuvo que Keohane y Nye se equivocaron al no poder reconocer que los procesos y actores transnacionales dependían de las relaciones entre Estados. Gilpin, según Bustelo (2003), fue uno de los constructores de la “teoría de la estabilidad hegemónica”, bajo la cual, la estabilidad mundial dependía de la existencia de una superpotencia (EUA); pues ésta tiene la capacidad de obligar a otros estados a seguir sus

dictados. Sin embargo y para estos años EUA, bajo esta idea, se encontraba en proceso de declive. Por otra parte, Gilpin trajo de las relaciones internacionales la división entre realismo, liberalismo y marxismo, clasificación que sería la base para los futuros desarrollos en la EPI. Bajo este entorno los liberales y marxistas sobreponen la economía a las cuestiones políticas; mientras que los seguidores del realismo afirman que el poder de las relaciones políticas delinea las estructuras económicas.

2.- Escuela británica

A su vez en Inglaterra la EPI se tiene una visión diferente del mundo y por lo mismo de cómo este debe de ser evaluado y entendido. En la escuela británica se tiende a la multidisciplinaria. Discrepa de su par estadounidense en el hecho de que el Estado no concentra la única fuente de poder. Lo político y lo económico no son cuestiones separadas, a la par que las estructuras políticas, históricas y económicas son centrales en los análisis. Esta escuela se centra en el análisis histórico del poder, el cual depende de la hegemonía de una potencia (enfoque neo-gramsciano de Robert Cox) que garantiza la estabilidad en el orden mundial (Bustelo, 2003). Insisten en la autoridad difusa (en los Estados, las mafias, las grandes transnacionales, etc) y el poder estructural de los Estados o de otras instituciones y a quién beneficia este poder como lo menciona Strange. Sin duda esta autora es su mayor exponente, en 1970 publicó: *Economics and International Relations: A Case of Mutual Neglect* en la cual hacía patente la separación entre lo económico y lo político en las relaciones internacionales, tal situación, ante un escenario cambiante en esos años, hacía imperioso construir puentes a fin de reducir al máximo la diferencia entre estos polos. Se centró en el tema del poder, pues lo consideraba el puente entre la autoridad (Estados) y el mercado. Se pregunta ¿quién tiene el poder?, ¿cómo lo ha obtenido?, y ¿para qué? El poder es de medular importancia para explicar el carácter y la dinámica de la economía mundial. La obra en la cual resume en gran parte este tema del poder es en *States and Markets (1988)*. Descompone en dos al poder: el poder relacional y el estructural, donde este último es el más significativo, pues es capaz de determinar la estructura del sistema. El poder estructural constituyó el argumento central en contra de la idea estadounidense de Kindleberger con la “Teoría de la estabilidad hegemónica”. Strange reprochó la fuerte centralidad del Estado en los análisis de las relaciones internacionales en la escuela estadounidense que dejaba fuera otros actores. Sin embargo, existen fuertes críticas a la idea de Strange de que los mercados han superado a los Estados.

1.3.6 La Economía Política Internacional en voz de Susan Strange

La otra base sobre la cual descansará este trabajo es la Economía Política Internacional (EPI), concretamente, el pensamiento de Susan Strange. Ella desarrolla sus ideas desde principios de la década de los años setenta hasta mediados de los noventa. A principios de los años setenta, se da cuenta que muchos de los fenómenos internacionales analizados en la EPI involucran tanto factores económicos como políticos, sin embargo, al momento de analizar estas situaciones, los economistas ignoraban los elementos políticos y los politólogos desdeñaban los factores económicos. Para ella, la EPI se interesa en los arreglos sociales, económicos y políticos que afectan los sistemas globales de producción, el intercambio, la distribución y los valores (Strange, 1994, p.18).

Sugiere una nueva manera de sintetizar la economía y la política por medio del análisis estructural, para de esta manera examinar el efecto de los Estados sobre los mercados, y de igual forma, el efecto del mercado sobre los Estados, es decir, se concentra en la liga que da entre autoridad-mercado y mercado-autoridad, mediando entre ellos el poder. Este análisis fue construido entre los setenta y los ochenta, años que se caracterizan por la implantación del modelo neoliberal a escala global, donde las políticas tendientes a liberalizar los mercados estaban en boga y puestas en marcha. Bajo este contexto, el mercado está construido por las empresas financieras, de la industria y del comercio. Considera que muchas de estas empresas son más poderosas que muchos gobiernos del mundo (Strange, 1996, p. 4). Bajo esta perspectiva, las relaciones económicas no sólo se producen entre estados, sino entre empresas, y entre estados y empresas, es decir, hay relaciones triangulares. En este esquema, la regulación del sistema económico descansa en una buena parte en los procesos de negociación que se den entre ellas. Esta forma triangular de ver las relaciones en el escenario internacional es muy útil para este tema de investigación, puesto que en el mercado petrolero se dan estas relaciones desde años atrás. La historia del petróleo, desde principios del siglo XX, demuestra que siempre han existido procesos de negociación entre los países productores y las empresas, las compañías con sus gobiernos, las compañías entre sí, etc. Por si fuera poco, en las últimas décadas han emergido una serie de nuevos actores que complejizan el análisis de este sector.

1.3.7 La importancia del poder en las relaciones internacionales

Strange centra su atención en el papel del poder en las relaciones económicas. Para tratar de conocer más sobre el poder, lanza dos preguntas que son claves en el entendimiento de cualquier relación: ¿quién tiene el poder? y ¿por qué lo tiene? El responder correctamente a

estos cuestionamientos permite esclarecer el origen, estrategias y posibles resultados de los actores involucrados en el sector analizado, en este caso el petrolero.

Esta focalización en el poder nace de su desacuerdo con las ideas de la escuela norteamericana sobre el declive de los Estados Unidos como potencia mundial. Bajo este argumento los EUA, en la década de los setentas, habían perdido el poder hegemónico en el sistema, por lo que la economía internacional se había vuelto muy inestable y desordenada, lo que hacía a los pronósticos poco fiables. Sin embargo, ella está en desacuerdo sobre esta forma de interpretar la realidad internacional. Se da cuenta que los EUA y sus corporaciones no habían perdido el poder en la economía mundial, sino que habían modificado su forma de ejercerlo. Ahora mediante el desarrollo del conocimiento (como la tecnología) y el impulso de las actividades de las transnacionales norteamericanas a nivel mundial, los EUA seguían manteniendo su hegemonía mediante el ejercicio de su poder (Strange, 1994). Como primer paso, la autora, opta por apoyarse en una definición general de lo que es el poder, a fin de no perderse en una discusión que es hasta cierto punto filosófica:

Power is simply the ability of a person or group of persons to affect outcomes that their preferences take precedence over the preferences of others. This definition avoids the logical trap of pinning power to the pursuit of interest –national interest, class interest, corporate interest or whatever (Strange, 1996, p. 17).

La definición presentada es bastante útil, pues puede adaptarse en diversas situaciones. Bajo este argumento es claro que cualquier actor que posee poder tiene la capacidad de delimitar las opciones de los demás ante una determinada situación. Pero ella no se detiene aquí, al definir que es el poder pasa descomponerlo, pues entiende que el poder tiene distintas formas de ser ejercido.

1.3.8 Poder relacional y estructural

Al formularse las preguntas sobre ¿quién tiene el poder? y ¿por qué lo tiene? hace que su análisis la empuje más allá de sólo conocer el significado. Se da cuenta que en el escenario internacional el poder se hace presente en dos maneras: de forma relacional y de forma estructural.

El poder relacional es el más generalizado y proviene de los aportes de Robert Dahl (1957, pp.202-203), el cual sostiene “My intuitive idea of power then, is something like this: A has power over B to the extent that he can get B to do something that B would not otherwise do.” Algo inherente a este tipo de poder es la capacidad de manifestar cambios en los resultados. De tal manera, una autoridad estatal o no, puede hacer que su contraparte realice algo que de otra forma no haría. Este tipo de poder es ejercido mediante presión

directa, es decir, mediante la persuasión o la coerción. Este poder modifica los resultados a un nivel determinado del sistema.

A su vez, existe otro poder, más complejo que el relacional, más difícil de visualizar, pero más determinante, al ser capaz de modificar al sistema. Este tipo de poder es el estructural:

Structural power, on the other hand, is the power to shape and determine the structures of the global political economy within which other states, their political institutions, their economic [p.24] enterprises and (not least) their scientist and other professional people have to operate....[this] confers the power to decide how things shall be done, the power to shape frameworks within which states relate each other, relate to people, or relate to corporate enterprises (Strange, 1994, pp.24-25).

Quien es capaz de poseer este tipo de poder, puede determinar no sólo el proceso de negociación o las reglas que se presentan en las relaciones entre los actores involucrados, sino más bien el contexto y la manera en cómo se da esta relación, lo cual no es cosa menor.

Este poder es el más importante en el escenario que nos ocupa pues el ejercicio del mismo, por parte de las autoridades más influyentes, ha diseñado la arquitectura petrolera global de las últimas décadas. En el aspecto petrolero, Strange hace mención que las autoridades más relevantes en el escenario han sido los Gobiernos, las grandes petroleras y el mercado, siendo las compañías las más importantes. A nuestro juicio, esta forma de agrupar a los participantes en la industria petrolera es limitada, pues en la ella interactúan un mayor número de actores que complejizan las situaciones.

Los orígenes del poder estructural

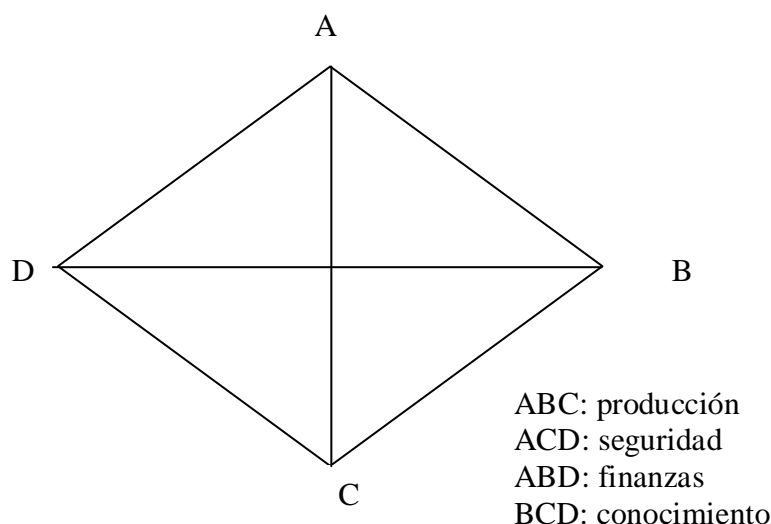
Las fuentes del poder estructural se encuentran repartidas en cuatro estructuras interrelacionadas⁸: a) la estructura de seguridad, se enfoca en el suministro de la protección y se construye alrededor del Estado, institución que tiene el monopolio de la violencia. En el escenario internacional, esta estructura se ha dirigido a las relaciones entre los Estados más

⁸ Strange (2002, p.145) manifiesta la conexión entre las cuatro estructuras de esta forma:

Production is the basis of life and therefore the fundamental essential. But production cannot be enjoyed, or even produced, without order; and order requires the provision of security. Credit supplied by the financial structure is a necessary condition for all but the most basic production structures. In the highly developed, highly capitalized production structure of any industrialized economy, a decisive role is played by the provision of credit through the financial structure. But the choice of social goals and the means of reaching them is determined by the knowledge structure. The power exercised over the nature of the knowledge to be acquired, and over the means used for its storage and communication, is a necessary complement to power exercised through the other three structures

poderosos; b) la estructura de la producción, centrada en el control de los medios de producción. Es la sumatoria de todos los arreglos determinantes para saber qué producir, por quién y para quién, porque método y en qué términos. La estructura de producción es la que crea la riqueza en la economía; c) la estructura financiera, referida al control sobre la provisión y la distribución de crédito y los factores que determinan los términos sobre los cuales las monedas se intercambian.; y d) la estructura del conocimiento, se refiere al control existente sobre la producción y la difusión de creencias y conocimientos (tecnología). Esta estructura determina qué conocimiento es descubierto; cómo se almacena; y quién lo comunica, porque medios, para quién y en qué términos (Strange, 1994).

Diagrama 1.1
Estructuras que conforman el poder estructural



Estas estructuras que interactúan entre sí no son únicamente aplicadas a los grandes temas de la economía y política global. Son aplicables, también, a pequeños grupos humanos o comunidades (Strange, 1994, p. 26). Esta separación en las cuatro estructuras deja ver que el poder es algo que se extiende. Lo común a los cuatro tipos de poder estructural es que el poseedor sea capaz de cambiar los rangos de elección de los otros participantes. Pero esto, a diferencia del poder relacional, se logra sin ejercer presión directa sobre ellos. Por esto, la autoridad que ejerce su poder estructural modifica al sistema en cuestión.

Tanto el poder relacional y el estructural son necesarios, puesto que el poder es relacional al tener la fuerza de ejercer su influencia sobre otros actores y es estructural al ser capaz de conformar las estructuras de las relaciones bajo las cuales los diferentes actores se desenvuelven. Todas las autoridades (actores) tienen ambos tipos de poder, sin embargo

entre mayor poder estructural posea un actor, mayor capacidad de moldear las estructuras establecidas de un sistema dado, sin dejar de lado que es más poderoso.

La concepción de Strange permite adecuar la noción de estos poderes a distintos niveles. De tal suerte, se puede entender a la industria petrolera bajo el paraguas del poder de la siguiente manera. El poder relacional hace que un actor dentro del sector petrolero haga que otro actor realice algo que de otra forma no lo llevaría a cabo. En cambio, bajo el poder estructural, el actor que tiene la autoridad para ejercer este poder es capaz de modificar las estructuras de la industria petrolera dentro de las cuales las otras autoridades (actores) realizan sus funciones. El poseedor de este poder tiene la capacidad de cambiar las opciones abiertas a los otros, sin necesidad de ejercer, aparentemente, una gran presión directa.

1.4 Principales actores dentro el mercado petrolero internacional

A continuación se presentaran los principales actores dentro de la Industria Petrolera Internacional que son necesarios para el presente trabajo de investigación. Hay que recordar que estamos hablando de actores que tienen autoridad, es decir, ejercen “poder sobre” y tienen un discurso articulado que les hace obtener el apoyo o la obediencia de los otros actores. Hay que recalcar que entre mayor poder estructural sea capaz de tener un actor, mayor capacidad de afectar a la industria petrolera y a sus participantes. Además, todos ellos disponen de un cierto poder relacional que les permite modificar las elecciones de los demás, aunque ellos no lo deseen. Los actores más relevantes son:

Estados Unidos de América (EUA): Es la principal superpotencia económica y militar del planeta, elementos que utiliza para obtener sus fines en el mercado petrolero. Es el mayor consumidor mundial de petróleo con el 24% y produce el 8% del total mundial (tercer lugar de producción, sólo detrás de Arabia Saudita y Rusia), por lo cual sus políticas de producción, consumo y de otro tipo modifican las bases de la industria petrolera a escala global. Asimismo, es el lugar donde tienen asiento las grandes petroleras privadas del orbe y uno de los mercados financieros en materia energética más importantes del orbe como lo es la New York Mercantile Exchange (NYMEX).

El Capital Petrolero Transnacional (CPT): Estas empresas petroleras son parte de las Compañías Petroleras Internacionales (CPI). Pero para nuestro trabajo, se habla de las grandes petroleras privadas o *supermajors* (ExxonMobil, BP, Shell, Total, Chevron y ConocoPhillips) Las grandes petroleras se encuentran dentro de las 10 empresas más importantes del sector a nivel mundial. De acuerdo con la revista *Fortune*, entre 2005-2008, en su lista de las 500 empresas más importantes a nivel internacional, estas compañías se encon-

traron dentro de las diez primeras empresas a nivel global. Además el peso de la historia cuenta, pues la mayoría de las empresas que forman el CPT han dominado el sector petrolero por años. Disponen de los adelantos tecnológicos más avanzados para el desarrollo de nuevas zonas, gozan de grandes recursos económicos para el desarrollo de sus actividades, tienen operaciones en una gran parte del mundo y cuentan con el apoyo de sus gobiernos, en especial, los de EUA. Por lo cual, las medidas que lleven a cabo tienen un profundo impacto en lo que sucede en el sector petrolero. La mayor parte de ellas son empresas que van más allá del sector petrolero al definirse como empresas especialistas en energía.

Países productores: Para este trabajo nos enfocamos en la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). El poder de la OPEP deriva de los siguientes indicadores: la OPEP cuenta con el 76% de las reservas probadas de petróleo a nivel mundial y tiene el 43% de la producción mundial de petróleo. Dentro de la organización destaca Arabia Saudita que tiene el 21% de las reservas y casi el 13% de la producción mundial. Los países que la forman tienen las empresas estatales más importantes como SaudiAramco, NIOC y PDVSA. Su participación en el mercado petrolero a lo largo de la historia ha repercutido principalmente por el lado de la producción e indirectamente en el consumo, y por ende en el nivel de precios.

Países consumidores: Nos centramos en los principales países consumidores. De tal suerte, se agrupo a los países consumidores en: Países Industrializados (Unión Europea, Japón, Australia y Canadá); Asia y el resto del mundo. Los EUA se dejan como una única autoridad. La gran mayoría de estos países no cuentan con recursos propios o son deficitarios en ello, por lo cual se ven obligados a importar grandes cantidades del mismo. Exceptuando a China los demás países son economías maduras con altos índices de desarrollo y altamente tecnificados y se han preocupado por el desarrollo de políticas energéticas tendientes a reducir su consumo de petróleo.

Las Compañías de Servicios Petroleros (CSP): Actualmente, son las empresas que han llenado los vacíos que el CPT ha abandonado por decisión propia en materia de exploración y producción. Desarrollan la mayor parte de la tecnología empleada en el proceso de producción en el upstream. Las principales compañías de servicios petroleros (Baker Hughes, Schlumberger y Halliburton) controlan más del 50% de este segmento. Con este crecimiento, este grupo se ha colocado como un pilar clave en la industria petrolera global, pues proporcionan a las compañías petroleras bienes y servicios tecnológicos altamente especializados para la extracción del petróleo obtenido: actividades de geofísica, perforación, ingeniería y diseño, y la construcción de plataformas

Capital Financiero: el cual está formado por los grandes conglomerados financieros, es decir, por instituciones financieras como son los bancos comerciales, los fondos de cobertura, sociedades de inversión, etc (Soto, 2010). A este rubro pertenecen los grandes bancos de inversión a nivel mundial (Morgan Stanley, JP Morgan, Goldman Sachs, Citi Group entre otros). Estos actores participan en los mercados financieros de Nueva York y Londres, mediante la colocación de fuertes sumas de dinero en los mercados energéticos, en especial el petrolero. Su participación junto con el capital petrolero en los mercados financieros internacionales tuvo una fuerte repercusión en el precio del petróleo. Además, en los últimos años estas empresas han venido comprando activos físicos en el sector petrolero.

Capítulo 2

Características y estructura de la industria petrolera internacional

2.1 Introducción

El presente capítulo incursiona en el análisis de las características y estructura de la industria petrolera internacional, identificando algunos de sus conceptos e indicadores básicos.

En primer término, se presentan algunos antecedentes sobre el origen del petróleo y su importancia para el avance de la sociedad moderna. En segundo lugar, se ofrece un panorama general de los recursos petroleros disponibles para los próximos años y se describen los criterios para clasificar las reservas y sus montos. Como parte de esta discusión se aborda la cuestión del *Peak Oil*, debate que en los últimos años ha cobrado particular fuerza por referirse al momento en el que, presumiblemente, se alcanzará el máximo de producción petrolera. En tercer lugar, se analizan los indicadores sobre reservas, inventarios, producción, consumo de petróleo y refinación a escala planetaria. Por último, se presentan los grandes segmentos en que se estructura la industria petrolera: *Upstream* o aguas arriba que abarca las actividades de exploración, producción y desarrollo de los yacimientos y *Downstream* o aguas abajo, referida a la refinación, procesamiento y distribución del petróleo y sus derivados.

2.2 La importancia del petróleo en el consumo energético mundial

2.2.1 Origen del petróleo

El petróleo (*petroleum*, aceite de roca) desde el punto de vista químico, es una mezcla de hidrocarburos que a temperatura ambiente es líquido, contienen en su estructura molecular carbono e hidrógeno, con pequeñas cantidades de azufre, oxígeno, gas disuelto, y pequeños componentes metálicos. La parte líquida sin refinar es llamado petróleo crudo. El petróleo crudo contiene una densidad energética 50% más alta que los carbonos de antracita, el doble del carbono necesario para producir vapor (*steam coal*) que es usado en la generación eléctrica, casi 2.5 veces superior a la madera (*air-dry wood*) y cuatro veces más que las lignitas (Smil, 2008, p.57). Además, ofrece varias ventajas como fuente de energía. Tiene un alto contenido energético por unidad de peso, lo que reduce los costos de transporte; y es bastante fácil de manejar, pues es un fluido y se puede almacenar a un costo no muy alto (Parra, 2003, p.13). El petróleo así como se extrae del subsuelo no sirve como energético. El petróleo crudo está compuesto de hidrocarburos líquidos; y para poder aprovecharlos se hace necesario separarlo en diferentes partes que constituyen los diferentes combustibles

como el gasavión, gasolina, turbosina, diesel, gasóleo ligero y gasóleo pesado (Chow, 2002).⁹

2.2.2 El consumo de petróleo: presente y futuro

La energía ha sido y continuará siendo un sector central en el avance de las sociedades humanas, pues su uso es indispensable en todos los ámbitos de la vida material del hombre. Su consumo es impulsado por el crecimiento económico, el crecimiento poblacional, la intensidad energética y los precios de los combustibles (SENER, 2007, p. 20). Dentro de la gama de energéticos consumidos por el hombre el petróleo es el que más destaca. Sin embargo, no se encuentra sólo al competir, como se observa, con otros energéticos.

Cuadro 2.1
Demanda de energía primaria mundial por tipo de combustible
1980-2030
(Mtpe)¹

Energético	1980		2006		2030*	
	Absoluto	Porcentaje	Absoluto	Porcentaje	Absoluto	Porcentaje
Carbón	1788	24.8	3053	26.0	4908	28.8
Petróleo	3107	43.0	4029	34.3	5109	30.0
Gas	1235	17.1	2407	20.5	3670	21.6
Nuclear	186	2.6	728	6.2	901	5.3
Hidroelectricidad	148	2.0	261	2.2	414	2.4
Biomasa y desperdicios ²	748	10.4	1186	10.1	1662	9.8
Otros renovables ³	12	0.2	66	0.6	350	2.1
Total	7223	100	11730	100.0	17014	100.0

¹ Millones de toneladas de petróleo equivalente

² Incluye biomasa (se refiere al uso de leña, excremento de animales y residuos agrícolas en estufas de muy baja eficiencia), gas y líquidos derivados de la biomasa, desechos industriales y la parte renovable de los desperdicios municipales

⁹ Parra (2003, p.46) enumera los principales productos que resultan del petróleo según su punto de ebullición:

1) Gas de refinería. Es empleado como combustible en la propia refinería; 2) Gases licuados del petróleo: son el propano y el butano, que se emplean como alimento de procesos de refinería y, fundamentalmente, como combustibles industriales o domésticos; 3) Gasolinas. Usada en los motores de combustión interna de ciclo Otto empleados en la construcción de turismos; 4) Naftas. Son usadas como materia prima de la industria petroquímica; conveniente tratadas dan lugar a anillos bencénicos, que son el pilar de la petroquímica; 5) Querosenos. Empleado como combustible de los aviones modernos a reacción y, todavía, para iluminación en algunas partes del mundo; 6) Gasóleos. Se emplean como combustibles de los motores diesel usados en camiones y trenes y como combustible de calefacción doméstica e industrial; 7) Fuelóleos. Usados como combustible de barcos, generación de electricidad en centrales térmicas y producción de calor en muchos tipos de industrias; 8) Lubricantes. Toda máquina con partes móviles, casi sin excepción, necesita un lubricante específico y no sólo los más conocidos por el gran público: los de automoción; y 9) Asfaltos. Usados en la pavimentación de carreteras y como impermeabilizantes.

³Incluye energía geotérmica, solar, termal, eólica, generación de electricidad y de calefacción provenientes de las mareas.

*Estimación

Fuente: elaboración propia con base en *World Energy Outlook 2008*, IEA (2008, p.78)

El cuadro 2.1 ilustra el consumo de los combustibles más importantes para el avance material de las naciones. Estos números confirman que las próximas décadas seguirán dominadas por los combustibles fósiles. Lo único que estaría en disputa es saber si el petróleo o el carbón ocuparían el primer lugar de consumo. A primera vista, se nota que somos la civilización del hidrocarburo. En 2006, el 80% de la energía primaria consumida provino de ellos, tendencia que seguirá dentro de los 20 años siguientes. Dentro de éstos, el que más destaca es el petróleo con el 34%, aunque desde 1980 ha venido perdiendo importancia relativa, no así absoluta, producto del aumento del gas y del carbón como energético importante. Llama la atención que para el 2030 se prevé casi una igualación en la demanda de energía por carbón y petróleo (28.8% vs 30%). En lo que toca a la energía proveniente otras fuentes, se observa que la biomasa es la principal energía no fósil, seguida de la nuclear y la hidroelectricidad. Las energías renovables están experimentando un fuerte crecimiento, sin embargo, todavía en las próximas décadas su aportación al consumo de energía global, de acuerdo a estos datos, será marginal. Estos datos ilustraron la dependencia que el ser humano tiene de los combustibles fósiles para funcionar, siendo el petróleo el más importante. Una vez demostrada la centralidad del petróleo es necesario mostrar los aspectos claves de la industria petrolera.

2.3 Recursos disponibles de petróleo a nivel global

2.3.1 El volumen de reservas petroleras en el subsuelo

Uno de los temas centrales en el sector petrolero es el relacionado a las reservas de petróleo, pues sobre su cantidad, facilidad de extracción, contabilidad y disponibilidad futura recae mucho de la discusión sobre el futuro de la industria. En palabras de Lepez (2007) hay que resaltar que el término reserva denota un concepto técnico-económico más que uno geológico. Por lo cual hace una distinción entre reserva y recurso:

- Reserves: the volumes of hydrocarbons which are or will be recoverable, and
- Resources: the volumes of hydrocarbons which are present in an oil -or gas field, without reference to constraints as to their accessibility and/or cost.

La cantidad de petróleo existente en un campo se denomina "petróleo presente en el sitio" (*oil in place*). Este petróleo no se puede extraer en su totalidad, de ahí las definicio-

nes de las reservas. Con base en Parra (2003) y Maugueri (2006) que toman los criterios de la *Society of Petroleum Engineers (SPE)* y el *World Petroleum Congress (WPC)*, las reservas se pueden clasificar en:

- Reservas probadas: Son definidas como el monto de petróleo y gas en el lugar en campos conocidos que pueden ser estimados con cierta “certeza razonable” para ser recuperables en las actuales condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales. El concepto de “certeza razonable” es asociado con una probabilidad rentable de al menos 90% ó P90. Algunos especialistas las denominan 1P.
- Reservas probables: Estimación de las reservas de petróleo y/o gas en estructuras ya penetradas, pero que requieren confirmación más avanzada para ser clasificadas como reservas probadas. Estimación la probabilidad de una recuperación rentable cae al 50% ó P50, para otros especialistas lo definen como 2P, es decir, probable más probada.
- Reservas posibles: Estimación de reservas de petróleo o gas, a partir de los datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas, con la probabilidad de recuperación no menor al 10% o P10. También conocida como 3P ó probada más probable más posible.

Las principales compañías privadas y varios países productores –como México- que cotizan en la bolsa de Nueva York son obligados a seguir las reglas estrictas de la *Security Exchange Commission (SEC)* la cual sólo acepta el criterio de reservas probadas. Sin embargo, al interior de muchas compañías privadas se sigue el criterio de contabilizar las reservas sumando las probadas más las probables (Zittel y Schindler, 2007). Esto ocasiona que las reservas probadas difícilmente disminuyan, al incluir (por la mejora tecnológica) las reservas probables como probadas. Estas discrepancias tienen efectos en los futuros descubrimientos y ritmos de producción.

Con base en el *United States Geological Survey (USGS)*, el *World Petroleum Congress* y el *IFP*, Lepez (2007, p.97) estima que el total de reservas mundiales es del orden de 4100 billones¹⁰ de barriles (Gbbl):

- 1000 Gbbl of reserves already used;

¹⁰ En inglés. Para efectos de este trabajo se respetará la denominación en inglés. Aunque hay que hacer notar las diferencias de lenguaje en torno a las cantidades que involucran miles de millones. En lengua inglesa al alcanzarse los 1000 millones de algo, en este caso petróleo, se denomina billón; de tal suerte que si se alcanza 1200 millones, en EUA se dice 1.2 billones. En cambio, en español al llegar a 1000 millones no hay cambio alguno. Por lo tanto, los 4100 billones de barriles (inglés) equivalen a 4.1 billones de barriles en español.

- 1200 Gbbl proved reserves remaining (about 40 years' production at the present rate)
- 1000 Gbbl reserves remaining to be discovered;
- 900 Gbbl to be added to reserves by virtue of enhanced recovery techniques

Este monto de reservas son básicamente hidrocarburos convencionales, es decir, hidrocarburos que pueden ser producidos en un futuro próximo bajo las condiciones económicas y técnicas presentes. No se toma en consideración los hidrocarburos no convencionales, los cuales son demasiado costosos de producir, por el momento. Esta clasificación económica es una de las formas bajo la cual se puede clasificar si es convencional o no¹¹. En este sentido la IEA (2005, p.124) entiende no convencional como el petróleo que no es extraído del subsuelo mediante pozos, o necesita procedimientos adicionales para producir petróleo sintético. Se puede considerar que el petróleo no convencional es la reserva del futuro, pues cuando las reservas de cierto tipo de hidrocarburo se agotan o su precio se vuelve muy alto, los hidrocarburos no convencionales son vistos con interés. Los hidrocarburos no convencionales más importantes son: petróleos pesados y ultra pesados; pizarras bituminosas; el procedimiento de gas a líquido (GTL) y las zonas polares¹² (Lepez, 2007, pp.104-107; IEA, 2005, p. 124).

2.3.2 Disponibilidad de los recursos petroleros: Peak Oil y sus implicaciones

a) El Peak oil en la escena petrolera contemporánea

Uno de los temas que ha tenido un profundo impacto en el escenario petrolero en los primeros años del presente siglo es la posible escasez de petróleo en el futuro cercano. Con el incremento en los precios desde el 2002 esta idea se ha posicionado con más fuerza en la discusión actual. Esta discusión guarda relación con el tema de las reservas petroleras, pues éstas se encuentran en un lugar importante de la discusión. Maugeri (2006) señala que el

¹¹ A parte del sentido económico, se pueden encontrar otras formas de clasificar lo convencional. Pueden ser convencionales o no tomando en consideración su densidad o viscosidad. Por su densidad los convencionales se encuentran por arriba de los 20°API, aunque Zittel y Schindler (2007) mencionan que el petróleo convencional es aquel que tiene un API mayor a 17 (tal clasificación es tomada de la ASPO/Campbell). Desde de la viscosidad todos los crudos extraídos a la temperatura y presión del depósito, sin artificios, son convencionales. Empero, estas clasificaciones no toman en consideración las cuestiones económicas y tecnológicas.

¹² Lepez (2007) afirma que el petróleo ubicado costa-afuera a grandes profundidades (*deep and ultra deep offshore*), se calcula que existen 65 Gbbl; aceites pesados y ultra pesados, los cuales rondan los 4700 Gbbl, cuatro veces las reservas probadas de hoy en día y ubicados en Canadá, Rusia y Venezuela; las pizarras bituminosas, con un potencial de 3115 Gbbl, sólo en EUA, América del Sur y África, sin embargo, enfrenta severas dificultades, pues se necesitan grandes y costosas instalaciones, fuertes cantidades de agua, aparte de producir desechos sólidos y emisiones de CO₂; y las zonas polares, éstas ofrecen alrededor de 8700 Gbbl, repartidos entre Groenlandia, Alaska y Rusia, pero enfrentan dificultades climatológicas, de infraestructura y medio ambientales, además de encontrarse alejado de los principales mercados

mundo ha pasado por tres fases anteriores a la actual en torno a la sensación y discusión de la escasez del petróleo. Las dos primeras se presentaron en las dos guerras mundiales, mientras que la tercera fue resultado de los dos shocks petroleros de los años setenta. Cada uno de estos períodos críticos fue seguido de un exceso (*glut*) en la producción, con la consecuente baja en los precios. En términos generales la escasez petrolera se centra en las discusiones sobre el *Peak Oil* o Cenit Petrolero. El *peak oil* hace referencia al momento en el cual se alcanza la tasa máxima de extracción de petróleo a nivel global, adelante de este máximo la tasa de extracción comienza a declinar inexorablemente. El primero en plantear esta idea fue el geólogo M. King Hubbert (1956), el cual desarrolló un modelo matemático para predecir cuándo se iba a lograr la máxima producción petrolera en EUA y en el mundo. Hubbert situó la máxima producción de petróleo a nivel de EUA entre 1965 y 1970 y a nivel mundial en el 2000¹³.

b) Dos formas de ver la disponibilidad del petróleo en el mercado: economistas vs naturalistas

La presente discusión sobre la escasez petrolera, de acuerdo a Orwell (2006), hay que situarla hacia mediados de los años noventa por geólogos seguidores de Hubbert. Este debate se centra en la fecha en que el Peak Oil se alcance. Los expertos la ubican entre la primera y cuarta década del presente siglo. La disparidad en la fecha da origen a los dos enfoques: naturalistas y economistas¹⁴(Lepez, 2007). Ambos enfoque no niegan la finitud del petróleo.

Los naturalistas¹⁵, básicamente formado por geólogos y agrupados en la cada vez más influyente *Association for the Study of Peak Oil (ASPO)*, colocan el pico alrededor del 2010¹⁶. De acuerdo a Martin-Amouroux (2006) estas ideas se consolidaron por dos condiciones: 1) el aumento de 10 dpb que se dio en 1999 respecto al año anterior; y 2) la acción

¹³ Lynch (2002, p. 377):

The popularity of the approach stems partly from the fact that Hubbert's 1956 prediction of lower-48 oil production was extremely accurate, even to this day. However, this is misleading, as his other three predictions were highly inaccurate. His forecast of US gas production in 2000 was 65% too low and his world oil production forecast for 2000 was 50% too low .

¹⁴ De acuerdo a Orwell (2006) el primero que planteó esta división, hacia mediados de los noventas, fue Richard A. Kerr, el cual sitió la discusión entre economistas (optimistas) y pesimistas (geólogos).

¹⁵ En este grupo destacan: Colin Campbell, Kenneth S. Deffeyes, David Godstein, Laherrere y Matt Simmons, agrupados en la ASPO

¹⁶ Hirsch (2005, p. 8) recupera los diferentes los autores y las posibles fechas en las que se ubica el *Peak Oil*: Bakhitari (2006-2007), Simmons (2007-2009), Skrebowski (After 2007), Deffeyes (Before 2009), Goodstein (Before 2010), Campbell (2010), Worl Energy Council (After 2010), Laherrere (2010-2020). Ivanhoe (1997), que toma los datos del USGS de EUA, sitúa la fecha del cenit petrolero entre el 2010 y 2020. Como se observa, la mayoría de los estudios "pesimistas" no van más allá del 2010.

de algunos geólogos jubilados de importantes petroleras (Colin Campbell y Jean Laherre) que se enfocaron en decir “la verdad” sobre las reservas de petróleo y gas; ya que consideran la existencia de falsas evaluaciones sobre las reservas probadas y posibles¹⁷. Campbell y Laherre (1998) sostienen que la tecnología, las zonas de exploración y los sustitutos tienen sus limitaciones para frenar el descenso del petróleo¹⁸.

La mayoría de las reservas petroleras en proceso de ser extraídas se encuentran en gran parte en los campos petroleros gigantes. Un campo petrolero es una zona -se puede extender hasta por varios kilómetros cuadrados- que presenta una abundancia de pozos de los cuales se extrae petróleo. Parra (2003) menciona que los campos gigantes (> 0.5 billones de barriles [Gbb] de reservas recuperables) y supergigantes (> 5 Gbb) producen el 80% del petróleo recuperable a nivel mundial. El 66% de los campos más grandes se encuentran en el Golfo Pérsico, siendo el mayor Ghawar ubicado en Arabia Saudita, mientras el restante tercio se encuentra en otras partes.¹⁹ El máximo número de campos gigantes se descubrieron en los años sesenta, decreciendo sostenidamente desde ese momento a causa de la fuerte baja en la exploración petrolera en MO²⁰. Robelius (2007) sostiene que en 1960 el tamaño medio de un pozo de este tipo era de 4.4 Gbb y en el 2000 fue de 1.5 Gbb por campo, lejos de los registros logrados hace cuarenta años.

¹⁷ Las petroleras privadas mejoran su posición en el valor de sus activos y los países productores (OPEP) pueden aumentar su cuota de producción y exportación. Campbell y Laherre (1998, p. 79) sostienen:

In practice, companies and countries are often deliberately vague about the likelihood of the reserves they report, preferring instead to publicize whichever figure, within a P10 to P90 range, best suits them. Exaggerated estimates can, for instance, raise the price of an oil company's stock.

¹⁸ En materia de tecnología, los autores afirman que la aparente mejoría en los factores de recuperación sólo es objeto de presentación en los informes de las empresas y ofrecen poca ayuda al drenar las cuencas con grandes recursos (MO). Respecto a las zonas no exploradas, los investigadores mencionan que los grandes depósitos ya han sido descubiertos, quedando sólo los polos y las aguas ultra-profundas para buscar, aunque con limitaciones por la geología. En materia de sustitutos los costos de producción son altos y su producción involucra un severo costo ambiental (*oil shales* y *tar sands*, se hace a cielo abierto). Sin contar con las limitaciones de tiempo dadas las actuales necesidades (Campbell y Laherre, 1998).

¹⁹ Robelius (2007, pp.77-78) muestra la existencia de 507 campos gigantes, el mayor número de estos campos se encuentra en Rusia con 70, seguido de EUA con 53. Sin embargo, el Golfo Pérsico, con una extensión del 10% de EUA, es el lugar con el mayor número de pozos gigantes con 144 pozos o el 28% del total global, repartidos entre Arabia Saudita, Kuwait, Irák, Emiratos Arabes Unidos (EAU) e Irán. Sólo cinco de los veinte mayores campos gigantes se ubican fuera de Medio Oriente: El complejo Bolívar en Venezuela, Cantarell en México, Samotlar y Romashkino en Rusia, y Daqing en China. Parra (2003) dice que se tienen fuertes esperanzas de encontrar campos gigantes en el mar Caspio, Brasil, Rusia, y en el mar de la China meridional.

²⁰ Según Lynch (2004) esto fue producto de:

The argument that the drop in global discoveries proves scarcity of the resource is the discoveries dropped in the 1970s from the previous rate, this was largely due to drop in exploration in the Middle East. Governments nationalized foreign operations and cut back drilling as demand for their oil fell by half, leaving them with an enormous surplus of unexploited reserves. It is noteworthy that none of those pessimistic about oil resources show discovery over time by region, which would support this (p.4).

Gráfica 2.1
Tasa anual de descubrimientos mundiales, 1945-2005
(Billones de barriles¹)

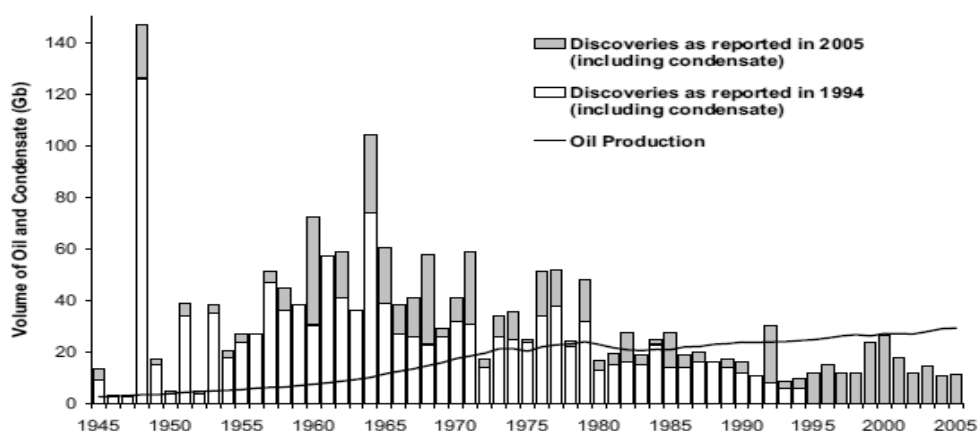


Figure 5.11: Global annual discoveries of both oil and condensate, as reported in 1994 and 2005, together with oil production in billion of barrels (Gb) The difference reported discoveries is the reserve growth. Source: Based on data from IHS Energy, ASPO and Oil & Gas Journal.

¹ Billones de barriles en inglés
Fuente: Robelius, 2007, p.71

La gráfica 2.1 ilustra que desde 1992 la producción petrolera se encuentra por encima de los descubrimientos. Esta visión es compartida por la IEA, pues de acuerdo a *World Energy Outlook 2008 Executive Summary (WEO)*:

The volume of oil discovered each year on average has been higher since 2000 than in the 1990s, thanks to increased exploration activity and improvements in technology, though production continues to outstrip discoveries (despite some big recent finds, such as in deepwater offshore Brazil) (p. 41).

En el mismo informe se establece que de los 800 campos que han pasado de su máxima producción presentan un ritmo decreciente del 6.7% y se espera que para el 2030 será del 8.3%.²¹ Siguiendo con este panorama, Roberts (2004) y Zittel y Schindler (2007) afirman que una serie de países alrededor del mundo como México, Noruega, Rusia, Omán y Yemen ya alcanzaron el pico en los primeros años de esta década.

Los economistas²², niegan el modelo de Hubbert. Esta escuela se empezó a desarrollar a mediados de los años ochenta. Los economistas creen que la transición a nuevas

²¹ De acuerdo con el WEO Executive Summary (2008):

The current figure is derived from our analysis of production at 800 fields, including all 54 super-giants (holding more than 5 billion barrels) in production today. For this sample, the observed post-peak decline rate averaged across all fields, weighted by their production over their whole lives, was found to be 5.1%. Decline rates are lowest for the biggest fields: they average 3.4% for super-giant fields, 6.5% for giant fields and 10.4% for large fields (p.43).

²² Los optimistas son encabezados por Morris Adelman, Michael Lynch, Peter Odell y Daniel Yergin. Los simpatizantes de este grupo consideran que el Peak Oil se presentará después de la segunda década del

formas de energía ocurrirá naturalmente como producto del progreso tecnológico y las fuerzas del mercado (Lepez, 2007, p.115). Dentro de este orden Babusiaux y Bauquis (2005) mencionan que el volumen de recuperación de “petróleo en el sitio” podría pasar, gracias a la tecnología, en los próximos cincuenta años, de aproximadamente un 35% en la actualidad a un 50% o 60%, lo que incrementaría sustantivamente el petróleo disponible. Para los seguidores de este enfoque, además de considerar los aspectos geológicos, se deben considerar los avances tecnológicos, el nivel de precio, el crecimiento de la demanda y las restricciones políticas para acceder a los yacimientos como los elementos para poder conocer la fecha del *Peak Oil*²³:

Within the last decade, technology advances have made it possible to unlock more oil from old fields, and, at the same time, higher oil prices have made it economical for companies to go after reserves that are harder to reach. With plenty of oil still left in familiar locations, forecasts that the world’s reserves are drying out have given way to predictions that more oil can be found than ever before (Mouwad, 2007, 4).

Tomando estos puntos, la producción podrá alcanzar su máximo en los próximos 20 años o nunca. Los economistas critican el modelo de Hubbert porque lo consideran limitado²⁴: “The Hubbert curves do not delineate the complex and dynamic nature of oil production and reserves in the world, because they are the product of a static model that puts an unjustifiable faith in geology and does not consider technology and cost/price functions” (Maugeri, 2004, p.1114). Lynch (2002, 2004) sostiene que las previsiones presentadas por Hubbert y Campbell han demostrado en repetidas ocasiones ser incorrectas, por lo que duda de sus datos. No está de acuerdo con la idea de que los Últimos Recursos Recuperables (URR)²⁵ sean fijos, pues este indicador depende de variables dinámicas: infraestructura, tecnología y precio, y no sólo el factor fijo geológico de la cantidad de petróleo. Además,

presente siglo o nunca. Hirsch (2005) al hacer un recuento de los estudios encuentra las fechas que algunos investigadores proponen para alcanzar el Peak Oil: EIA Nominal (2016), CERA de Yergin (After 2020), Shell (2025 or later) y Lynch (No visible Peak).

²³ Dentro de este orden Babusiaux y Bauquis (2005) sostienen que si el precio del petróleo sube, se motiva el desarrollo de tecnologías para mejorar la extracción y satisfacer la demanda; aunque si el costo de producción excede el precio al cual el consumidor lo puede comprar, se deja de extraer el recurso, no importando la existencia del mismo, haciendo rentable otras fuentes de energía como el petróleo no convencional.

²⁴ Cavallo (2005) afirma que Hubbert tuvo éxito en su predicción para EUA porque: fue hecha para un solo país (EUA), existencia de un mercado estable, una demanda en aumento, importaciones a bajo costo y un conocimiento razonable de las reservas. Sin embargo, estas condiciones no se encuentran a nivel mundial. Además, el modelo no puede predecir las últimas reservas que quedan en el subsuelo. Watkins (2006) afirma que el modelo omite dos variables importantes: precios y tecnología, puntos claves en el proceso de inversión en la producción.

²⁵ De acuerdo con Lynch (2004, p.1) “URR refers to the amount of oil which is thought recoverable given existing technology and economics (price and costs). It includes estimates of undiscovered oil, but is only a fraction of the total resource”.

la disminución en el número de nuevos descubrimientos es resultado de la caída en las inversiones de los principales productores a nivel mundial y no de una restricción geológica (Maugeri, 2004).

Maugeri (2004) y Lynch (2004), no dan una fecha para el Peak oil, piensan que el mejor conocimiento del proceso de exploración, producción y descubrimiento en los campos existentes está provocando que las reservas aumenten, por lo que no hay una fecha cercana para que el petróleo empiece agotar. La Cambridge Energy Research Associates (CERA), tomando en consideración el petróleo no convencional²⁶, dice que existen cuatro veces más petróleo que los naturalistas sostienen (3.7 billones barriles (Gbbbl) en contra de los 1.2 Gbbbl) lo que modifica el debate del Peak Oil. Para ella, el cenit petrolero se alcanzará después del 2030, pero antes de esto la producción pasará por un período de estabilización: “Global production will eventually follow an “undulating plateau” for one or more decades before declining slowly” (CERA, 2006, 7).

Hemos visto que la visión naturalista es apoyada por varios ejemplos concretos, mientras que los economistas demuestran que el sector petrolero es capaz de adaptarse a los cambios a través de los adelantos tecnológicos, lo que ha hecho posible extraer y comercializar petróleo que antes ni siquiera se conocía o cuya existencia era dudosa.

c) Los gobiernos y el Peak oil

Hasta aquí, las dos visiones se basan en argumentos respaldados, pero por lo complejo del asunto no existe una versión aceptada por todos. Sin embargo, en los últimos años ha tomado fuerza la visión naturalista respaldada por trabajos realizados a petición de los principales países consumidores o por las principales agencias de estudios energéticos. El reporte Hirsch, elaborado por Hirsch, R. L., Bezdek, R., & Wendling, R. (2005) fue encargado por el Departamento de Energía de los EUA. Afirma que el petróleo abundante y a bajo costo llegó a su fin. Menciona que es difícil tener una fecha exacta sobre la máxima producción por la pobre calidad y sesgo político de los datos sobre las reservas; aunque acepta que el Peak Oil sucederá dentro de 20 años. A la par, el Ejército de EUA admitía la idea:

²⁶ CERA, (2007, 1)

Those who believe a peak is imminent tend to consider only proven remaining reserves of conventional oil, which they currently estimate at about 1.2 trillion barrels. In the view of many petroleum geologists, this is a pessimistic estimate because it excludes the enormous contribution likely from probable and possible resources, those yet to be found, and plays down the importance of unconventional reserves in the Canadian oil sands, the Orinoco tar belt, oil shale and GTL projects. CERA believes the global inventory is some 4.8 trillion barrels, of which about 1.08 trillion barrels have been produced, leaving 3.72 trillion conventional and unconventional barrels, an order of magnitude that will allow productive capacity to continue to expand well into this century.

“Peak oil is at hand with low availability growth for the next 5 to 10 years. Once worldwide petroleum production peaks, geopolitics and market economics will result in even more significant price increases and security risks” (Fournier & Westervelt, 2005, 7). Esta preocupación del ejército estadounidense no es menor, pues es el aparato militar más grande del orbe al servicio de la mayor superpotencia económica del mundo y cuya dependencia petrolera es enorme.

Inglaterra en 2009, mediante el UK Energy Research Center, publicó un estudio muy completo sobre el tema. Este trabajo concluyó “On the basis of current evidence we suggest that a peak of conventional oil production before 2030 appears likely and there is a significant risk of a peak before 2020” (Sorrell, Speirs, Bentley, Brandt & Miller, 2009, p. X). Por último, pero no menos revelador es el pronóstico más reciente de la influyente AIE. En principio la organización tenía la estimación de 2030²⁷; no obstante, las últimas predicciones apuntan al 2020. En una entrevista el Dr. Birol (Economista en Jefe) dijo: “The oil on which modern civilisation depends is running out far faster than previously predicted and that global production is likely to peak in about 10 years” (Connor, 2009, 3). Lo anterior, continuando con la entrevista, es producto de la falta de inversiones en los países productores, lo que podría provocar un “*oil crunch*” en los próximos cinco años. Este reajuste en sus predicciones es relevante, ya que se tienen serias dudas sobre la imparcialidad de las cifras elaboradas por la organización²⁸. Lo que de ser cierto sería muy serio, pues muchos países desarrollados toman las cifras de la AIE para realizar sus políticas energéticas.

Si esto es verdad, se está en la antesala de una severa crisis petrolera caracterizada por un precio del petróleo alto y una agudización por el acceso a los recursos petroleros. Queda claro que las sociedades modernas, dependientes del petróleo, estarán enfrentando un desafío enorme. Ante esto se hace imperioso empezar cambiar el patrón e intensidad de

²⁷ La AIE en el resumen ejecutivo del *World Energy Outlook 2008*, señala: “Aunque no se espera que la producción total de petróleo alcance su máximo antes de 2030, se prevé que la producción de petróleo convencional (petróleo crudo, líquidos de gas natural y recuperación mejorada de petróleo (EOR)) deje de aumentar hacia el final del periodo considerado” (AIE, 2008, p.7).

²⁸ Pocos meses después que la AIE acercara la fecha del Peak Oil a 2020, se produjo una filtración de personas que trabajan o trabajaron para la organización afirmando que las cifras ofrecidas en los últimos años en los *World Energy Outlook* habían sido manipuladas por presiones del gobierno norteamericano a fin de que la fecha del Peak Oil se retrasara algunos años.

The senior official claims the US has played an influential role in encouraging the watchdog to underplay the rate of decline from existing oil fields while overplaying the chances of finding new reserves (Macalister, 2009, 2).

Macalister dice que lo anterior responde a la necesidad de evitar una sensación de pánico que se pueda trasladar a los mercados financieros. Además, de que los EUA sienten temor por el fin de supremacía del petróleo, ya que pondría en peligro su poder para acceder a los recursos petroleros del orbe.

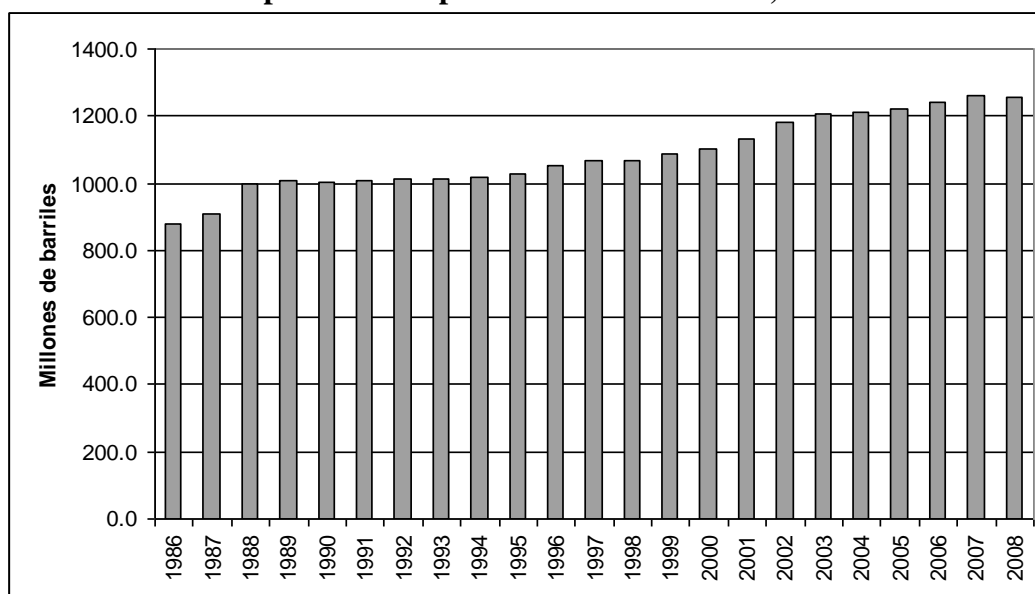
consumo de las energías fósiles y motivar el ahorro de energía y el desarrollo de otras fuentes alternas.

2.4 La situación petrolera internacional: reservas, producción y consumo

2.4.1 Reservas probadas de petróleo e inventarios

Secciones arriba se dijo que las cifras de las reservas ocultan intereses políticos y económicos por parte de los principales productores, además al no existir una homogeneización de las cifras a nivel global se limita su confiabilidad. Dejando de lado lo anterior, y tomando los datos de BP de 2009, el nivel de reservas probadas de 1986 a 2007 creció sostenidamente un 43.3% con un ritmo de crecimiento del 1.6% anual, pasando de 870 billones de barriles en 1986 a 1250 billones de barriles en 2008.

Gráfica 2.2
Reservas probadas de petróleo a nivel mundial, 1986-2008

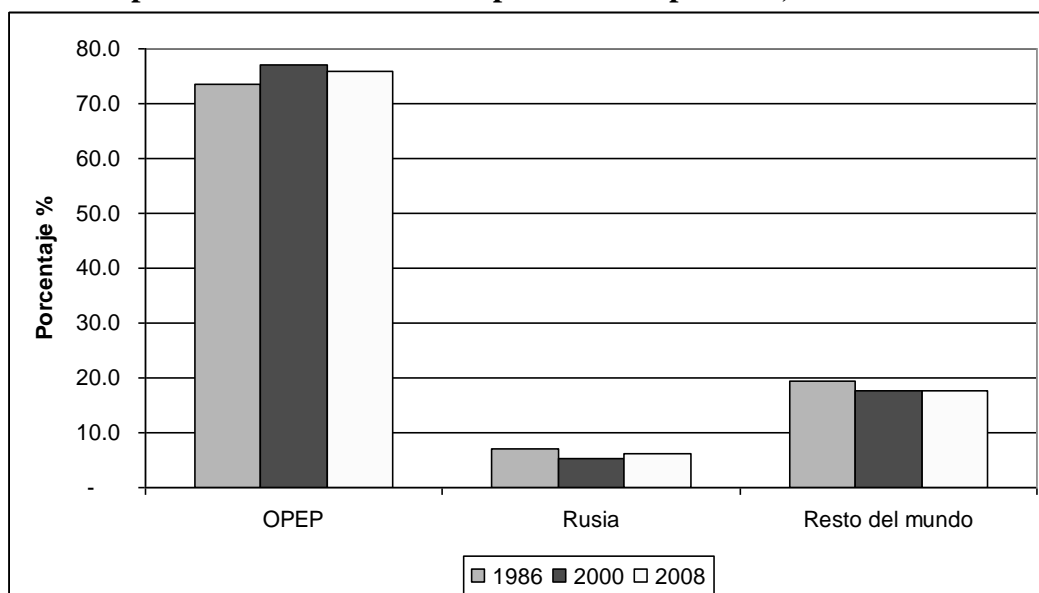


Fuente: Elaboración propia con base en datos de BP (2009)

El aumento en las reservas permitió incrementar ligeramente la razón reservas /producción -indicador que ilustra el horizonte de tiempo para el fin de las reservas tomando en consideración el ritmo de producción vigente- de 39.8 años a 42.1 años de 1986 a 2008. Su valor máximo se alcanzó en 2002 con un 43.2 años, mientras su mínimo fue en 1986 y 1998 con un 39.8 años. Desde el punto de vista espacial la mayoría de estas reservas se encuentran en Medio Oriente (MO) con el 60% de las reservas probadas mundiales en 2008. Lo anterior pone de manifiesto la importancia estratégica de esta zona del globo.

El nivel de reservas mundiales depende en gran medida de la OPEP, cuyos principales países se encuentran en MO (Arabia Saudita, Irán y Kuwait). El aporte de la OPEP es de alrededor del 75% de las reservas mundiales, el resto se reparte dentro de los demás productores no OPEP, destacando Rusia que posee más del 6% mundial.

Gráfica 2.3
Distribución porcentual de las reservas probadas de petróleo, 1986-2008



Fuente: Elaboración propia con base en datos de BP (2009)

La OPEP tiene dentro de sus filas a los principales países con reservas de MO y a otros de importancia como Venezuela. Esta organización tuvo un crecimiento del 48% a una Tasa de Crecimiento Promedio Anual (TCPA) del 1.8% de 1986 a 2008. Sin embargo, en este período la OPEP aumentó su producción en un 84% y sus reservas sólo en un 48%, ocasionando una disminución en los años necesarios para agotar las reservas de 89 a 71 años. Esta situación se dio con mayor fuerza en los últimos años del presente siglo. Este movimiento fue impulsado por Arabia Saudita, país que tiene el mayor volumen de reservas probadas mundiales con el 21%, entre 1986-2008 su producción creció un 108% pero su nivel de reservas lo hizo a la mitad, es decir, a un 56%. Este movimiento se percibe de forma más clara si se ve que las reservas de la OPEP, del 2000 al 2008, crecieron a un ritmo anual del 1.5% y las de A. Saudita sólo un 0.1%. El resultado de lo anterior es una fuerte disminución en los años de vida de sus reservas, pues en 1986 era de 89 años y para el 2008 es de 67 años. Una posible explicación a esta baja en el tiempo de las reservas es que los países que forman la OPEP, a pesar del alto precio del petróleo que se dio antes de la actual crisis, no han estado realizando las inversiones necesarias para revertir esta caída y muy por el contrario, se encuentran aumentando su producción.

Las reservas probadas, como hemos visto, son las que importan en la parte económica del negocio petrolero, pues en función de ellas las compañías y países petroleros que cotizan en bolsa son evaluados. Su tamaño y crecimiento es dinámico, no sólo dependen de factores geológicos, sino económicos, tecnológicos y políticos. La mayoría de estas reservas se encuentran en MO en manos de la OPEP. No obstante, hay serias preocupaciones por la estimación de sus reservas, pues algunos de sus miembros no han evaluado sus recursos ante organismos internacionales como la SEC, el problema no es menor, ya que como lo dice Sarkis (2005, p.18) "...las reservas de las ocho principales empresas nacionales de los países de la OPEP son, en principio, de 662,000 millones de barriles [662 billones], contra sólo 57,000 millones [57 billones] de las ocho empresas internacionales más grandes". Por lo que hace necesario tener datos más confiables de sus recursos, lo que muestra la importancia de los países miembros de la OPEP como productores. En la década de los años ochenta muchos de estos países incrementaron sus reservas sustantivamente en un lapso de tiempo demasiado corto y sin tener descubrimientos de importancia.²⁹ Sin embargo, no sólo los países de la OPEP han incurrido en estimaciones poco confiables, pues Shell en 2004 reconoce que ha inflado las cifras de sus reservas en 4.47 billones de barriles entre 1997-2002. Esta sobrevaluación le permitió revalorizar sus activos y poder pedir préstamos a los bancos (Laurent, 2007). Lo anterior demuestra que el aspecto político y económico es clave en la cuantificación de las reservas.

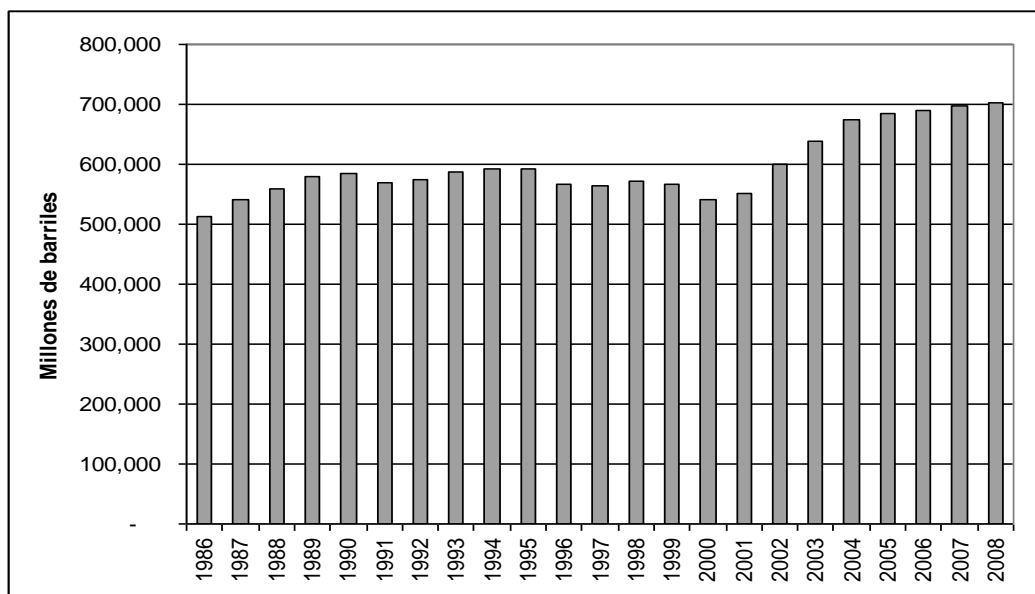
A parte de las reservas probadas de petróleo, las cuales son las cantidades de petróleo que todavía no se han extraído, llama la atención las reservas que los países consumidores guardan para posibles crisis que impliquen la interrupción del flujo petrolero a los mercados y que ponga en riesgo su seguridad energética y, por ende, nacional. Dentro de estas "reservas estratégicas" destaca la que mantiene los EUA desde 1977. Esta reserva se almacena en alrededor de 50 cavernas de sal en los estados de Texas y Luisiana. La siguiente gráfica ilustra su comportamiento desde mediados de los años ochenta. De 1986 a 2008 la reserva estratégica creció un 37%. En el mismo período presentó una tendencia oscilatoria teniendo sus máximos a principios y mediados de los años noventa y su nivel

²⁹ Parra (2003, p. 276) dice:

Desde 1984 a 1987, en lo que parece una carrera por ver bien quién tenía más, las reservas de cinco países (Irán, Irak, Kuwait, EAU y Venezuela) aumentaron en más de 120 Gb. La carrera la cerró Arabia que, en 1988, pasó de 170 a 260 Gb de reservas. Al final de ese año, la OPEP decía disponer de 760 Gb, casi 300 Gb más que en 1984, sin que se conocieran grandes descubrimientos.

mínimo en el 2000³⁰. En 1991, con la Guerra del Golfo, ha sido la única vez que se ha utilizado. Del año 2000 al 2008, años que abarcan la administración de George W Bush, la tendencia ha sido al aumento, pasando de los 540 millones de barriles (mb) en 2000 a los 701 mb para 2008, nivel máximo desde su creación y suficientes para alrededor de 60 días de demanda.

Gráfica 2.4
Comportamiento de la Reserva Estratégica de Petróleo de los EUA,
1986-2008



Fuente: <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/mcsstus1a.htm>

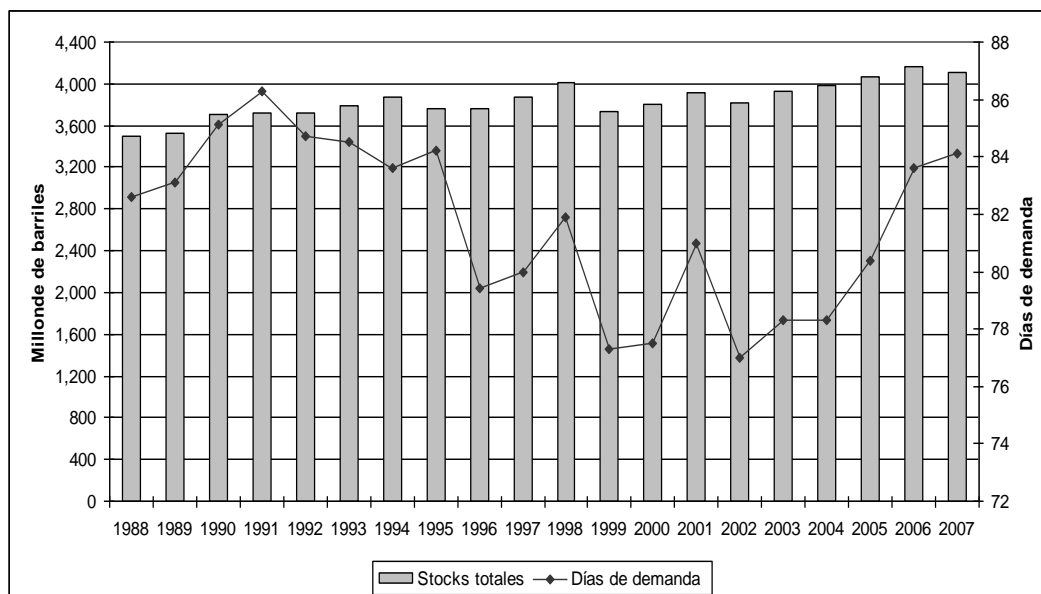
EUA no es el único país del mundo que tiene reservas estratégicas, pues los países de la Organización para el Crecimiento y Desarrollo Económico (OCDE), que incluye a EUA, guardan importantes recursos de petróleo crudo y de productos petrolíferos. Pero con el paso del tiempo no sólo los países de la OCDE se han dado a la tarea de almacenar recursos petroleros, pues países como China, India, Japón, Rusia y Singapur tienen reservas de considerable importancia, dado sus necesidades individuales.

Por motivos de funcionamiento, seguridad y como forma de garantizar el suministro de petróleo a los mercados, los países de la OCDE tienen importantes niveles de inventarios. Los inventarios son los barriles de crudo almacenados por los consumidores. Estos tienen la lógica de conservar la producción a pesar de las fluctuaciones estacionales o de posibles desabastos temporales en el mercado petrolero (SENER, 2007, p.27). El mantener estas existencias implica fuertes costos, por lo que los países buscan tener un adecuado

³⁰ Parra (2003) menciona que el intercambio más significativo se dio el 22 de septiembre del 2000 – administración Clinton- día en el cual se cedió temporalmente a las refinerías una parte de las reservas con el compromiso de devolverlas en 2001. Lo que obedeció a los precios altos que se dieron en esos días.

seguimiento de su evolución. En la gráfica siguiente se observa el nivel de existencias que mantienen los países que forman la OCDE, y que engloba las existencias en poder de la industria, las agencias generadas para mantener los stocks estratégicos y las que son propiedad de los gobiernos. En 2007, la industria mantuvo el 63%, el gobierno 27% y el restante 10% en manos de las agencias.

Gráfica 2.5
Stocks totales de petróleo y días de demanda en los países de la OCDE
1988-2007



Fuente: elaboración propia con base en IEA (2008)

La Gráfica 2.5 ilustra el comportamiento de las existencias en la OCDE y, más importante, los días de consumo que significaron, para los veinte años pasados. En relación a los stocks estos presentaron una tendencia creciente, con caídas a mediados de los años noventa y principios del presente siglo, pero del 2002 al 2007 presentó un crecimiento constante. El nivel de inventarios tuvo un crecimiento entre 1988 al 2007 de 17.6%. Es muy importante notar el comportamiento que ha tenido el rubro de los días de consumo para los que son suficientes las existencias o stocks. El nivel máximos de días se alcanzó en 1991 con 86.3 y su mínimo en 2002 con 77, promediando en el período los 82 días de consumo. Como se puede observar, durante la década de los años noventa los días de demanda tuvieron una tendencia decreciente oscilatoria que terminó en 2002. A partir de ese año, la tendencia se ha invertido, teniendo un crecimiento sostenido hasta alcanzar los 84 días de consumo en 2007. Cabe mencionar que la relación entre precio del petróleo y los días de consumo es significativa, pues en términos generales a mayor precio del petróleo

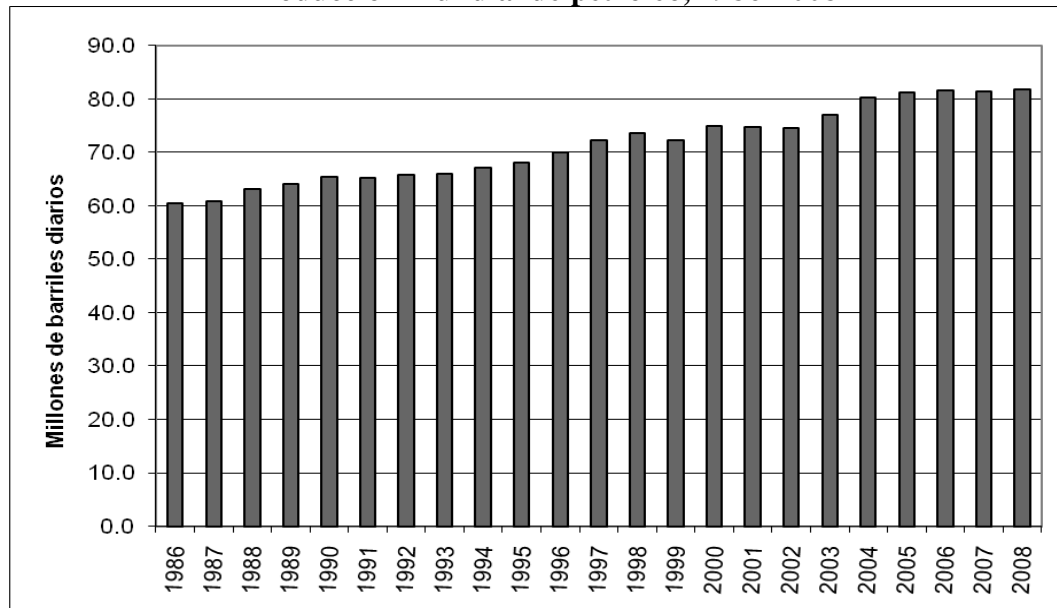
mayor número de días mantenidos en existencias³¹. El incremento en precios da la sensación de posibles dificultades en la oferta futura, por lo cual la OCDE se preocupa en tener un mayor número días en inventarios. Pero lo anterior, también demuestra que entre 2002-2007 no había una escasez en el mundo, puesto que volumen de inventarios permaneció al alza, siendo 2006 el año con los inventarios más altos de la gráfica. En 2007 se da un crecimiento del consumo por arriba de la producción, lo que significó que los inventarios disminuyeran a los niveles de 2005. Tal tendencia continuó durante el primer semestre de 2008. Pero a partir de ese momento la situación cambió, la fuerte contracción en el consumo y un excedente en la oferta provocaron que los inventarios cerraran a un nivel superior a 2007 (EIA, 2009d, p.50).

2.4.2 La producción mundial de petróleo

En la parte de la producción vemos que ésta ha presentado una tendencia creciente, con ligeras bajas en 1999 y 2002. La producción creció un 35% a una TCPA del 1.4%, pasando de los 60.4 millones de barriles diarios (mbd) en 1986 a 81.2 mbd en 2008. Si se compara el ritmo de crecimiento de la producción y del consumo en el período se observa que el consumo se encuentra marginalmente (0.1%) encima de la producción, lo que deja ver que hay un control por parte de la oferta en el largo plazo, tal como lo manifestó Blair (1976). Los principales productores a nivel mundial son: La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), EUA y Rusia. El Resto de los países productores incluye a países como: China, México, Noruega (11.5% del total mundial en 2008) y demás países. La OPEP, EUA y Rusia produjeron en 2008 el 65% del petróleo mundial. Estos datos demuestran la importancia de estos actores en el escenario petrolero.

³¹ En general la relación entre precios altos y mayor número de días de consumo se da en la gráfica, sin embargo, no se en episodios muy puntuales como en 1991, año de la guerra del golfo; en 1997-98 por la crisis económica asiática y lo que conllevó y en 2001, donde EUA pasó por un episodio recesivo.

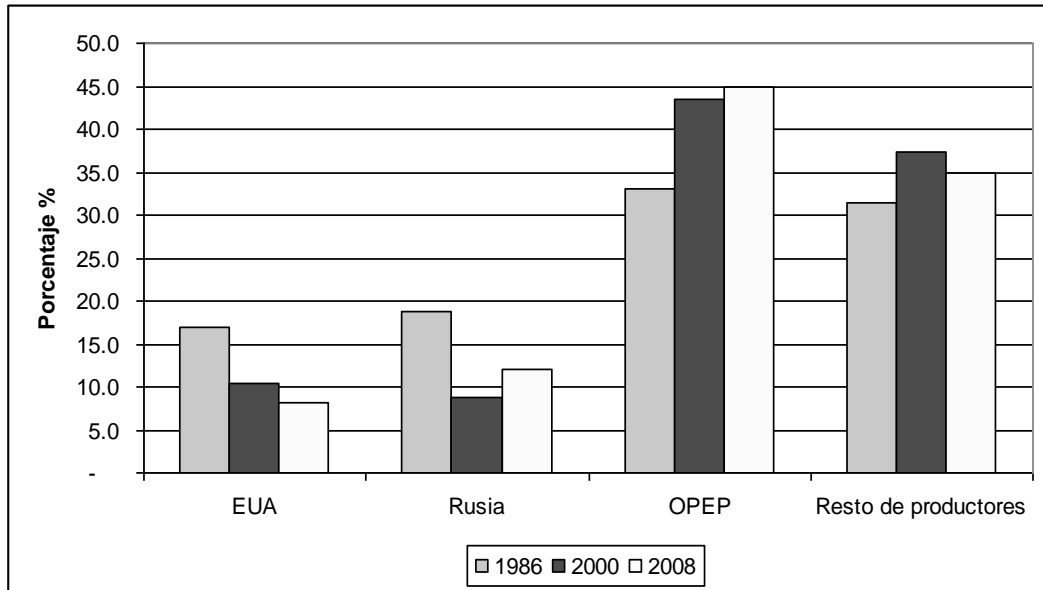
Gráfica 2.6
Producción mundial de petróleo, 1986-2008



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2009)

La Gráfica 2.7 muestra que la OPEP mantiene su jefatura como el mayor productor de petróleo en el mundo, lo que aunado a sus reservas probadas explica la centralidad de este organismo en el mercado petrolero global. Tomando como punto de partida 1986, EUA ha tenido una caída sostenida; Rusia, después de su descenso en los años noventa – que fue compensado principalmente por OPEP- ha recuperado parte de su anterior producción en los últimos años y el resto de los productores han visto un descenso en su producción en los últimos años (ver Gráficas 2.7 y 2.8)

Gráfica 2.7
Porcentaje de participación de los principales productores de petróleo
1986-2008



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2008)

La OPEP destaca como el mayor productor de petróleo a nivel mundial, con una participación del 33% en 1986 y 45% en 2008 –lo que evidencia la dependencia mundial sobre esta organización- con un crecimiento en su producción del 84% a un ritmo promedio anual del 2.8%. Aunque, en estos últimos ocho años su ritmo anual de producción descendió a un 1.5%. Desde mediados de los años ochenta hasta fines de los noventa la producción del organismo tuvo una tendencia creciente; sin embargo en 1999 disminuyó por la crisis asiática. Desde principios del presente siglo la producción de la OPEP muestra una tendencia alcista, pero con una caída en 2002 derivada de un recorte en su producción —el cual obedece a la tensión en Medio Oriente y la inestabilidad política en Venezuela (Balza, 2004) — y un cierto estancamiento a partir de 2005 asociado a políticas de recorte en la producción del organismo tendientes a mantener el nivel de los precios internacionales del crudo (OPEC, 2007). Pero en 2008 su producción tuvo un repunte. Tanto en 1999 y el 2002 la caída en la producción también se vio impulsada por las caídas en los precios internacionales del petróleo. Dentro de la OPEP destaca Arabia Saudita como productor, pues su participación relativa en la producción mundial ha pasado del 8.6% en 1986 a 13.3% en 2008, con un crecimiento del 108% en estos veinte años. Tal situación contrasta con lo que pasa en sus reservas, ya que desde el 2000 al 2008 su TCPA es del 0.1%, mientras que en la producción es de 1.7%. La situación de la OPEP y en especial de A. Saudita

en relación al nivel de producción y reservas es de especial interés, pues esta organización concentra a los países productores y con reservas más importantes del mundo.

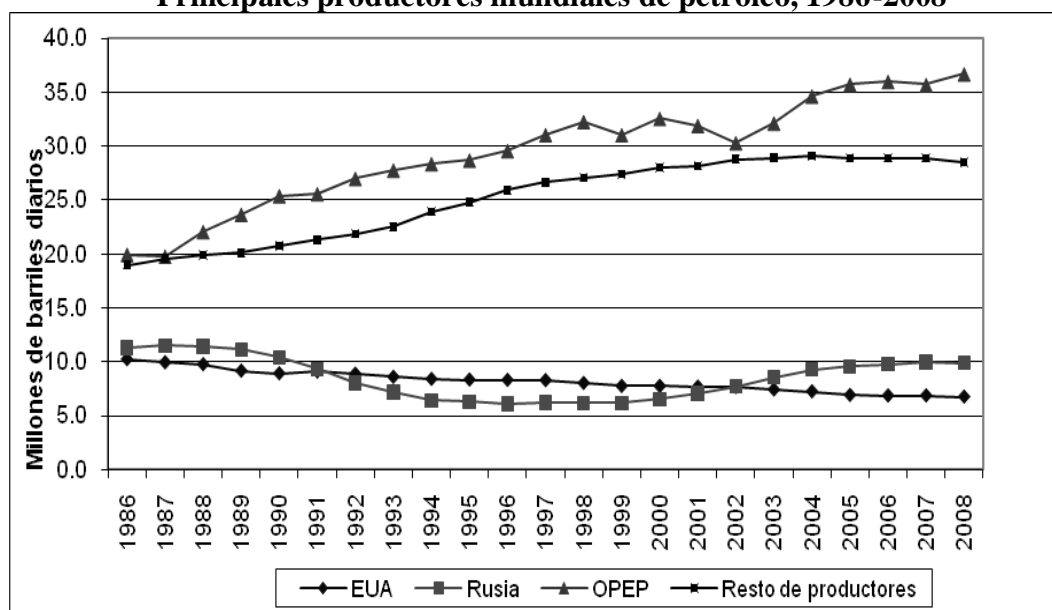
Por su parte Rusia, el segundo productor de importancia después de la OPEP, tiene una participación de 18.7% en 1986 y de 12.4% en 2008. Cabe destacar que durante la década de los noventa su producción sufrió un desplome a consecuencia del derrumbe económico y político de la URSS que terminó con la escisión de la nación en varios países (ver Gráfica 2.8). Tal descenso enmascaró los aumentos sufridos por los otros participantes. Rusia, heredero de la mayor riqueza petrolera de la URSS empezó su proceso de recuperación gracias a la apertura de su sector petrolero tanto al capital nacional como internacional que se ha reflejado en fuertes inversiones en el sector. Tales inversiones hicieron que del año 2000 al 2008 la producción haya aumentado sostenidamente a un ritmo anual del 5.3%.

El tercer productor de importancia son los EUA, país que en muchas ocasiones no es tomado en consideración por el lado de la producción, ya que es el primer consumidor mundial de petróleo; sin embargo, ante un escenario de creciente demanda y estrechez en la oferta, su producción es necesaria. Además, pese a su caída sostenida, es el tercer productor mundial de petróleo crudo. Sus yacimientos, ponen el precio regulador del mercado, pues enfrentan los mayores costos de producción por ser tener yacimientos maduros costados adentro y muy costosos costados fuera (con grandes expectativas), resultado de las difíciles condiciones de acceso. En 1986, representaba el 17% de la producción mundial y para 2008 significó un 8%. En el mismo período decreció un 34% con una TCPA negativa de 2%, convirtiéndose como el productor que más ha caído en estos años.

El resto de países productores aportaron en 1986 el 31.4% y en el 2008 de 37.4%. Este grupo creció un 50% en el período con una TCPA del 1.9%, sin embargo, desde principios de la presente década su expansión se detuvo, teniendo un ritmo de crecimiento anual del 0.2% entre 2000-08. Este estancamiento por este grupo se puede explicar por la caída de la producción de México y Noruega, y el crecimiento marginal de China, países que en conjunto para el 2008 aportaban el 11.5% del total mundial. Noruega tiene yacimientos de difícil acceso y costosos, por lo que requiere fuertes inversiones. México, por su parte, enfrenta severos problemas económicos, financieros y tecnológicos para el desa-

rollo del sector, además que su principal yacimiento “Cantarell” está enfrentado un descenso en su producción.³²

Gráfica 2.8
Principales productores mundiales de petróleo, 1986-2008



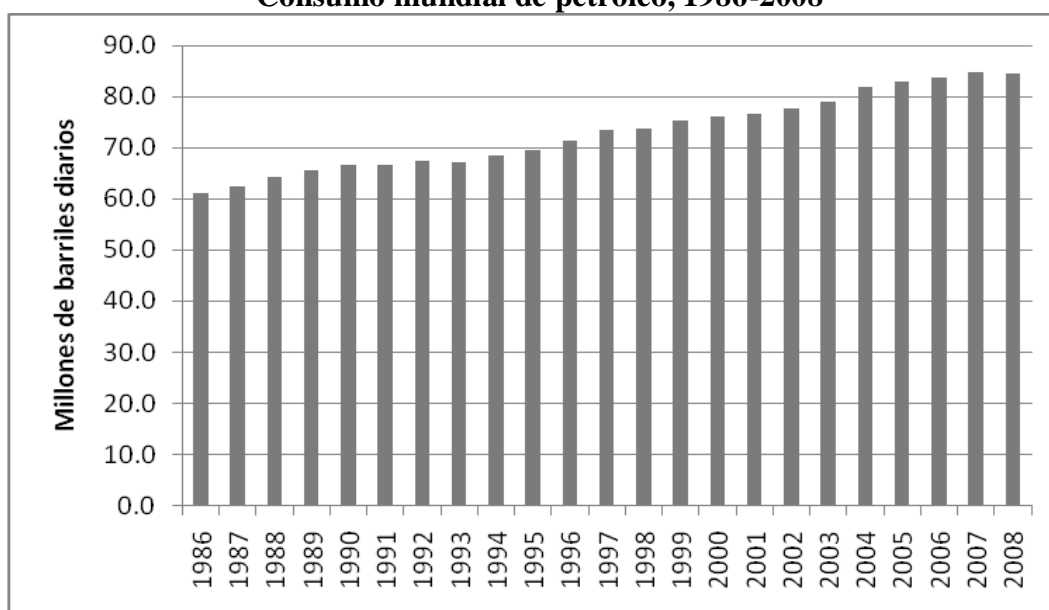
Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2008)

2.4.3 Consumo mundial de petróleo

La Economist Intelligence Unit (2006) con base en datos de la Information Energy Administration (EIA) de EUA considera que el mayor consumo de petróleo global es hecho por el transporte que representa 56%, seguido de la industria con el 33%, el uso doméstico representa casi 7% y los usos comerciales es del 4%. La gráfica muestra que desde la caída a principios de los años ochenta en el consumo, éste ha tenido un crecimiento sostenido hasta nuestros días. Desde el año 1986 hasta el 2008, período que nos interesa, la demanda de petróleo en millones de barriles diarios (mbd) ha crecido un 38.3% alcanzando los 84.5 mbd en 2008 (Gráfica 2.8), con una TCPA de 1.5%. En este sentido, cabe mencionar que mientras el consumo de 2000 a 2008 creció a un ritmo anual de 1.3%, la producción lo hizo a un ritmo menor (1.1%), este diferencial es uno de los elementos que explican el aumento en precios. La evolución desde la segunda mitad de los años ochentas es resultado del mayor consumo de los países desarrollados y los países asiáticos, en concreto China e India. Sin embargo, el 2008 registró una caída en la demanda, producto de la crisis económica que sacude al mundo.

³² México y Noruega en el 2000 aportaban individualmente el 4.5% del total mundial, pero para el año 2008, México aportó el 3.9% y Noruega el 3%. Mientras que China pasó del 4.3 al 4.6% del total global.

Gráfica 2.9
Consumo mundial de petróleo, 1986-2008



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2009)

Haciendo un análisis más preciso de las cifras encontramos que la mayoría del consumo mundial –más del 60%- proviene los siguientes países: Estados Unidos de América (EUA), Países Industrializados (Unión Europea, Japón, Canadá y Australia), China e India; el restante porcentaje se reparte en los demás países del orbe. Las Gráficas 2.9 y 2.10 muestran que los principales países consumidores como EUA y los Países Industrializados presentan una demanda importante, pero decreciente desde los primeros años del presente siglo. A su vez, países emergentes del calibre de China e India y el resto de los países consumidores presentan un crecimiento en su consumo desde el año 2000. Tal crecimiento ha compensado el declive los EUA y los Países Industrializados y empujado el consumo mundial (Gráfica 2.10).

Gráfica 2.10
Porcentaje de participación de los principales consumidores de petróleo
1986-2008



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2009)

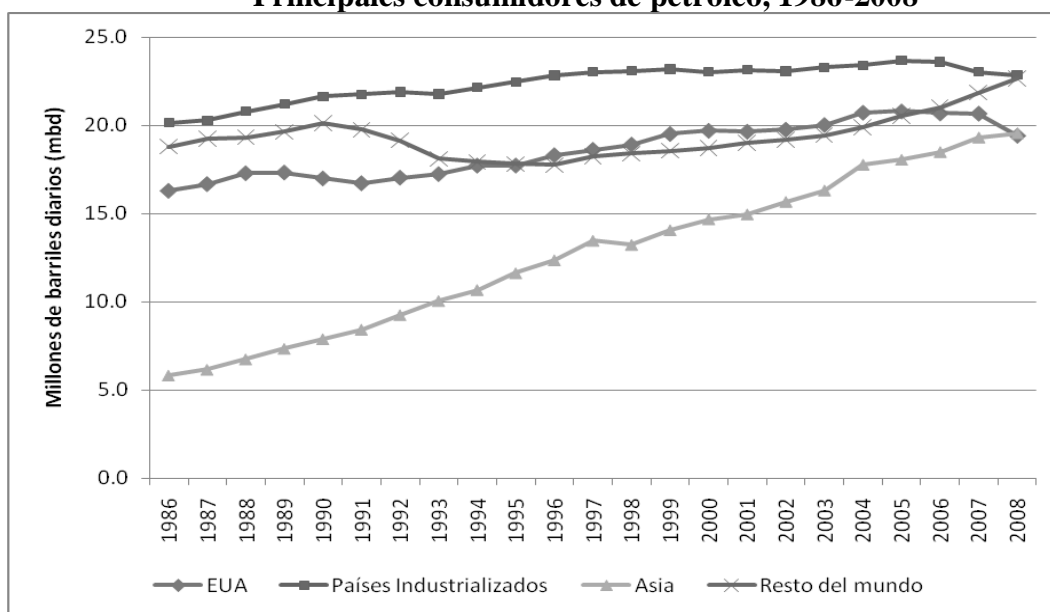
En la Gráfica 2.10 se observa que Asia experimenta el crecimiento más elevado del planeta. En 1986, Asia representaba el 9.5% del consumo total y para 2008 alcanzó el 23.2%. El dúo China e India presenta la tendencia de crecimiento más relevante, pues en el período registra el desarrollo en términos relativos más fuerte con un sorprendente 312% y 205%, respectivamente. Con una TCPA del 6.6 (China) y 5.2% (India), situación completamente en línea con su desempeño económico en los últimos años. El consumo combinado de estos dos países para el 2008 fue del 13%. En especial, el consumo de China pasó del 3.2% en 1986 a 9.5% en 2008 del global.

Entre 1986 y 2008, los Países Industrializados (PI) tuvieron un crecimiento del 13.4% y con una TCPA 0.6%, los indicadores más bajos de crecimiento global, situación que se ha acentuado desde el año 2000 con una TCPA negativa del 0.1%. En términos relativos van disminuyendo su consumo de un 26.7% en 1986 a un 23% en 2008. A pesar de lo anterior, como se ve en la gráfica 2.11, los PI representan una gran parte del consumo global. A diferencia de China e India, los PI encabezados por la UE y Japón son economías maduras que desde la década de los setentas han puesto en marcha una serie políticas de ahorro energético, impuestos al consumo y el uso de energías alternas para disminuir los niveles de consumo de petróleo. Por su parte EUA, la mayor potencia económica y militar internacional, es el país con el mayor consumo de petróleo del mundo y en el período de estudio siguió con este honor, puesto que su consumo creció un 19% con una TCPA del

0.8%. Aunque en relación con los demás consumidores su demanda se ha caído en términos relativos un 4% en estas dos décadas.

Por último, los demás países del orbe (Resto del mundo) han un comportamiento al alza reflejado en un crecimiento del 20.4% en estos 22 años. Aunque, en el primer lustro de los años noventa su consumo se cayó para volver a repuntar con mayor fuerza del 2003 a la fecha. Esto se refleja en su participación: 30% en 1986, 24.6% en 2000 y 27% en 2008. y que ha tenido una participación en el consumo mundial de un poco más del 35%.

Gráfica 2.11
Principales consumidores de petróleo, 1986-2008



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2009)

2.4.4 Refinación mundial

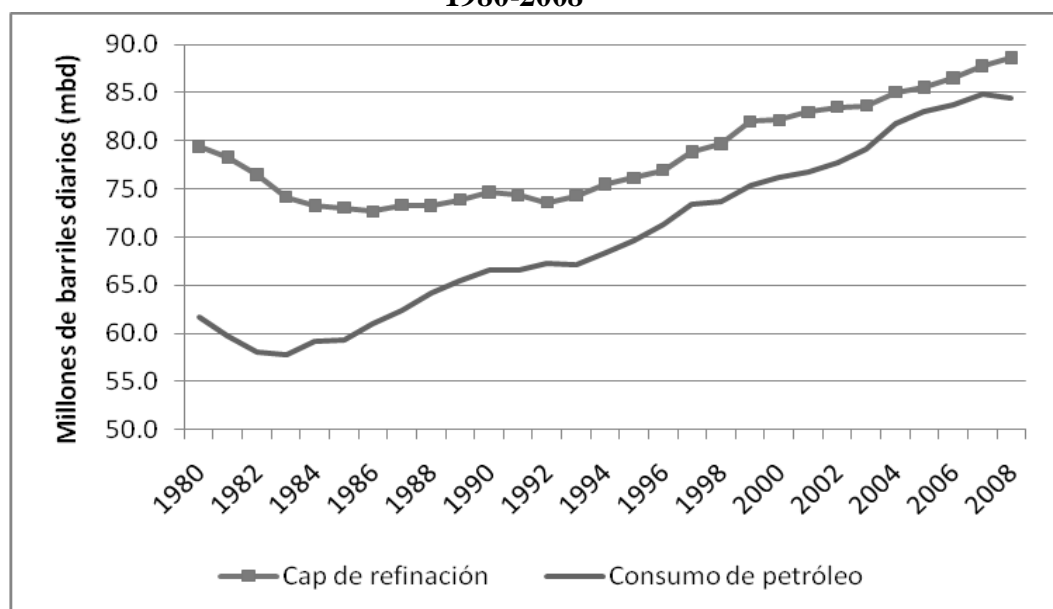
El petróleo se utiliza en forma de productos derivados de las diversas transformaciones físico-químico que son llevados a cabo en una refinería. Las refinerías tienen un mercado oferta que incluye la producción mundial de crudo, de la que se provee, y un conjunto de mercados de productos, no necesariamente relacionados entre sí, a los que suministra y que conforman su demanda (Figuroa, 2006). De ahí la importancia de conocer algunos aspectos importantes sobre su comportamiento.

Actualmente, mucha de la capacidad de refinación dada está diseñada para crudos ligeros, que son más baratos de refinar. Sin embargo, la proporción de crudos pesados ha crecido, lo que ha comprometido la capacidad de refinación, en especial en EU, donde las refinerías tienen que funcionar a menudo por encima del 90% de capacidad en comparación de 75% hace dos décadas. La refinación ha vuelto a ser rentable, pero para invertir en una nueva planta es necesario tener la seguridad de que los precios altos del petróleo per-

durarán. En cambio, la inversión en nueva capacidad está ocurriendo en el Medio Oriente y Asia. En las refinerías existentes la atención se limita a mejoras o conversiones (Economist Intelligence Unit, 2007).

La gráfica 2.12 deja ver el comportamiento que ha seguido la refinación. En primera instancia se ve que la capacidad de refinación (destilación atmosférica) cayó durante la década de los ochenta, pero esta inercia se revirtió desde 1992. La capacidad de refinación se incrementó un 22% a un ritmo anual de 0.9% de 1986 a 2008, pero a un ritmo menor que lo hizo el consumo. La demanda de petróleo ha crecido en tal magnitud que su diferencia con la refinación se ha venido acortando con el tiempo, pues en los mismos años el consumo mundial aumentó un 38% a un ritmo de 1.5% anual.

Gráfica 2.12
Capacidad de refinación mundial vs consumo mundial de petróleo,
1980-2008

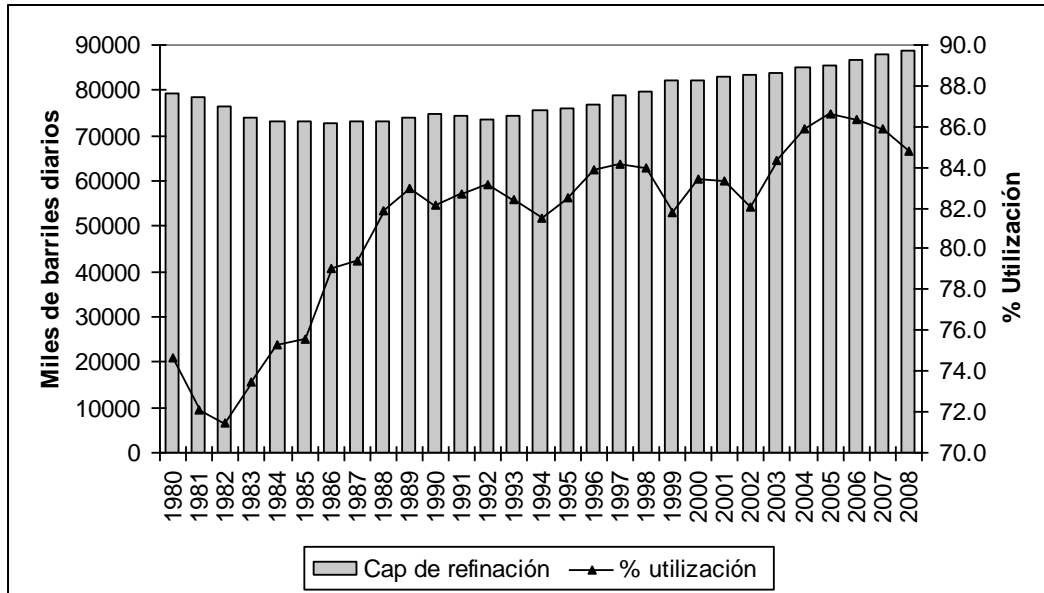


Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2009)

La gráfica siguiente ilustra la evolución en el porcentaje de utilización en relación a la capacidad de refinación mundial. A principios de los años ochenta y como resultado de los choques petroleros de los setenta, la demanda cayó y las refinerías tuvieron una capacidad instalada excedente que no era necesario usar, por lo que el porcentaje de utilización descendió. En 1982 alcanzó su mínimo de utilización con un 71.5%. A partir de ese año y hasta el final de esa década tuvo un crecimiento sostenido. En los años noventa tuvo una significativa volatilidad que terminó a principios del presente siglo. Del 2002 hasta el 2005 se tuvo un fuerte incremento, siendo el 2005 el año que tuvo el máximo porcentaje de utilización con el 87%, resultado del fuerte aumento de

la demanda. Sin embargo, desde este año al 2005 el porcentaje de utilización se ha venido cayendo; resultado en el aumento de la capacidad de refinación y el estancamiento en el consumo, situación que se acentuó con la crisis económica.

Gráfica 2.13
Capacidad de refinación mundial y su utilización, 1980-2008



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2009)

Las refinерías instaladas en el mundo procesaron en 2008 del orden de 88 mbd. Tradicionalmente los PI (UE, Japón, Canadá y Australia), EUA y Rusia son los principales refinadores del mundo, y en los últimos años habrá que añadirles China, nación que ha tenido un fuerte incremento en su capacidad de refinación. Los principales refinadores son los consumidores más importantes a escala planetaria –PI (26%), EUA (20%) y China (9%)-, y Rusia (6%). EUA, China y los PI consumen más petróleo del que son capaces de refinar por cuenta propia. Este grupo de países representaron en 2008 el 60% de la refinación mundial. De 1986 a 2008 los PI, Rusia y EUA han venido perdiendo importancia relativa a favor de China y el resto de los países del orbe³³, por lo que es en estas zonas donde la industria de la refinación va al alza.

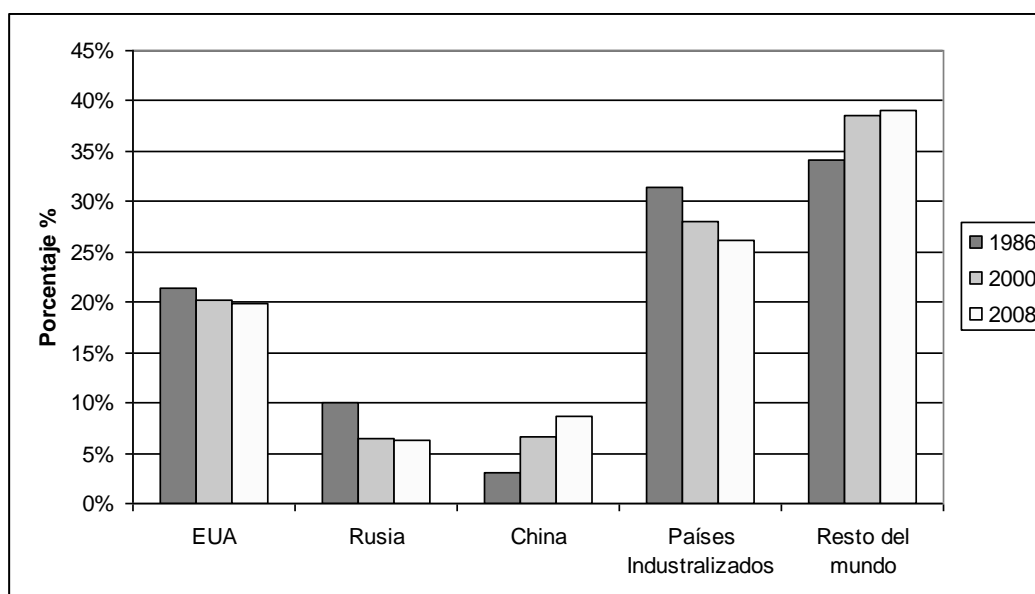
Durante muy buena parte de la década de los ochenta y noventa las petroleras privadas establecidas en los EUA y los PI cerraron una importante parte de las refinerías existentes por: 1) el nacimiento e impulso de medidas medioambientales tendientes a reducir la emisión de contaminantes a la atmósfera y la necesidad de productos de mayor calidad. Lo que incrementó costos y redujo su rentabilidad. Esto los obligó a cerrar instalaciones,

³³ Desde mediados de los años ochenta a la fecha los Países industrializados crecieron 1%, EUA lo hizo al 13%, pero Rusia perdió un 23.5%. En cambio, China creció un 256% y el Resto del mundo lo hizo en un 40% (BP, 2009).

mientras que las restantes se reconfiguraron volviéndose más complejas³⁴ para tener procesos en línea con las nuevas normas y, también, poder procesar crudos más pesados y 2) el proceso por el que las grandes petroleras reestructuraron su forma de hacer negocios con la finalidad de aumentar sus ganancias. Con el cierre de refinerías se eliminó la gran capacidad ociosa de los años ochenta, se aumentó el porcentaje de utilización, medidas tendientes a incrementar la tasa de ganancia.

Tal situación se ha revertido lentamente en EUA, pero en los PI se ha mantenido a la baja en los últimos años. Como se ve en la gráfica 2.14, este estancamiento en la capacidad de refinación por parte de los refinadores tradicionales ha sido compensado por los incrementos en los países no desarrollados, particularmente los ubicados en Asia, y cuyo mayor exponente es China. Este nuevo refino está vinculado a sus necesidades internas, y de acuerdo a Figueroa (2006), es poco exigente en complejidad y en la calidad de sus productos.

Gráfica 2.14
Porcentaje de participación de los principales países refinadores de petróleo 1986-2008



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2009)

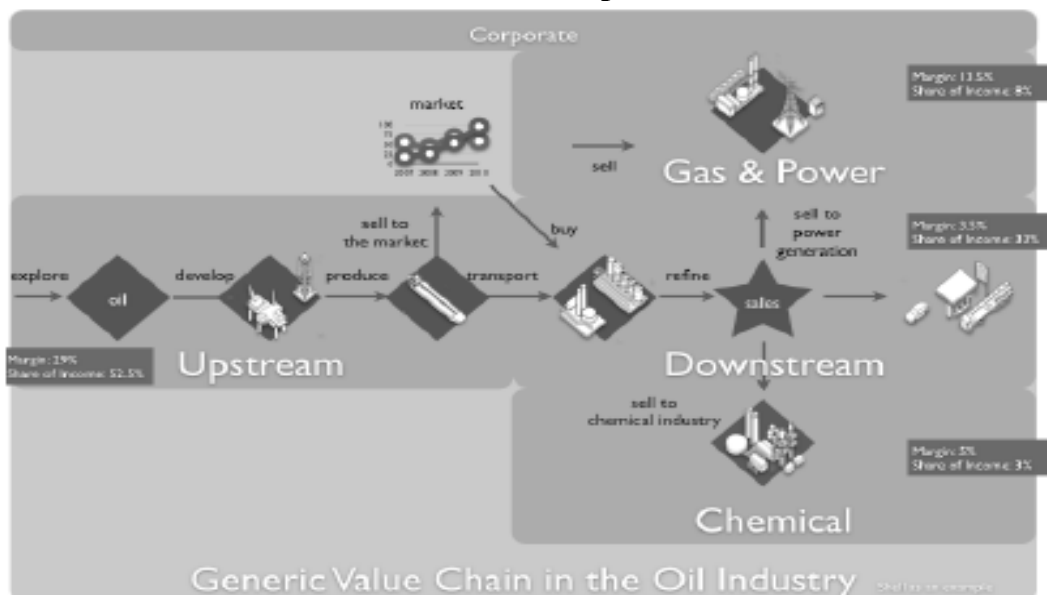
³⁴ Las refinerías complejas, es decir, las que involucran el mayor número de procesos, son las que tienen mayores ganancias, mientras que las simples apenas cubren sus costos e incluso tienen pérdidas. Esto se debe a que necesitan procesar crudos ligeros que son los que tienen los precios más elevados (Guerrero, 2009, p. 112)

2.5 Cadena de valor de una empresa petrolera

2.5.1 Grandes segmentos de la industria: *Upstream* y *Downstream*

La industria petrolera se caracteriza por su uso intensivo en capital, tanto tecnológico, físico y humano; en la forma de capacitación; y conocimientos técnicos que se necesitan para desempeñarse en esta industria. Esto provoca que existan dos formas de integración en esta industria: horizontal y vertical. En la horizontal, se buscan economías de escala mediante la adquisición de actividades de un mismo tipo: más reservas en Exploración y Producción (E&P) a fin de minimizar riesgos, más refinerías para tener acuerdos más ventajosos a la hora de comprar el crudo o un mayor número de gasolineras para tener buenas condiciones en el refino. En cambio, la integración vertical, es la forma más común bajo la cual las grandes petroleras privadas y estatales se organizan: desde la búsqueda de petróleo a la venta de la gasolina al consumidor finales, y han buscado mediante las fusiones adquirir mayor tamaño, reducir los costos de cooperación y coordinación. Con esta integración las grandes petroleras pueden controlar el mercado y sacar ganancias desde los procesos más lucrativos (Parra, 2003, p.247). Estas formas de integración abarcan de manera conjunta o por separado dos grandes divisiones: *Upstream* y *Downstream*. Para ejemplificar la división entre ellos se tomará el caso práctico de Royal Dutch Shell Plc. Esta empresa presenta una integración del tipo vertical.

Figura 2.1
Cadena de valor de la industria petrolera: caso Shell



Fuente: Aysev, 2008, p36.

La empresa tiene varios procesos que se entrelazan. *Upstream* (aguas arriba): también es conocida como Exploración y Producción (E&P). Son las actividades dedicadas a la búsqueda de nuevos yacimientos petrolíferos, su desarrollo para hacerlos producir, su

producción en sí y la entrega del petróleo a una terminal de transporte³⁵. De estas operaciones resultan las reservas que más adelante serán producidas por la empresa, indicador clave de su desempeño. Una de sus características de esta fase es el, pues se deben invertir fuertes sumas de capital para la búsqueda de petróleo, bajo la posibilidad de que el pozo no resulte productivo (SENER, 2007, p.21). *Downstream* (aguas abajo): agrupa las actividades que van entre la carga de petróleo en la terminal de transporte y la utilización del petróleo para el usuario final. Incluye el transporte del crudo, refino y comercialización de los productos derivados de este último. Es decir, transforma el petróleo crudo en productos útiles y los hace llegar al consumidor final. También se considera a la petroquímica³⁶. Esta parte es muy intensiva en capital, en especial, en la parte relacionada con la construcción de refinerías, cuyos costos están ligados a la complejidad de los procesos necesarios para poder procesar crudos de diferentes calidades y, por lo mismo, diferentes precios (SENER, 2007, p.21).

2.5.2 Un caso práctico de la segmentación: Shell

Una mirada al comportamiento de Shell será de mucha ayuda para comprender la importancia de estos segmentos. En primer término, en el cuadro 2.2 se muestra la cantidad de empleados que laboran en cada uno de los segmentos. En Shell, la mayor parte de los trabajadores laboran en actividades ligadas a la parte de *downstream*. Para el período 2005-09, el 66% de los empleados laboraron en la parte de *downstream*, el 21% en el *upstream* y

³⁵ En este sentido, Figueroa (2006) descompone esta fase en exploración, desarrollo y producción.

- Exploración: Identificación y examinación de las posibles áreas que pueden contener reservas de petróleo y gas, se incluyen los sondeos exploratorios.
- Desarrollo: Es la preparación del depósito para su producción comercial; esta preparación incluye la construcción de accesos e instalaciones para extraer el recurso
- Producción: Consiste en la extracción de petróleo y gas hacia la superficie y reunión, tratamiento, procesamiento de campo (como en el caso de procesar gas para extraer hidrocarburos líquidos), y almacenaje de campo. Esta etapa, sobre todo, es muy activa con muchas innovaciones de recuperación secundaria y nuevas formas de perforación en ultramar, etc. (EIA, 1994).

³⁶ Figueroa (2006) dice que este segmento se descompone en:

- Transporte: Es el paso que consiste en llevar al petróleo crudo a las refinerías. El transporte puede ser llevado a cabo en dos formas: por oleoductos y por barcos.
- Refino: Es el proceso industrial que convierte el petróleo crudo, que proviene del yacimiento petrolero, en un grupo de productos que se adaptan técnica y económicamente, de mejor manera que el petróleo crudo. Se obtienen diversos productos como la gasolina, gasóleo, aceites minerales y asfaltos. Aquí es el lugar en donde hay mucha valor agregado y que es un proceso altamente intensivo en capital y un área de innovación científica
- Comercialización: Está se ocupa de hacer llegar los productos obtenidos en la refinería a los consumidores finales.
- Petroquímica: De ella se obtienen derivados químicos del petróleo y de los gases asociados. Los productos petroquímicos incluyen todas las sustancias químicas que de ahí se obtienen. Agrupa los productos refinados, no energéticos, cuyo uso central es la fabricación de plásticos.

la parte restante en el corporativo. Esto es así porque en la parte de aguas abajo hay un mayor número de actividades, por lo que necesitan mayor personal, aunque en el cuadro se observa que en los últimos años ha venido descendiendo los puestos de trabajo, que en parte ha sido contrarrestado por el aumento en los puestos para el corporativo

Cuadro 2.2
Empleados de Royal Dutch Shell a nivel mundial por segmento, 2005-2009
(Miles de personas)

	2009	2008	2007	2006	2005
Upstream	23	22	22	22	21
Downstream	62	64	69	73	79
Corporativo	16	16	13	13	9
Total	101	102	104	108	109

Fuente: <http://www.faoi.shell.com/2009/consolidateddata/employees.html?cat=m>

Otro aspecto en el que podemos ver la importancia de estos segmentos de la cadena productiva de una empresa petrolera se da en lo relacionado a los ingresos.

Cuadro 2.3
Ingresos netos de Royal Dutch Shell a nivel mundial por segmento
2005-2009
(Dólares de 2009)

Millones de dólares	2009	2007	2005
Upstream	8,354.00	18,727.11	17,391.06
Downstream	3,054.00	12,880.45	11,104.70
Corporativo	1,310.00	1,435.53	360.41

Fuente: <http://www.faoi.shell.com/2009/consolidateddata/segmentalinformation.html?cat=m>

En los ingresos netos que Shell obtuvo en estos cinco años se vuelve a dar el mismo patrón que en el del personal. La parte *upstream* es la que mayores ganancias obtuvo en el período. En promedio, el 70% de los ingresos se dieron en este segmento entre 2005-2009. Siendo el 2008, el año con el mayor ingreso. En cambio, el *downstream* acaparó el 30% de los ingresos netos en el tiempo. Cabe hacer mención que para 2009 y en respuesta a la crisis económica mundial se presentó un desplome en los ingresos en comparación de 2007. Aysev (2008, p. 35) menciona que entre 2005-2007 la parte *upstream* generó un margen de ganancia del 29% y generando un 52.5% del ingreso neto, en cambio, el *downstream* sólo produjo un margen del 3.5% y generó un 33% del ingreso neto en el mismo período. Como se observa, en esta época de precios altos el segmento del *upstream* fue el que mayores ingresos tuvo, por ende el más redituable.

Capítulo 3

Evolución histórica del mercado petrolero internacional, 1850-1985

3.1 Introducción

Para comprender lo que acontece en la Industria Petrolera Internacional en la actualidad, es preciso hacer un recuento, a manera de antecedente histórico, de los hechos más sobresalientes que moldearon la evolución del sector desde sus inicios, en 1850, hasta 1986. Hacer este recorrido permite conocer las claves del funcionamiento de la industria, ubicar sus principales etapas de desarrollo, valorar su creciente importancia en la economía mundial, e identificar los principales actores, con sus pugnas y acuerdos, que han incidido en su desenvolvimiento a través del tiempo.

3.2 Inicios de la industria petrolera internacional

3.2.1 Los primeros usos del petróleo

Desde tiempos remotos se tienen pistas de la existencia del petróleo en la faz de la tierra y de su uso, pues en pueblos tan antiguos como lo son los asirios y babilónicos se tienen registros de su utilización en la construcción y la medicina. En Egipto se utilizaba para engrasar pieles y los persas, en el siglo I, tuvieron la capacidad de destilarlo y ocuparlo como combustible para candiles. Las culturas precolombinas lo usaban para pintar esculturas y como impermeabilizante para sus embarcaciones. Asimismo, por sus propiedades flama- bles fue ocupado para uso militar: los griegos lo conocían como “fuego médico”, los romanos como “aceite incendiario” y los bizantinos como “fuego griego”. En el siglo XVIII se mejoran las técnicas de refinado, lográndose productos derivados que se utilizaban en el engrasado de las máquinas. Pero no es hasta la llegada de la lámpara de aceite y su utilización en el alumbrado público, a mediados del siglo XIX, que se dio la necesidad de aumentar el consumo de productos derivados del petróleo, principalmente el queroseno. (Bausiaux, Favennec & Copinschi, 2007, p.2).

3.2.2 Los orígenes del Capital Petrolero Transnacional (CPT)

Ante un escenario de creciente demanda en la segunda mitad del siglo XIX, el petróleo existente en la superficie de la tierra resultó insuficiente, lo que acrecentó su búsqueda. Es entonces que se dan los primeros descubrimientos de pozos petroleros en Baku (Rusia) y en Pensilvania (EUA); sin embargo la producción de estos pozos era muy limitada porque excavaban a poca profundidad y desconocían qué era y de dónde venía. Es con la perfora-

ción del primer pozo petrolero el 28 de Agosto de 1859 a 21 metros de profundidad, por parte del Coronel Edwin L. Drake, que se inicia la era del petróleo. En esos primeros años el mercado petrolero respondía a la demanda. Un año después del descubrimiento de Drake se alcanzó los 20 dólares por barril (dpb), pero ante la carencia de mercados y el nivel de producción para 1861 el mismo barril valía poco más de 10 céntimos (Sampson, 1977, p. 38).

En esos primeros años surge una figura que cimentará y dará las pautas bajo las cuales la industria petrolera se ha regido a lo largo de la historia: John D. Rockefeller. Este personaje creó en 1870 la *Standard Oil Company* que con el paso de los años se convertirá en un gran monopolio petrolero que logrará controlar el mercado estadounidense y buena parte del mercado internacional. Rockefeller se dio cuenta que la ganancia se encontraba en el refinamiento del petróleo y la distribución de los productos obtenidos de este proceso. Obtuvo fuertes ganancias en comparación de sus rivales por los costos en el transporte, ventajas logradas gracias a los nexos que tuvo con los ferrocarriles, los cuales le cobraban menos por el transporte de sus mercancías. A medida que su negocio se expandía por todo el territorio de los EUA empezó a comprar yacimientos a la par de refinerías, lo que llevó a su empresa casi a la autosuficiencia. Este paso significó el inicio de la integración vertical, es decir, llevar el petróleo desde el yacimiento hasta las gasolineras, modelo aún vigente en las grandes petroleras mundiales (Sampson, 1985, p. 41). Empero, en 1890 se aprobó la ley Sherman, la cual declaraba ilegales a los monopolios y uniones que entorpecieran el comercio y la producción. Pero no fue hasta la primera década del siglo XX que la ley se hizo efectiva. Bajo este escenario, en mayo de 1911, La Corte Suprema de Justicia de los EUA declaró el fin de su monopolio, al ordenar a la *Standard Oil* el desprenderse de todas sus subsidiarias (treinta y ocho empresas), lo que dio fin a su reinado absoluto. A pesar de esta medida, las empresas siguieron siendo controladas por el grupo de Rockefeller, él mantuvo un 25% de las acciones De la partición de la *Standard Oil Company*, resultaron: *Standard Oil of New Jersey (Exxon)*, *Standard Oil Company of New York (Mobil)* y *Standard Oil of California (Chevron)* (Sampson, 1985, pp. 46, 51-56).

El poder de Rockefeller había sido debilitado desde antes de la escisión de su empresa, pero no es hasta el descubrimiento del yacimiento de Spindletop³⁷ en el estado de Texas en 1901 cuando la penetración a su control es definitivo. Este yacimiento dio pie al

³⁷ El descubrimiento y explotación de este yacimiento significó un fuerte avance tecnológico en la industria, pues en vez de golpear una broca afilada a través de la tierra y usar a la roca como un martillo neumático se probó algo novedoso que consistía en la utilización de una barrena giratoria, impulsada por vapor que pudo perforar el tipo de caliza dura del yacimiento (Sampson, 1985).

nacimiento de la empresa *Gulf* de la familia Mellon. A la par de esta empresa nace la otra gran petrolera norteamericana: la *Texas Company (Texaco)*, fundada por Joseph Cullinan y Arnold Schlaet.

Pero no sólo en EUA surgieron grandes empresas petroleras. En el plano internacional desde la década de 1870 se habían descubierto importantes yacimientos en Baku (Rusia) y Rumania, pozos que estaban en poder de las familias Nobel y Rotchild, y que significó una buena competencia para el poder de Rockefeller. Aunque no es hasta principios del siglo XX que nacen las otras dos grandes petroleras mundiales: *Royal Dutch Shell (Shell)* y *British Petroleum (BP)*.

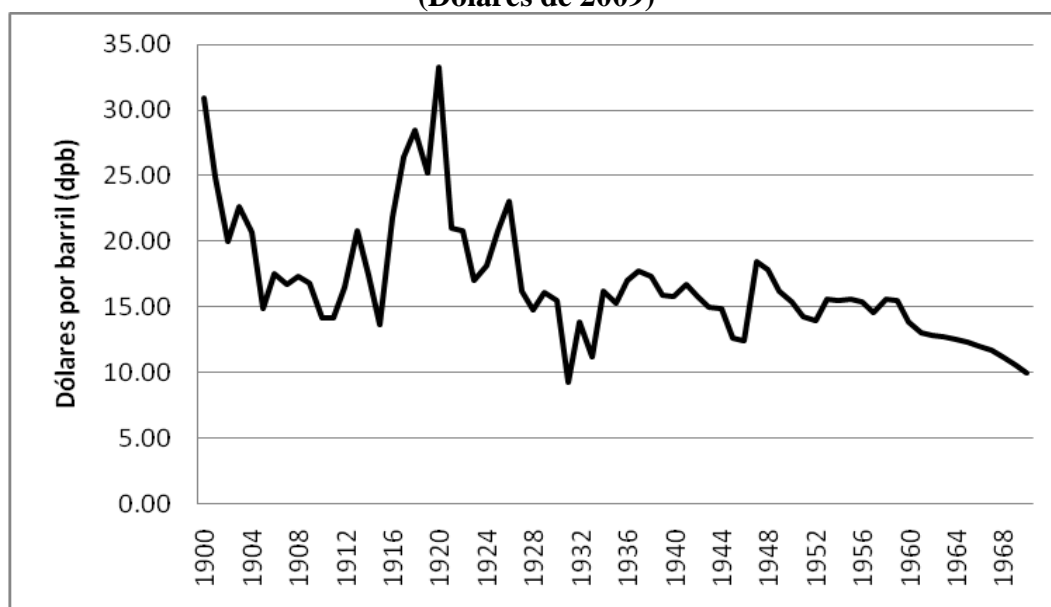
La *Royal Dutch Shell* es producto de la unión, en abril de 1906, de la *Shell* con capital inglés y del capital holandés, encarnado en la *Royal Dutch*. Antes de su formación protagonizaron encarnizados enfrentamientos junto con la *Standard Oil* por el control del mercado europeo (Sampson, 1977, p.65-68). Por su parte, *BP* está ligada al uso bélico del petróleo. En 1908 la armada británica inicia el cambio en el combustible de sus navíos de carbón a petróleo, sin embargo, los británicos no cuentan con el recurso en su territorio, lo que los vuelve importadores netos del vital líquido³⁸. Tales recursos se encontraban en las tierras lejanas de Medio Oriente (MO). Este movimiento convertirá al petróleo en un objetivo estratégico, ligado a la seguridad nacional y a la geopolítica. El tener acceso a él o no decidirá, entre otras cosas, el rumbo de las guerras por venir. Winston Churchill fue el primer político de relieve que comprendió esta situación y en 1913 insistió en que Inglaterra debería ser propietaria o controladora de sus suministros petroleros, lo cual se materializó al año siguiente mediante la compra del 51% de la compañía *Anglo-Persian Oil Company* –posteriormente se convertirá en BP-, que como su nombre lo indica tenía yacimientos en Persia (Irán). Se llevaron a cabo acuerdos secretos para que esta empresa proveyera el petróleo necesario para el funcionamiento de la marina real por los próximos veinte años (Sampson, 1985, pp.73-79). Años después, Enrico Mattei (Presidente de ENI de Italia) acuñó a este conjunto de empresas el nombre de: *Las Siete Hermanas*. Empresas que por más de setenta años dirigirán unilateralmente y con apoyos de sus gobiernos el destino de la industria petrolera mundial (Yergin, 1991, p.593). Estas empresas forman el Capital Petrolero Transnacional (CPT).

³⁸ De acuerdo con Roberts (2004) la intención de convertir la flota en navíos impulsados por petróleo era la de tener cierta ventaja sobre la armada alemana, la cual representaba una seria amenaza a la supremacía británica, tal como quedaría demostrado con la Primera Guerra Mundial (PGM).

3.2.3 El petróleo se vuelve indispensable para la civilización humana

Pero sin duda el hecho que catapultó al petróleo como el combustible de mayor consumo en el mundo fue la creación del automóvil. A diferencia de las anteriores generaciones que pudieron satisfacer sus necesidades de transporte con base en una canasta energética diversificada que comprendía carbón, petróleo e incluso leña, en la época de los vehículos automotores la decisión estaba hecha, pues éstos se mueven a base de los derivados del petróleo. Laurent (2007) proporciona unas cifras sorprendentes acerca de la evolución histórica de los automóviles: en 1911 los autos sólo en EUA eran del orden de 619 mil, en 1924 representaban 18 millones a nivel mundial, para la Segunda Guerra Mundial (SGM) había 47 millones.

Gráfica 3.1
Evolución del precio internacional de petróleo crudo, 1900-1970
(Dólares de 2009)



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2009). Los precios para 1900-45 corresponden al precio promedio del crudo estadounidense. De 1945-70 el precio pertenece al *Arabian Light*.

El estallido, evolución y desenlace de la Primera Guerra Mundial (PGM) produjo una toma de conciencia, por parte de los gobiernos occidentales, de la vital importancia del petróleo para su supervivencia. Tal situación cobró mayor relevancia al darse la revolución rusa, en 1917, un año antes del fin de la PGM y que impidió el acceso a los yacimientos rusos de Baku, petróleo necesario para los aliados. Cabe mencionar que de 1915 a 1920 el precio subió 19.5 dólares por barril (dpb), pasando de 13.7 dpb a 33.2 dpb (ver Gráfica

2.1). En esos años los EUA³⁹ suministró a los aliados el 80% del consumo mundial, del cual una cuarta parte fue abastecido por la *Standard Oil of New Jersey (Exxon)*. Desde antes de la PGM los norteamericanos se dieron cuenta de que sus petroleras no contaban con recursos de gran importancia fuera de su país, situación contraria a sus pares europeas, ocasionando que las estadounidenses se lanzarán a la búsqueda de yacimientos, principalmente en MO, lo que no sólo enfrentó a la *Shell* y a *Exxon* sino también a sus gobiernos⁴⁰. Desde ese momento quedó clara la relación existente entre el Estado y el CPT (EUA, Inglaterra, Francia, Holanda). Esta dependencia, en palabras de Tanzer (1974), se explican por: el petróleo concentra un gran poder económico; y las empresas buscan ganancias alrededor del mundo, y sus gobiernos quieren asegurar suministro confiable de petróleo para sus aparatos militar e industrial, además de asegurar el consumo de sus sociedades.

3.3 Primera fase: origen, evolución y consolidación del control de la industria petrolera internacional por parte del CPT

3.3.1 Conflictos y acuerdos para la repartición del mercado petrolero internacional

a) El acuerdo de la Línea Roja

Las peleas que las hermanas tenían entre sí no sólo se daban por la apropiación de nuevos pozos, sino también mediante guerras de precios, en las cuales una empresa saturaba de crudo los mercados de la otra y viceversa. La Gráfica 2.1 muestra esto, pues el precio pasó de 33.2 dpb en 1920 a 14.8 dpb para 1928. Esta situación se frenó por el “Acuerdo de la Línea Roja”. Con el fin de la PGM, los EUA empezaron a percibir la gran importancia petrolera de MO. Por tal razón Washington motivó a sus petroleras a ir a esta parte del orbe. Para tal fin, EUA declaró la política de “Puerta Abierta”, bajo la cual se pedía a sus aliados que no hubiera disputas por el petróleo. Este principio pronto fue invocado por EUA. Después de la PGM, el campo de confrontación fue el desintegrado Imperio Otomano. Turquía, heredera del Imperio, tuvo que pagar distribuyendo sus territorios entre Francia e Inglaterra. Ambas naciones buscaban apoderarse de Irak, rico en petróleo, por lo que ambas llegaron a un arreglo para ello. Sin embargo, tal arreglo dejaba fuera de la jugada a

³⁹ Tras la guerra los EUA siguieron siendo el principal productor de petróleo mundial, pero gracias a la prosperidad de la época, al avance del automóvil y al petróleo barato; también se había convertido en el principal consumidor, lugar que hasta la fecha no pierde (Laurent, 2007).

⁴⁰ Fue la competencia entre *Exxon* (Walter Teagle) y *Shell* (Henry Deterding) lo que marcó la dirección de la industria. *Exxon* se encontraba consolidado en EUA y controlaba parte del mercado europeo. Mientras que *Shell* al carecer de grandes recursos petroleros buscó nuevos yacimientos en México y Venezuela e incluso invadió el territorio norteamericano. Ambas compañías chocaron en la Unión Soviética por el favor de sus dirigentes.

los EUA. Esto hizo que EUA hiciera frente a duras negociaciones, entre 1922-1928, con los europeos para participar en la *Iraq Petroleum Co* (IPC), lo cual fue aceptado⁴¹. Pero había un problema, ninguna de las partes tenía claro los límites de lo que era el Imperio Otomano. La definición de las fronteras produjo “el Acuerdo de la Línea Roja”⁴², el cual se alcanzó en julio de 1928, abarcando los yacimientos más ricos del planeta. Bajo tal acuerdo, sólo la IPC era la única empresa facultada para explotar estas ricas tierras. Además, se decidió que ningún yacimiento petrolero se podrá explotar dentro de las fronteras del anterior Imperio otomano sin consentimiento de los socios. Una vez dentro EUA la “Puerta Abierta” se cerró de golpe. Con este acuerdo se marca el inicio de un plan a largo plazo para el control mundial y la distribución del petróleo en MO (Sampson, 1985, pp. 89-92; Blair, 1976, pp.31-34).

b) *El acuerdo de Achnacarry*

La guerra de precios por la que atravesaba la industria en esos momentos había hecho mella en el sector, pues varias empresas pequeñas habían quebrado y las ganancias se habían reducido. Este entorno a largo plazo amenazaba con el porvenir de la industria, por lo que hacia imperioso apaciguar las aguas. Henry Deterding, fundador y presidente de la *Shell*, invitó a los presidentes de la *Exxon* y *BP* al castillo de Achnacarry, Escocia, para alcanzar la paz, a los que se les unieron representantes de otras empresas como los de la *Gulf*. El pacto ahí acordado fue conocido como “el acuerdo de Achnacarry” o “As Is” y en él firmaban las tres grandes (*Exxon*, *BP* y *Shell*) a las que posteriormente se unieron otras 15 empresas de EUA, entre las que destacaron *Chevron*, *Texaco*, *Mobil* y *Gulf*, marcando el nacimiento del primer cartel internacional del petróleo. Tal acuerdo se logró el 17 de septiembre de 1928, pero se conoció públicamente hasta el año de 1952 (Sampson, 1985, pp.95-97). Las medidas resultantes en este tratado son: 1) aceptación y mantenimiento de los actuales niveles de participación de mercado de cada miembro; 2) poner a disposición de los competidores las actuales instalaciones, pero que no signifique un costo mayor al

⁴¹ Esta empresa fue fundada en 1914 bajo el nombre de la *Turkish Petroleum Company* (TPC), luego IPC. Cerca de la mitad era de BP, una cuarta parte de Shell, otro tanto de Deutsche Bank y un 5% de Gulbenkian, empresario armenio con gran influencia en la zona (Sampson, 1985, p.89). En 1928 se logró un acuerdo sobre la repartición de la IPC. Las firmas norteamericanas se quedaron con el 23.75% de las acciones (la mitad para Exxon y la otra mitad para Mobil); otro 23.75% a cada una de las siguiente empresas europeas: BP (Inglaterra), Shell (Holanda) y Compaigne Francaise Pétrole (Francia) y el restante 5% a Gulbenkian (Blair, 1976, p.33).

⁴² El acuerdo surge por iniciativa de Gulbenkian, el cual fue famoso por cobrar el 5% de comisiones por sus negocios. A este personaje se le ocurre traer un mapa de MO a la sala de juntas y sobre él traza una línea roja. El espacio delimitado contemplaba MO, exceptuando Kuwait, Irán, Israel y Transjordania (Blair, 1976, p.34).

propietario; 3) adicionar nueva capacidad si el aumento de la demanda así lo requiere ; 4) mantener para cada área de producción la ventaja financiera de su ubicación geográfica; 5) retirar la oferta existente de los lugares más cercanos de producción y ; 6) prevenir cualquier producción excedente en un área geográfica dada que pueda trastornar la estructura de precios de otra área. Desde el surgimiento del tratado estaba claro que su propósito era alcanzar un consenso entre las tres empresas sobre los principios generales que servirían de guía para la operación de los cárteles en los países consumidores (Blair, 1976, p. 55). Con estas medidas se trata de organizar la industria petrolera a fin de que las disputas por el control del mercado y las guerras de precios disminuyan o erradiquen, pues causan grandes daños a los participantes; se mantiene un duro control de la oferta, la cual se moverá sólo a los intereses de las grandes petroleras, mediante la eliminación del excedente; se busca maximizar las ganancias de las petroleras involucradas y se obtienen una significativa renta diferencial.

c) El sistema Gulf Plus

Con el fin de que el precio de venta no cayera más de lo necesario para seguir con las ganancias, el CPT adopta un sistema para fijar el precio. Este modo de fijar el precio recibió el nombre de *Gulf Plus* y fue implementado en 1934. A partir de esta fecha y hasta 1974, los precios serían fijados por el capital petrolero (*Siete hermanas*) de acuerdo a su conveniencia. Tal procedimiento descansaba en la forma siguiente:

...se elige como punto de partida un centro de producción determinado (el golfo de México). Entonces, los diferentes vendedores calculan el precio de entrega, agregando al precio en vigor en el punto de partida (precio de base) una suma que corresponde al flete entre el punto de partida y el punto de destino. Los vendedores que están más cerca del comprador que del punto de partida tienen ventaja en el sentido de que se benefician son un “flete fantasma” que equivale a la diferencia entre sus gastos de transporte reales y los gastos de transporte entre el punto de partida y el comprador (US Federal Trade Commission, 1952 citado en Angelier, 1980, p. 84).

Bajo este esquema los productores que se encontraban más cerca del comprador que del punto de inicio tuvieron enormes beneficios por el “flete fantasma”. Si se vendía petróleo de MO a Europa, el precio se establecía como si la carga proviniera del golfo de México, y el costo del flete se calculaba sobre el trayecto artificial (Sampson, 1985, p. 98). En este caso se lograban sustantivas rentas diferenciales resultado de las discrepancias entre los costos de producción de MO (más bajos, por las condiciones naturales) y los de EUA (más altos). Con esto se impedía que el petróleo estadounidense saliera del mercado, y muy por

el contrario, convertía a sus yacimientos como los que ponían el precio regulador del mercado. Además se abrían las puertas para lograr ganancias extraordinarias sustentadas en el flete fantasma y en los rendimientos diferenciales de una y otra zona productora (Delgado-Wise, 1999, p.10). Estos acuerdos signados por el CPT tuvieron el propósito de controlar la producción de MO. Los yacimientos de Medio Oriente (MO) ofrecían ventajas de calidad, ubicación y los costos más bajos de extracción⁴³. El capital petrolero, encarnado en *Las Siete Hermanas*, logró el éxito por tener el control sobre todo el proceso de producción de la industria, en especial el transporte, la refinación y la distribución de los productos finales; y por el acceso a los pozos de MO, que les dio grandes ganancias por la renta diferencial.

Con los acuerdos logrados por el capital petrolero se fincó el reinado de la renta diferencial como el motor del mundo petrolero. La renta diferencial resulta de la discrepancia entre los productores que enfrentan las peores condiciones y los que enfrentan las mejores. Si toda la producción es necesaria, los productores con los costos más altos de producción fijan el precio regulador del mercado, de no ser así éstos dejan de producir. Marx menciona que existen dos tipos de renta diferencial: la de secuencia descendente y la ascendente. La primera se da cuando se va de los mejores a los peores yacimientos, mientras la segunda surge al ir de los peores a los mejores pozos (Delgado-Wise, 1989, p. 24). Esta última secuencia depende de la cantidad producida en los mejores suelos, la cual puede aumentar hasta el punto en que haga innecesaria la producción del suelo con las peores condiciones, lo que representaría la caída del precio regulador del mercado, ya que son los productores que operan en los mejores yacimientos los que regulan el precio. Gracias a los pactos monopólicos realizados por el capital petrolero la secuencia ascendente fue el patrón que se dio desde los años veinte hasta los años setenta, pues al tenerse el control de la producción se impedía que la producción fuera más de la necesaria para que la secuencia se mantenga (Delgado-Wise, 1989, p.25).

3.3.2 Las secuelas de la Segunda Guerra Mundial (SGM) en el sector petrolero

Durante los años anteriores a la Segunda Guerra Mundial (SGM) el Medio Oriente, en materia petrolera, principalmente se encontraba dividido entre británicos y holandeses, mientras

⁴³ En relación a los costos de extracción, se tiene que para EUA son de 1 dpb para el petróleo texano y de casi 2 dpb para el de California, mientras que para MO se tenía entre 0.1 y 0.2 dpb y con un mínimo de 0.06 dpb en Kuwait. En lo que respecta a la calidad del crudo, el Arabian Light, tenía cualidades superiores en cuanto densidad, contenido de azufre y pureza. Al expandirse el consumo petrolero hacia Europa y Japón, los campos de MO ofrecían ventajas de localización sobre los de EUA (Delgado-Wise, 1989, p. 22).

los estadounidenses se centraron en América Latina, en especial entre México (hasta 1938) y Venezuela. El fin de la SGM trajo como consecuencia el inicio de la guerra fría con dos superpotencias la URSS y EUA. Éste último se convirtió en el país hegemónico del capitalismo, posición que había logrado en detrimento de la Gran Bretaña. Este imperio que iniciaba su proceso de caída, reflejado en la pérdida paulatina pero sostenida de sus territorios en ultramar que se postergaría durante las próximas dos décadas. Esta transferencia de poder de Inglaterra a EUA quedó de manifiesto en el sector petrolero al poco tiempo de finalizar la guerra. EUA puso en práctica “El plan Marshall” que impulsó la reconstrucción de la Europa capitalista. En materia petrolera, de acuerdo a Tanzer (1974), el plan significó para el capital petrolero norteamericano la consolidación de su avance sobre el viejo continente al canalizar 2 de los 13 billones de dólares totales para la importación de petróleo. Con esto los EUA bloquearon los proyectos europeos de producir petróleo y ayudaron al capital estadounidense para hacerse del control del refinado.

Hacia junio de 1948 el sistema *Gulf Plus* fue sustituido, gracias a las presiones de los países consumidores de Europa y de la marina inglesa, por el *Double Basing Point System*, con el cual los precios del petróleo producido en el golfo de México y el golfo Árabe se igualan al arribar a Europa. Con esto, el petróleo del golfo de México continuó siendo el precio rector del mercado, y el “flete fantasma” (renta generada en MO) desaparece del nivel de transporte. Pero en 1949 sufre un cambio, al adoptarse una nueva fórmula que igualaba los precios no en función de Europa sino de la costa este de EUA (Nueva York). Estas medidas buscaron dar una mayor salida al crudo de MO hacia los mercados europeos. Con lo que se buscó que el monto de renta total del capital petrolero no disminuyera sustantivamente por el ingreso de nuevos jugadores (Angelier, 1980, p.96).

Gracias al descubrimiento de grandes yacimientos en MO y sus bajos costos de extracción se desató una competencia al interior del Capital Petrolero Transnacional (CPT), en forma particular por el acceso al rico subsuelo de Arabia Saudita. La solución desembocó en la disolución del Acuerdo de la Línea Roja en noviembre de 1948. Con lo cual los ricos yacimientos sauditas, que sólo eran explotados por la IPC, quedaron formalmente abiertos a los norteamericanos. El cese del acuerdo reconfiguró el escenario petrolero de MO, al permitir que la región fuera accesible tanto para los viejos como los nuevos participantes. Irán y Kuwait se le quedaron a *BP*, aunque luego se añadirían de forma asociadas el capital norteamericano. Arabia Saudita quedó adjudicada como territorio norteamericano, pues fue para la *Arabian American Oil Co (Aramco)*, formada por Exxon, Mobil, Texaco y Chevron (Sampson, 1985, p.132).

De esta forma el cártel petrolero logró tener un control casi absoluto sobre el mercado petrolero global. Esto le permitió adquirir un poder que sobrepasaba la esfera del petróleo, capaz de dominar los gobiernos de los países huéspedes, permitiéndoles ser gobiernos paralelos o ser Estados dentro de un mismo Estado. Esto les dio la capacidad de modificar las fronteras del mundo –como lo fue Medio Oriente-, provocar crisis, crear guerras civiles y golpes de Estado.⁴⁴

Cuadro 3.1
Participación del gas natural y el petróleo en el balance mundial de energía primaria, 1945-1978
(Porcentajes %)

	1945	1955	1965	1975	1978
Gas	7	13	16	18	20
Petróleo	20	30	39	46	45
Carbón	65	50	39	28	28
Otros	8	7	6	8	7

Fuente: elaboración propia con base en García y Ronquillo (2005, p.117)

Este control de la oferta y de los precios fueron elementos importantes para lograr la “era dorada del capitalismo”, período comprendido entre 1945-75, sustentado en precios relativamente bajos y estables y situó a los hidrocarburos (petróleo y gas) a la cabeza del consumo energético primario. Claro, dentro de estos dos, el que más destacó fue el petróleo el cual pasó de 20% en 1945 a 46% en 1975. Pero esta tendencia fue a costa del carbón, energético que reinó en hasta la primera mitad del siglo XX, el cual descendió de un 65% en 1945 a un 28% en 1975 (ver cuadro 2.1).

3.3.3 La entrada de nuevas petroleras

La situación en la industria petrolera fue cuestionada hacia finales de la SGM por dos razones. La primera, porque empresas no pertenecientes al CPT quieren desarrollarse y participar en el reparto de la renta petrolera. La segunda, las condiciones para que entren se dan en esta época. La redistribución de las concesiones (Venezuela y MO) y el incremento en el consumo de petróleo (Europa, EUA y Japón) ayudarán a los nuevos participantes entrar en la industria (Angelier, 1980, pp.90-92). Durante las década de los años cincuenta se

⁴⁴ Desde principios del siglo XX las petroleras se hicieron presente en la revolución mexicana y rusa, por los intereses que tenían en ambos países; asimismo, hubo un papel muy importante en la evolución de las dos guerras mundiales. Conocido es el papel del capital petrolero (BP) y la Central de Inteligencia Americana (CIA) en el golpe de Estado en Irán a Mossadeq, el cual pretendió nacionalizar la industria petrolera, pero fue depuesto y sustituido por el Sha Pahlevi. Juan Domingo Perón (Argentina) también se atrevió a nacionalizar la industria petrolera nacional, pero fue depuesto por un golpe militar que dio marcha atrás a la nacionalización (Sampson, 1985).

hacen presentes las empresas “independientes”⁴⁵, las cuales son atraídas al MO por las concesiones que otorgan países como Libia e Irán, que prefieren hacer tratos con estas nuevas empresas por dar mejores condiciones que Las Siete hermanas, además de evitar la monopolización de sus recursos. Dentro de las independientes podemos distinguir tres grupos: a) las no estadounidenses, como *TOTAL* (Francia), *Petrofina* (Bélgica), y la *Arabian Oil Company* (Japón); b) las estadounidenses, como *Continental*, *Amerada*, *Marathon Oil*, *Aminoil*, *Tidewater*, *Getty*, etc; y c) las compañías petroleras estatales, como la *ENI* (Italia), *Hispanoil* (España), *Japanese Export Oil Company* (Japón), *RAP* y *BRP* (Francia). Estas empresas menguaron en parte el dominio de las hermanas, pues fueron capaces de establecerse en Europa, desafiar a las grandes, aumentar la competencia y generar un excedente de petróleo en el mercado mundial (Sampson, 1985, pp.176-186).

3.3.4 La propiedad de los recursos: los cambios a los contratos de concesión

El final de la SGM dio pie al declive de las viejas potencias europeas, en especial Inglaterra y Francia, que tenían numerosas colonias en Asia y África. Las colonias fueron reivindicando sus derechos a ser países libres, tal proceso abarcó desde fines de los años cuarenta hasta los años setenta. En materia petrolera México había nacionalizado su industria petrolera en 1938, no sin tener serias dificultades para poderlo producir y vender a consecuencia de las sanciones impuestas por el capital petrolero internacional. Teniendo esto como antecedentes, las siguientes tres décadas serán testigo de cómo los países donde se hallaba el petróleo exigirían paulatina y enérgicamente una mayor participación en el negocio petrolero, puesto que el “oro negro” se encontraba en su territorio. Esto lo llevarían a cabo haciendo valer sus derechos de propiedad en los diversos contratos de concesiones⁴⁶ que se darían en el transcurso de los años.

Al respecto, Angelier (1980) clasifica en 3 fases la evolución de las principales formas bajo las cuales se comportaron las concesiones: 1) los primeros contratos de concesión en MO, 2) las modificaciones en 1950 de estos contratos con el 50-50% (*fifty-fifty*) y

⁴⁵ El nombre de independientes en el ámbito internacional se aplica normalmente a cualquier compañía petrolera distinta de las Siete Hermanas, o en otras palabras, a las empresas que carecen de un sistema mundial de producción, transporte, refinado y venta (Sampson, 1985)

⁴⁶ De acuerdo con Devaux-Charbonnel (1974 citado en Angelier, 1980, p. 112):

La concesión petrolera es un acto por el cual un Estado concede a un tercero, durante un cierto tiempo y sobre una cierta superficie, el derecho exclusivo de explorar los yacimientos de hidrocarburos y, en caso de descubrimientos, el derecho exclusivo de extraer los productos y de disponer de ellos, bajo reserva de cumplir ciertas obligaciones técnicas, financieras y económicas....La concesión otorga también, al concesionario, los derechos que le sean necesarios para hacer valer su concesión, como el derecho de establecer sus oleoductos de evacuación y las instalaciones portuarias para exportar los productos que no pueda vender en el mismo lugar.

3) los nuevos contratos de asociación y de empresa que se da en MO en 1957 y 1965 respectivamente⁴⁷. A lo largo del tiempo, cada nuevo acuerdo de concesión buscó apropiarse de un mayor monto de renta petrolera que era disfrutada por las empresas petroleras y, así, lograr un mayor control de la propiedad del recurso.

1) Primeros contratos de concesión

Las concesiones cubrían una superficie muy amplia y por un período muy largo; la royalty y, en menor medida, las primas al contado eran la base financiera de la concesión; mientras que las empresas concesionarias eran pocas. La *royalty* representa el costo de reconstrucción del crudo producido. En el sistema de las primeras concesiones, la royalty conlleva una pérdida para el Estado, puesto que esta es fijada por el capital concesionario y porque la *royalty* está en función del volumen producido y no en relación del ritmo en que se agote el crudo. Por su parte, la prima al contado es la renta pagada al estado petrolero por las empresas petroleras para asegurar su monopolio sobre el pozo. Bajo este esquema el país concesionario se vuelve un administrador de su territorio (Angelier, 1980, pp. 116-117).

2) Los contratos cincuenta-cincuenta

Las primeras concesiones finalizarán hacia finales de los años cuarenta en Venezuela. Al final de 1948, y tras varios años de tensión con las petroleras extranjeras, el país aprobó una ley bajo la cual el gobierno debería de disponer del 50% de los beneficios petroleros. De acuerdo con este concepto, los diversos derechos e impuestos debían aumentar hasta el punto en que los beneficios netos de la empresa fueran iguales al del país. La ley establecía la asociación del Estado venezolano con el capital petrolero, dando garantías a la propiedad extranjera en territorio venezolano. Este tratado a partes iguales no tardó en ser analizado y puesto en marcha en Medio Oriente, países como Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait lograron acuerdos similares a los venezolanos en los años siguientes. Al darse estos acuerdos, el CPT reacciona y crea un nuevo sistema de precios nominales conocidos como *posted prices* (precios cotizados), a los cual venderían su petróleo y sobre los cuales se basarían los impuestos pagados a cada gobierno. Con este precio las compañías fijan el monto localizado de sus beneficios, subordinando la producción de MO a la producción del

⁴⁷ Para una mayor información sobre las implicaciones prácticas y teóricas de las concesiones se recomienda el trabajo de Jean M. Chevalier: *La renta petrolera* (1980)

crudo estadounidense⁴⁸. Los países se acostumbraron a unos ingresos constantes derivados del precio nominal, por lo que el precio se convirtió en un precio artificial inflado, sobre el cual las compañías pagaban sus impuestos⁴⁹(Yergin, 1991, pp.431-434; Sampson, 1985, p. 39-142).

Sin embargo, si el precio cae los ingresos fiscales de los países petroleros también descienden, esta situación llevó a los países petroleros a presionar por un nuevo acuerdo. El resultado ocasionó la modificación de la *royalty* como un anticipo sobre el impuesto a considerarla como un componente del costo de producción, interviniendo directamente en el cálculo del impuesto, por lo cual el Estado se queda con una mayor parte de la renta. Pero el capital privado también se beneficia, puesto que los EUA autorizan deducir esta recaudación de los beneficios que pueden ser gravados. Las petroleras aceptaron el trato por miedo a una nacionalización que las excluyera de los ricos yacimientos de estas zonas, sin contar que siguieron controlando el nivel de producción de los yacimientos; mientras que EUA con la entrada en la Guerra de Corea estaba preocupada por la expansión del comunismo, por lo que no quería problemas en MO y aceptó este cambio de régimen (Angelier, 1980, pp. 127-135).

3) *Los contratos de participación*

Desde las primeras concesiones existía la figura de “participación” pero nunca se había llevado a la práctica. Esto cambió en 1957 con el trato acordado entre la ENI (Italia) y la NIOC (Irán), el cual fue una nueva forma de repartir la renta petrolera. Las ganancias en el nivel de extracción se comparten entre Irán y la ENI en una proporción de 75% (NIOC) - 25% (ENI) respectivamente, además el estado se vuelve coempresario, pues forma un *joint venture* (con un iraní en la presidencia) con la ENI para explorar y producir petróleo. Acuerdo contrario al 50-50%. En 1966 se agrega a estos acuerdos de participación la figura de los “contratos de empresa o de servicios”. El primero se da entre ERAP de Francia y la NIOC de Irán. La ERAP se dedica a la exploración de zonas determinadas y le otorga dinero a la NIOC para que, en caso de encontrar petróleo, pueda financiar las operaciones de producción. Si la ERAP descubre petróleo en montos rentables, la NIOC conservará la mitad de los recursos recuperados como reservas nacionales. La otra mitad será explotada

⁴⁸ Los precios cotizados fueron creados como punto de referencia para las cuestiones fiscales y no tenían relación con lo que sucedía en el mercado y las ganancias obtenidas en él (Angelier, 1980).

⁴⁹ En 1972, la Exxon pagó sólo el 6.5% de su utilidad bruta al fisco de EUA, mientras que Mobil únicamente el 1.3% (Sampson, 1985, p. 141).

por la ERAP de acuerdo a lo planeado por la NIOC. La ERAP debe de pagar al gobierno de Irán un impuesto del 50% sobre las ganancias. Si la ERAP no descubre petróleo, los gastos de exploración quedaran a su cargo y no se le devolverán. Con esto la ERAP se vuelve en contratista y no en concesionaria. Estos contratos se hicieron presentes en ciertos países como Irán e Irak. Con los acuerdos de participación los países petroleros recuperan parte de la RD que proviene de sus propios yacimientos. Estos acuerdos son el inicio para que los países con recursos petroleros participen en la actividad productiva (Angelier, 1980, pp.150-159; Sampson, 1985, pp. 181-186).

3.3.5 Nacimiento de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)

Hacia el final de los años cincuenta el gran problema que tenía el mercado era el excedente. La incorporación de nuevas firmas, los deseos de los países exportadores para aumentar su producción a fin de lograr mayores beneficios fiscales y el petróleo ruso⁵⁰ que inundaba el mercado internacional habían creado este superávit petrolero. Esta situación no agrado a las hermanas, pues disminuía sus beneficios. Con el fin de eliminar esta sobreoferta el capital petrolero, entre 1959-60, decidió unilateralmente bajar el precio, afectando a los países exportadores que recibían menos dinero por parte de las empresas⁵¹. Estas medidas enojaron a los países productores que encabezados por Venezuela (Juan P. Pérez Alfonzo) y Arabia Saudita (Abdullah Tariki) deciden reunirse con otros países productores para ver las medidas a tomar a fin de parar el deterioro en precios. En septiembre de 1960, con la participación de los ministros de petróleo de Arabia Saudita, Venezuela, Irán, Kuwait y el anfitrión Irak deciden formar la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Desde un principio quedó establecido que el principal enemigo de la OPEP era el CPT. Desde su fundación la OPEP alcanzó un importante objetivo: evitar la caída del precio nominal, a pesar de la mayor competencia. De 1961 a 1970, el precio del *Arabian Light* permanece fijo en 1.80 dpb en términos nominales, aunque en términos reales se pasó de 13 dpb a 10 dpb, una caída del 23% (ver Gráfica 2.1).

⁵⁰ En 1962 el *National Petroleum Council* (NPC) de Washington dio a conocer los resultados obtenidos en un informe que analizó los peligros del petróleo soviético. En él se mencionaba que las exportaciones soviéticas habían disminuido los ingresos de las naciones productoras en 490 millones de dólares en un período de cinco años. El petróleo ruso estaba penetrando la India y la ENI de Italia había hecho un contrato con los rusos para comprarles petróleo a 60 centavos por debajo del petróleo de MO. Tal amenaza se disiparía años más tarde ante las necesidades internas y las ayudas a los demás países comunistas. Al final de los sesenta los soviéticos se volvieron importadores (Sampson, 1985).

⁵¹ En febrero de 1959, el capital petrolero dio a conocer que había decidido bajar el precio del barril en 18 centavos de dólar, haciendo que los cuatro máximos productores de crudo redujeran sus ingresos en 132 millones de dólares. El 8 de agosto de 1960 la Exxon bajó 14 centavos por barril, situación que fue seguida por Shell, BP, Amoco y Mobil (Sampson, 1985 y Laurent, 2007).

3.4 Segunda fase: el mercado bajo el control de los productores

3.4.1 El primer shock petrolero: la OPEP toma el control

Durante los primeros años de su aparición la OPEP no es considerada como un organismo que pueda poner en problemas al mercado petrolero internacional⁵². Pero para principios de los años setenta el escenario empieza a cambiar. Después de tener precios muy bajos y sin grandes variaciones por varias décadas, éstos empezaron a incrementarse, resultado de una oferta que ya no podía satisfacer la demanda creciente y las necesidades de la industria. En 1970 el crudo se cotizaba a 10.6 dpb y para 1973 se fijó en 16 dpb (ver gráfica 2.2).

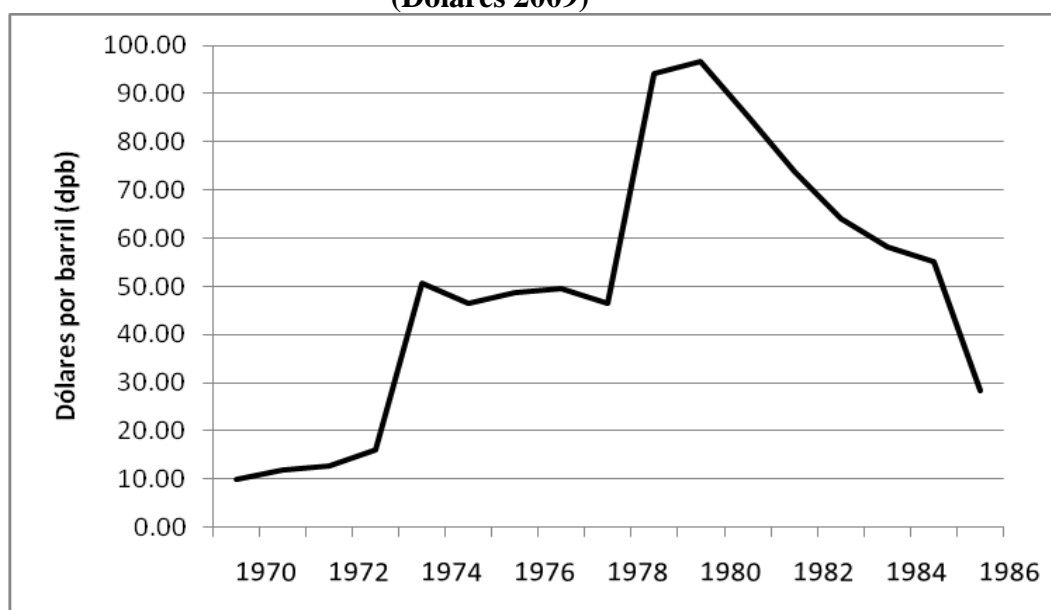
El primer gran enfrentamiento entre la OPEP y las petroleras se dio en Libia. La gran parte del petróleo libio iba hacia Europa por su cercanía y no pasaba por el siempre conflictivo canal de Suez, además es de una extraordinaria calidad y de bajo costo de producción. Desde que el capital petrolero desembarcó en el país sus gobernantes decidieron la no monopolización de sus yacimientos, por lo que su territorio se encontraba dividido entre las grandes petroleras y las independientes. En 1969, llega al poder el Coronel Gaddafi, él cual se enfrentó a las petroleras, al pedir un aumento en el precio del petróleo libio. De no hacerlo tomaría medidas por sí sólo. Para hacer notar que no estaba jugando, primero se puso en contacto con la URSS para encontrar mercados alternos a su producción; posteriormente, comenzó pláticas con las petroleras asentadas en su país individualmente. Las peticiones libias se extendieron por los países de MO (Irak, Argelia, Kuwait e Irán): reclamaron hasta un aumento en los impuestos superiores al 50%. Asimismo, en 1970 se dio una señal de una posible escasez haciendo que la OPEP pidiera un aumento del 55% sobre los beneficios, mayores precios y la eliminación de descuentos a las empresas. Después de mucho forcejeo se lograron las peticiones, mediante los Acuerdos de Teherán (febrero de 1971) y Trípoli (abril de 1971). Tales acuerdos se esperaban que tuvieran vigencia hasta

⁵² A mediados de los años sesenta la CIA publica un informe en el que se ilustra la perspectiva petrolera de MO, en donde la OPEP se menciona en dos líneas. La poca atención que recibía la OPEP obedecía a que los Sauditas se encontraban alineados con los EUA, lo que complicaba su permanencia, al ser Arabia el principal productor y tenedor de reservas petroleras. Un ejemplo de lo anterior, es la ausencia en el Líbano de su representante en 1965. En tal reunión se intentó tomar el control de la producción y fijar las cuotas de producción por país. Asimismo, en junio de 1967 Israel invade Egipto (Guerra de los seis días), como respuesta varios países de MO con recursos petroleros (Arabia Saudita e Irak, los más importantes) decidieron cerrar sus pozos y hacer un boicot a EUA e Inglaterra por su apoyo a Israel, tales países en la práctica se vieron poco afectados, pues países como Venezuela, Irán y Libia aumentaron sus exportaciones a Europa y EUA, ocasionando la inutilidad del boicot. Esta medida dejó aún en peores condiciones a la OPEP. A pesar de lo anterior, quedó claro que el petróleo si se usa correctamente puede ser un arma política muy importante (Laurent, 2007).

1976. Estas victorias permitieron el fortalecimiento de la OPEP y pusieron en evidencia la falta de cohesión del CPT entre sí y con sus gobiernos (Sampson, 1985, pp. 249-272).

Estos cambios en las relaciones con los países de Medio Oriente y la sensación de escasez de petróleo en la zona (reservas/producción) y en otras partes del mundo (EUA, en 1971, alcanzó su máxima producción) lanzaron al capital petrolero a la búsqueda de nuevas reservas en el mundo. Estas exploraciones tuvieron éxito, pues encontraron importantes yacimientos en Alaska y Mar del Norte, las cuales tendrían un papel importante en los años por venir⁵³. Durante los dos años siguientes siguieron los enfrentamientos entre la OPEP y las transnacionales, por las reivindicaciones de los países productores por tener una mayor participación en las empresas petroleras asentadas en su territorio; además de las negociaciones por lograr un mayor aumento en el precio.

Gráfica 3.2
Evolución del precio internacional del petróleo, 1970-1987
(Dólares 2009)



Fuente: elaboración propia con base a datos de BP (2009). Los precios para 1970-83 corresponden al petróleo al *Arabian Light* y para 1984-87 el precio es el *Brent*.

A partir de los acuerdos de Teherán y Trípoli las compañías se encontraron con dificultades en tres frentes: los productores reclamaron una propiedad parcial de las conce-

⁵³ Desde 1950, Exxon y Shell llevaron a cabo trabajos de prospección, pero es en 1965 cuando Inglaterra y Noruega acuerdan fijar sus fronteras: 35% para Inglaterra y el resto para Noruega. En 1969, la Phillips descubrió el importantísimo yacimiento de Ekofisk en la parte noruega, dándoles suficiencia a ambos países; sin embargo, por las fuertes inversiones y tecnologías necesarias, se suspendió. A partir de 1973 y con el alza de los precios, el gobierno británico otorgó concesiones al capital petrolero, entre ellas a la *National British Petroleum* (20%), *Shell* (15%) y el resto a empresas como *Exxon*, *Texaco*, *Gulf*, *Mobil*, *Chevron* y *Total* (García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005)

siones; aumentaron los indicios de escasez en el mercado; y la situación árabe-israelí se recrudecía⁵⁴ (Sampson, 1985, p. 275).

El año de 1973 fue el año clave para el fortalecimiento de la OPEP, ya que EUA devaluó el dólar, por lo que se enfrentaba a serios problemas económicos, además de desatarse otra guerra entre los países árabes e Israel, que daría pie a la mayor crisis del petróleo y que cambiaría para siempre el escenario petrolero internacional⁵⁵. Hasta antes de 1973, el mercado había conocido precios bajos y estables. Se pactó una reunión entre la OPEP y el capital petrolero para el 8 de octubre, pero el 6 estalla la guerra. Además del conflicto, la reunión se encontró presionada por la inflación mundial y la escasez del hidrocarburo. En principio, la OPEP pedía subir el precio de los 3 dpb a 6 dpb (14.5 a 29 dpb de 2009), con lo que quedaban rebasados los acuerdos de Teherán; sin embargo las petroleras ofrecieron sólo 25 centavos de dólar, las negociaciones se rompieron. Entonces, el 16 de octubre, la OPEP se reunió en Kuwait y unilateralmente subió el precio a 5.12 dpb (24.8 dpb, 2009), al día siguiente los países árabes de la organización acordaron una baja en la producción del 5%, más un corte proporcional de la misma medida en relación al mes anterior hasta que Israel abandonará los territorios ocupados. Arabia Saudita redujo su producción inclusive en 20%, afectando a EUA y Holanda. A la par, el 21 del mes se anunció un embargo petrolero, el cual se prolongaría hasta marzo del año siguiente. El 22 se llegó un acuerdo de cese al fuego que se hizo efectivo el 25 de octubre (Sampson, 1985, pp.297-304).

Entre noviembre y diciembre se llevaron a cabo negociaciones ríspidas por el aumento en precios. El momento cumbre de 1973 llegó el día 23 de diciembre, pues la OPEP acordó subir el precio a 11.6 dpb (56.2 dpb de 2009), precio superior al crudo norteamericano, lo cual rompe definitivamente el equilibrio delineado desde años antes. Entre octubre

⁵⁴ En cuanto a las reivindicaciones sobre la propiedad. La OPEP en junio de 1971, a través de Yamani, lanzó la propuesta de exigir a las compañías el 20% de sus operaciones totales, e ir aumentando tal demanda hasta el 51%. Ya en febrero de 1971, Argelia había nacionalizado el 51% de los intereses franceses en su territorio, y diez meses después Libia nacionalizó los intereses de BP. En 1972 se sucedieron sucesos claves. Abu Dhabi, Qatar y Kuwait obtuvieron de las compañías la participación de un 20%. Irak, ese mismo año, nacionalizó la IPC. En octubre se llegó a un acuerdo sobre Aramco por el cual cederían de inmediato el 25% de sus concesiones establecidas, hasta lograr el 51% en 1983. La escasez también rondaba, puesto que la demanda estaba creciendo por encima de lo previsto. EUA, principal consumidor, estaba aumentando sus importaciones, ya que su producción estaba a la baja. En 1972, Kuwait decidió dejar el petróleo en el suelo y reducir su producción. Ahora, el papel de A. Saudita se volvía clave en el universo petrolero, pues tenía la capacidad de producir 6.5 mbd (Sampson, 1985, pp. 275-296).

⁵⁵ En 1973 Israel celebraba su aniversario número 25 como país libre, cuando en octubre y durante las fiestas sagradas del *Yom Kipur* los vecinos árabes de Egipto y Siria invadieron su territorio. La respuesta judía fue devastadora, pues no sólo expulsó a los invasores de su suelo sino que realizó un severo contraataque que consolidó sus posiciones en la región.

y diciembre al precio subió casi 4 veces, algo impensable solo unos meses atrás. Este nuevo precio, puede ser entendido como precio de reemplazo, pues representa el costo de las posibles fuentes energéticas de reemplazo para el petróleo⁵⁶. La relación de poder se empezó a inclinar a favor de la OPEP. Con este nuevo precio se da inicio a los “precios oficiales”, los cuales sustituyen a los *posted prices* (Sampson, 1985, pp.304-309). Estos acontecimientos cambiaron para siempre la situación petrolera internacional y la economía mundial, pues como mencionan Jones y Carmona (2008), la repentina subida de los precios contribuyó al fin de dos fases de la historia: la del “Mercado de compradores de crudo”, y, la más representativa, “La edad de oro del capitalismo”, la cual sostuvo un crecimiento económico continuo de 4.7% y 4% para Europa occidental y EUA de 1950-73.

En esos años no todo estuvo mal para ellas, pues tuvieron ganancias récords. En 1974, las 30 principales compañías petroleras del mundo aumentaron sus beneficios en un 70%, mientras que sus ventas lo hicieron únicamente en un 10%⁵⁷ (Laurent, 2007). Estos resultados abrieron investigaciones por parte de varios países que vieron estas ganancias como poco menos sospechosas y resultado de la cooperación entre el capital petrolero y la OPEP, más que del enfrentamiento entre ambas. A principios de 1973 las autoridades sauditas tuvieron pláticas con los representantes de *Aramco* (*Exxon, Mobil, Texaco y Chevron*) en las cuales *Aramco* estaría de acuerdo en que el precio del petróleo aumentará hasta los 29 dpb, precio superado con creces meses después (Laurent, 2007). La razón de tal aumento descansa en el hecho de que el capital petrolero, a pesar de sus ganancias, enfrentaban dificultades financieras, ya que habían realizado proyectos de gran envergadura que en la práctica habían sido superiores a lo proyectado en 5 y hasta en 10 veces, por lo que la subida en los precios fue una salvación, haciendo costeables los proyectos. Se trataba de un oleoducto en Alaska, con un costo de 1000 mdd, y de la explotación costa fuera, en el Mar

⁵⁶ Sampson (1985) menciona:

En octubre [El Sha de Irán] envió un equipo a investigar el coste de posibles combustibles de sustitución, a fin de establecer un precio ajustado del petróleo; en particular se fijaron en los Estados Unidos, la Alemania Federal y la República de Sudáfrica (que posee una extensa industria para la extracción de petróleo del carbón)...A causa de la baratura del petróleo, otras fuentes sustitutivas se estaban siendo desatendidas. Nos dimos cuenta de que a nadie en Occidente le preocupaba lo que ocurriría cuando se agotase el petróleo y los comunistas pidieran aprovecharse fácilmente de ellos. Con toda tranquilidad, pues, los iraníes podían alegar que el petróleo caro iba en provecho de occidente. Y esta argumentación fue corroborada por el informe de la comisión económica de la OPEP, cuyo informe, emitido antes de la conferencia indicaba que el precio debería establecerse alrededor de los diecisiete dólares (pp.306-307).

⁵⁷ Sampson (1985) explica:

Las cifras eran escalofrantes: la Exxon anunciaba que sus beneficios en el tercer trimestre de 1973 superaban en un 80% las del año precedente; los de la Gulf aumentaban en un 91%. Las ganancias de la Exxon al finalizar el año constituyeron la marca de todos los tiempos para una sociedad anónima, en cualquier lugar o época: un total de 2,500 millones de dólares (p. 318).

del Norte, campos petroleros gigantes que requieren nuevas tecnologías de perforación, las más delicadas y más caras de toda la historia del petróleo, hasta entonces. *Exxon, Shell, BP y Phillips Petroleum*, especialmente, se enfrentan a plazos inquietantes: no podían detener esas inversiones pues los costos, que no habían cesado de subir, les ponían financieramente de rodillas (Laurent, 2007, p.137).

3.4.2 El segundo shock petrolero: consolidación de la OPEP

De 1974 a 1978 el precio del petróleo se mantuvo sin fuertes cambios, al pasar de 50.7 dpb a 46.4 dpb en 1978, precio que se alcanzó como resultado de varias reuniones de la OPEP. Pero esta estabilidad iba a cambiar, pues el segundo shock petrolero estaba por ocurrir. La situación se inició por la revolución iraní y los problemas internos que derivó la salida del Sha del poder. Entre fines de 1978 y principios de 1979 los problemas internos del país llevaron a la reducción de la producción petrolera de 6 millones de barriles diarios a 0.4 millones (Babosiaux *et al.*, 2007, pp.30-31). En principio, Arabia Saudita y algunos productores fuera de la OPEP (México, Inglaterra y Rusia) compensaron la producción. Pero la demanda sobrepasó la oferta, fenómeno exacerbado por el aumento en los inventarios de los países desarrollados⁵⁸(García, 1988). La situación se complicó cuando el 22 de septiembre de 1980 da inició la guerra entre Irak e Irán. El precio se dispara a los 96.6 dpb, resultado de los problemas para producir por los países en conflicto (ver gráfica 2.2). El escenario obligó a tomar medidas urgentes como restricciones al consumo y subsidios a la importación. La situación se empezaría a normalizar hacia finales de 1981. De la misma forma que el primer shock petrolero fue seguido de una recesión, la crisis del petróleo de 1979-80 contribuyó un proceso de recesión mundial acompañada de un movimiento inflacionario y desempleo, con especial referencia a los países importadores de petróleo como EUA y Europa⁵⁹.

⁵⁸ En 1979 se registró el nivel más alto de producción. Los consumidores se dedicaron a adquirir grandes cantidades de crudo, ya fuera para construir reservas o con intenciones especulativas. El efecto de las compras complementarias para aumentar las reservas de los países industrializados en un nivel tan inútilmente elevado, creó una demanda adicional que sesgó el equilibrio normal entre el consumo y la producción, afectando el precio (García, 1988, pp.54-55).

⁵⁹ La combinación de energía y dinero caro causó una rápida reestructuración de las economías industriales, con el resultado del desarrollo de la industria ligera, la alta tecnología y los servicios, pero con una reducción de escala para la industria pesada o su traslado a países con energía local abundante y barata (Noreng, 2003,p.38).

Consecuencias de los shocks petroleros

- *El CPT*

Estos dos impactos petroleros tuvieron sonoras consecuencias en el mercado petrolero internacional y en cada uno de sus participantes. La situación de los setentas llevó a las empresas a avanzar a un nuevo orden energético internacional y a modernizar sus antiguas estructuras a fin de adaptarse a la situación, teniendo a la mejora en la tecnología y a la diversificación como ejes centrales sobre los cuales el capital petrolero superó sus problemas y gestó su avance. Al romperse el modelo vigente desde la década de los años veinte, sustentado en el acceso al petróleo de fácil acceso y en los acuerdos bajo los cuales se reguló el precio del hidrocarburo, el reinado de la renta diferencial con secuencia ascendente llegó a su fin.

El CPT al verse sin acceso a sus fuentes tradicionales se ve obligado a voltear a otras zonas (Alaska, Mar del Norte y Golfo de México), las cuales son de muy difícil acceso (severas condiciones climáticas y grandes profundidades submarinas) bajo las cuales se tiene que realizar la producción petrolera. Estas condiciones impulsa el desarrollo de nuevas tecnologías necesarias para la producción, lo que se refleja en costos de producción más altos. El progreso tecnológico en la exploración y producción incluyó: equipo de sísmología, satélites, simulaciones en tres dimensiones, la utilización de drenajes y perforadoras horizontales, y el uso de técnicas de recuperación asistidas por inyección, que permitieron a la industria seguir su camino. Las nuevas exploraciones se vieron beneficiadas por los altos precios del petróleo. Este precio regulador hizo viable la exploración de pozos marginales, permitió instaurar un nuevo orden energético y modernizar las estructuras del capital petrolero, además de ayudar a la obtención de una renta petrolera suficiente para que las grandes petroleras continúen su avance (Delgado-Wise, 1999, pp.81-89). Por otra parte, este cambio en el balance de poder y sus repercusiones en el sector obligó a las grandes empresas a la diversificación y a fusionarse. Las empresas entre los setentas y principios de los ochentas incursionaron en el carbón, la energía nuclear, minerales no líquidos y nuevas fuentes de energía, como la geotérmica y la energía solar y se autodenominaron especialistas en energía. Los altos costos de producción que se alcanzaron para encontrar nuevas reservas, entre 15 a 20 dpb, llevó a las petroleras menos grandes a la estrategia de las fusiones o adquisiciones, porque adquirir las reservas de la otra compañía

salía entre 5 a 6 dpb, es decir, 15dpb menos que el buscarlas en el mar a grandes profundidades, lo que hacía a este proceso muy conveniente (Tanzer & Zorn, 1985, pp. 35-39).⁶⁰

- *La consolidación de la OPEP*

Uno de los efectos más severos del ascenso de la OPEP en el escenario petrolero internacional fue el hecho de las nacionalizaciones de la industria petrolera por todo MO y otras partes del mundo. Los avances nacionalistas se centraron en varias aristas: la recuperación de los derechos de propiedad, lo que llevó a la creación o reforzamiento de empresas nacionales (monopolio público), y endurecimiento de las reglas en contra del CPT en materia de acceso, operación y reparto de la renta petrolera. El fenómeno de la nacionalización fue uno de los golpes más duros que el capital petrolero recibió a lo largo de la historia, pues los países productores decidieron ejercer su derecho de propiedad sobre los yacimientos petroleros. La nacionalización de la industria petrolera no era un fenómeno nuevo –Rusia (1918), México (1938) e Irán (1952), los más representativos, ya lo habían hecho-, pero su gran momento se dio durante las décadas de los setentas y ochentas⁶¹. En 1970, la producción propiedad del capital petrolero era del 94% pero para 1981 el indicador había caído al 41%. De estos porcentajes, en 1970 las *Siete Hermanas* (CPT) tenían el 61% y para 1981 el 22%. Con las nacionalizaciones se hizo patente un nuevo actor: el país productor y exportador de petróleo, el cual actuaba por su parte o agrupado como la OPEP. Sin embargo, hay que hacer notar algo. En principio, el CPT en la realidad controlaba una mayor parte del crudo comercializado de lo que los datos anteriores mencionan, pues en muchos casos donde los gobiernos habían nacionalizado los campos petroleros, el CPT, anterior dueño, retenía el derecho de adquirir una gran parte del crudo producido por la empresa estatal. De todo el crudo producido en el mundo en 1982, exceptuando a los países socialistas y Norteamérica, el 43% fue adquirido o producido por el CPT. Asimismo, los países productores

⁶⁰ Tanzer y Zorn (1985):

Shell Oil-US started the trend in 1979 when it purchased Belridge Oil of California...Texaco bought Getty Oil, while Occidental was the winner in a bidding war for Cities Services. Finally, in the largest and most dramatic of the mergers, Standard Oil of California [Chevron] paid more than \$10 billion in 1984 to buy one of hitherto untouchable Big Seven itself, Gulf. All told, from 1979 to mid-1984, oil companies spent more than \$35 billion to acquire each other (p. 38)

⁶¹ En 1971, Libia nacionalizó BP y el 50% de la empresa ENI, así de las otras compañías establecidas en su territorio e Irak se hizo del control total de las últimas concesiones de la *International Petroleum Company*. En 1972, se lograron acuerdos para que diera una mayor participación de los países productores en las empresas asentadas en su suelo, iniciando con el 25% de participación estatal y que terminaría en 1983 con el 51%, pero sólo unos cuantos países firmaron estos acuerdos, por lo que las nacionalizaciones continuaron. Kuwait y Qatar nacionalizaron sus industrias en 1975, Venezuela en 1976 y Arabia Saudita lo hizo en etapas que terminaron en 1988 (Babosiaux et al., 2007, p.29).

se concentraron en la producción, mientras que el capital petrolero mantenía la refinación y distribución; lo que les redituaba fuertes ganancias y el control en la última fase del proceso productivo (Tanzer & Zorn, 1985, pp.32-33)

El gran monto de renta petrolera que acabó en las arcas de los países productores causó un gran impacto en sus economías, pues el disponer de tantos recursos los motivó a embarcarse en grandes programas de crecimiento, industrialización y compra de armamento⁶². Pero para sostener estos programas de expansión económica se tuvo que importar grandes cantidades de materias primas, alimentos, maquinaria y equipo; lo que llevó a estos países a recurrir al endeudamiento externo con los países y bancos occidentales. En principio, este endeudamiento se sostuvo en la ilusión de un precio alto del petróleo que no iba a bajar.⁶³ Además, muchos de estos países hicieron fuertes inversiones, asociaciones y depósitos en los países y corporaciones occidentales. Con estos movimientos financieros los países industrializados, al final, se apropiaron de gran parte de la renta petrolera que habían cedido a sus pares productores de petróleo, haciendo que la dependencia económica aumentara, en vez de disminuir; lo que fortaleció la estrategia de los países industrializados encabezados por EUA para menguar el poder los exportadores encabezados por OPEP. Muchos de estos países no habían desarrollado una serie de entramados institucionales, políticos, económicos y sociales necesarios para poder soportar y canalizar de forma correcta el dinero en el país. Al no tenerlo ni desarrollarlo por el poco tiempo en el que se dio el fenómeno, el exceso de dinero produjo inflación, ineficiencia y corrupción⁶⁴ (Tanzer & Zorn, 1985, pp.83-92). Esta situación se desquebrajó a principios de los años ochenta con el desplome paulatino pero sostenido de los precios⁶⁵. El desplome hizo que los países severamente endeudados atravesaran por severos problemas para pagar, lo que se extendió a todo el sistema desencadenando la crisis de la deuda. Los países exportadores de petróleo

⁶² En su estudio, Tanzer y Zorn (1985, pp.86-87), muestran una radiografía sorprendente de las ganancias obtenidas por estos países. De 1973 a 1982 los países árabes recibieron por la venta de su petróleo un monto cercano a 1 billón de dólares, de los cuales más de 500 mil millones fueron a parar a las arcas de Arabia Saudita. Cerca del 65% de los ingresos de la OPEP fueron canalizados, de 1970-82, al pago de bienes y servicios importados, el 5% para ayuda a países del tercer mundo y el restante 30% se usó en inversión externa, principalmente colocados en la banca, empresas y gobiernos de occidente.

⁶³ Basta recordar la declaración del Presidente de México José López Portillo (1976-1982) en el sentido que el problema del país sería “la administración de la abundancia”.

⁶⁴ En el caso de Arabia Saudita el petróleo representa 95% de los recursos del reino, de los cuales el 20% son dirigidos hacia la familia reinante, la cual es conformada por 8,000 príncipes (Laurent, 2007)

⁶⁵ Entre 1972 a 1981 la deuda externa de los países exportadores netos de petróleo creció siete veces, representando en 1972 el 25% de la deuda total de los países pobres y para 1981 era del 34%. Esto se reflejó en serios déficits en cuenta corriente, ya que de 1982 a 1984 la OPEP tuvo 12, 19 y 4 mil millones dólares en pérdidas en la cuenta corriente de sus balanzas de pago (Ángeles, 1988 y Colmenares, 1988).

más agobiados fueron México, Egipto, Indonesia, Venezuela y Nigeria, éstos tres últimos participantes de la OPEP (Ángeles, 1988)⁶⁶.

- *Los principales países consumidores*

Hasta antes del primer choque petrolero, la OPEP no había sido considerada como un organismo que pudiera poner en aprietos al capital petrolero y al mundo occidental. Como se vio, esto había cambiado, ante tal situación los países desarrollados a través de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) no se quedaron con las manos cruzadas. En noviembre de 1974 los delegados de los países afectados con el embargo firmaron una iniciativa relacionada a la creación de un programa internacional de energía. De esta reunión surgió la Agencia Internacional de Energía (AIE), el cual es un organismo autónomo elaborado al interior de la OCDE. La AIE también fue concebida con la finalidad de ser la contraparte de la OPEP. Su principal propósito era el coordinar las medidas necesarias para asegurar el suministro de petróleo, en especial en situaciones de crisis, con el fin de apoyar el crecimiento económico de sus participantes⁶⁷. La AIE vio la luz el 18 de noviembre de 1974 con 20 países, entre los que destacaron EUA, la mayoría de Europa occidental, Canadá y Japón (Babosiaux *et al.*, 2007, p.29; Sampson, 1985, p.330).

Con la ayuda de este organismo los países inscritos en ella desarrollaron una serie de políticas para reducir su consumo de petróleo. Se preocuparon por desarrollar nuevas fuentes de energía como la nuclear, impusieron impuestos a los combustibles, la industria automotriz desarrolló autos más eficientes en el uso de combustible, aumento en los inventarios petroleros y creación de reservas estratégicas –la más representativa es la de EUA, puesta en marcha desde 1975-, entre otras medidas⁶⁸. Estas disposiciones buscaron reducir la dependencia de estos países, los cuales en su gran mayoría son importadores netos de petróleo. Europa fue la zona que mejores resultados obtuvo con estas políticas tendientes a

⁶⁶ Hacia 1978 las economías occidentales encabezadas por EUA deciden aumentar sus tasas de interés y para el año siguiente el dólar se devalúa. Estas medidas serían el medio para quitar a los países deudores exportadores de petróleo gran parte de sus divisas obtenidas por la venta de crudo. La sobrevaluación del dólar y el aumento de las tasas de interés incrementarían los pagos por servicio de la deuda. (Ángeles, 1988)

⁶⁷ En la actualidad, AIE se ocupa de los tres aspectos actuales de las políticas energéticas: seguridad energética, desarrollo económico y protección del medio ambiente.

⁶⁸ De 1970 a 1986, el consumo mundial de energía nuclear se incrementó sorprendentemente, pasando de 17.5 a 361.3 millones de toneladas de petróleo equivalente (MTOE), asimismo, la demanda de energía hidroeléctrica aumentó un 70%. Pero no fue el único cambio, en 1975 el Congreso de los EUA aprobó “La Ley de Conservación Energética y Aumento de la Eficiencia de los Automotores”, bajo la cual la eficiencia en los automóviles aumentó de 13 millas por galón en 1973 a 28.2 millas en 1986 (Carmona y Jones, 2008, p.5)

una posible transición energética. Tales efectos se sintieron en la primera década de los años ochenta y produjeron, entre otras cosas, la caída del precio. Además, el nuevo organismo se dedicaría al diseño y puesta en marcha de un nuevo régimen petrolero, bajo el cual los países desarrollados se centraron en la creación y puesta en marcha de los tratados bilaterales y multilaterales de inversión en energía, acuerdos que mermarían el poder de negociación de los países ricos en petróleo en las décadas siguientes (Mommer, 2003, p.101).

3.5 El tercer shock petrolero: El CPT y los países consumidores toman el control

3.5.1 Desplome de los precios y merma de la OPEP

El alza de precios en la década de los años setenta tuvo severos efectos en las principales economías capitalistas y la industria petrolera y preparó el escenario para la caída del precio en los ochentas. La situación sería muy diferente con la caída de los precios que empezó a principios de los años ochenta y que alcanzaría su punto más álgido en 1986, puesto que el impacto no sería sobre las grandes economías capitalistas, sino sobre los países exportadores de petróleo y en especial sobre la OPEP. Esto marcaría el fin del mercado controlado por la OPEP, y daría pie a un mercado bajo las directrices de los consumidores y del CPT. La fuerte subida de los años setenta y principios de los ochenta cambió la estructura de la industria del petróleo y de la economía mundial.

La recesión mundial, las políticas de ahorro de energía, el desarrollo de fuentes alternas de energía y un aumento en el número de países productores hizo inevitable la baja de precios (Rodríguez-Padilla, 1991, p.115). El conjunto de estas disposiciones y la crisis que se presentó en el capitalismo redujeron la demanda del petróleo. El consumo mundial descendió en 5.2 por ciento en 1980 y continuó su descenso en los siguientes tres años en 3.4%, 3.3 y 1.9 por ciento respectivamente. Se recuperó modestamente en 1984 al crecer en 2.0 por ciento pero cayó nuevamente 1.0 por ciento en 1985. El descenso total de la demanda mundial en 1985 es de aproximadamente 6.3 millones de barriles por día, que en comparación con aquella de 1979, refleja una caída absoluta de 12.2 por ciento (Charara, 1988, p.19). En cambio, la oferta aumentaba como respuesta a la incorporación de las nuevas zonas productoras, lo que creó un “exceso” (*oil glut*). Entre 1970 y 1986, la producción conjunta de la URSS, México, China, Canadá y Mar del Norte aumentó un 140% (de 1 a 2.3 mmbd). La creciente producción No-OPEP, contrarrestó la caída de la producción OPEP, cuya participación de mercado pasó de ser superior al 50% de la producción mundial en 1976 a 29.5% en 1985 (Carmona y Jones, 2008, p. 4). Esta

combinación de eventos produjo una caída en el precio del petróleo sostenida de 1980 a 1985 –el *Arabian Light* pasó de 96.6 dpb en 1980 a 28.2 dpb en 1986 (ver gráfica 2.2).

Como primera respuesta por parte de la OPEP a la caída del precio internacional de petróleo en marzo de 1982 se acuerdan colocar límites o cuotas a su producción. Se acuerda fijar el techo de producción en 17.1 mbd –cifra que contrasta con los 30 mbd producidos dos años atrás- de los cuales 7.15 son de Arabia Saudita, sin embargo, el techo se sobrepasó, demostrando los problemas de coordinación de la OPEP y postergando la debacle en los precios. Arabia Saudita en estos años se vuelve el “productor bisagra” (*swing producer*), y realiza diversos esfuerzos para estabilizarlo, pero no tiene éxito. De 1980 a 1985 los ingresos de éste país habían caído en un 75% (Parra, 2003, p. 27). Ante la caída en picada que tiene el precio, los países de la OPEP y los productores independientes, en 1985, se enfrascan en una lucha por el mercado. Con el fin de recuperar los mercados perdidos, Arabia Saudita deja de sostener el precio e inicia a vender bajo el sistema *netback*, el cual consiste en calcular el precio de su crudo a partir del precio de los productos que se obtienen de él, menos un margen de refino. Esto provocó una subida en la producción y el desplome del precio, situación que obligó al abandono de este sistema al poco tiempo (Babusiaux *et al*, 2007, p.35).⁶⁹ Con este nuevo sistema de precios se rompe el precio de reemplazo de la industria que había sido fijado por la OPEP en los años setenta.

Entre junio y julio de 1986 la OPEP y varios países independientes (Angola, Egipto, Malasia, México y Noruega, los más importantes) sostuvieron reuniones para ver la manera de impedir que el precio cayera más. Ellos no eran los únicos, pues los países como EUA e Inglaterra veían también amenazados su producción, pues un precio demasiado bajo hace incosteable su producción, por lo que tendrían que salir del mercado. El colapso de los precios había significado pérdidas por 2000 millones de dólares a las grandes corporaciones en relación al año anterior (Delgado-Wise, 1999, p.64). Aunado a lo anterior, con los precios del petróleo a niveles tan bajos no resultaba rentable seguir invirtiendo en el desarrollo de energías alternativas y políticas de conservación. Estos puntos hacen evidente la necesidad de tener precios más elevados que permitan congeniar

⁶⁹ Babusiaux *et al*. (2007, p.35)

This arrangement certainly allowed Saudi Arabia to regain market share, but it led to a collapse in the oil price. Refiners were encouraged to maximize their throughput, since their margin per barrel was guaranteed. This resulted in a glut of products on the market, and prices fell. In consequence the price of crude fell also. In January 1986 the price of Arab Light was \$ 25/bbl. By July the price had fallen to \$8/bbl.

las necesidades de productores y consumidores. Pero, para complicar las cosas, en diciembre los sauditas saturaron el mercado. Lo que estaba detrás de esta medida era el hecho de que ellos querían sacar del mercado a los productores con los mayores costos de producción (Mar del Norte, EUA, México, etc). Esto ocasionó presiones en estas zonas, pues con los precios muy bajos se vieron en la necesidad de cerrar los pozos más caros, despedir personal y contratar menos equipo, lo que sacó a varias empresas del mapa petrolero, en especial las dedicadas a Exploración y Producción (E y P). (Carmona & Jones, 2008; Colmenares, 1988). En diciembre de 1986 la OPEP se reunió en Ginebra. La recuperación de los ingresos fue el tema principal de la reunión. El organismo fijó un precio de 18 dpb (35.2 dpb de 2009), basado en los precios promedio de diferentes crudos de petróleo. Al mismo tiempo acordaron fijar una cuota de producción de 1.5 mbd que aumentaba el total a 17.3 mbd. La estructura el acuerdo se mantuvo, con ajustes, de 1987 a 1989 (Yergin, 1991, p.764).

3.5.2 Efectos del desplome de los precios internacionales de petróleo

I) Las compañías petroleras

La caída del precio afectó directamente la capacidad tanto de las empresas públicas como de privadas para financiar sus operaciones, haciendo que los programas de exploración se suspendieran o retrasaran. Los limitados presupuestos de las compañías privadas fueron a parar a países seguros o fueron llevados al mercado de valores (Rodríguez-Padilla, 1991, p. 115). En este contexto, las empresas petroleras encontraron los medios para mejorar su posición financiera, ya que sus ganancias netas, activos, capital y gastos de exploración mejoraron considerablemente, lo que prueba su capacidad de adaptación al cambio. Un ejemplo de lo anterior fue el caso de la petroquímica, la cual representaba el 0.7% de los ingresos totales del sector en 1981 y para 1986 era del 13%, compensando las pérdidas producidas en el *upstream*. Lo anterior fue resultado del desarrollo tecnológico alcanzado, lo que les dio las herramientas para abordar la posición rentista que se presentaba en esos años en la industria. Lo que significó la inclinación de la balanza de poder a favor de las grandes empresas petroleras, obligando a cada país productor y con recursos a alinearse según sus planes (Delgado-Wise, 1999, p.59).

II) La OPEP y los países exportadores de petróleo

Sin duda la caída del precio del petróleo fue un severo golpe al poder de la OPEP que durante una década fue extremadamente fuerte en la escena petrolera mundial. La organiza-

ción continuaría siendo un actor importante pero no con la importancia de antaño. El desplome del precio repercutió negativamente en estos países donde el petróleo es la parte más representativa de sus ingresos fiscales, les restaba recursos para pagar sus cuantiosas deudas adquiridas desde los años setenta y restringía los recursos necesarios para hacer por sí solas las actividades de exploración y producción. La estrategia rentista había sido equivocada. Con la situación internacional de principios de los años ochenta la industria petrolera internacional experimentó una escasez de fondos para la exploración y producción. Tanto las instituciones financieras internacionales como el BM y los bancos privados restringieron sus préstamos. La nueva realidad económica hizo que los países productores compitieran entre ellos para allegarse de socios privados que le ayudaran a mantener sus proyectos de exploración y producción. Los países dieron una serie de facilidades fiscales para atraer al capital externo y empezaron a abrir su parte de *upstream* al CPT, dando marcha atrás a lo sucedido en los años setenta (Rodríguez-Padilla, 1991, pp. 115-116).

El precio de la OPEP ya no sería el precio regulador del mercado. A principios de los años ochenta se produce un exceso de petróleo en el mercado (West Texas Intermediate, WTI), esto daría pie a una de las innovaciones más representativas en el sector petrolero: la introducción, en 1983, de los contratos a futuro⁷⁰. En 1981 se lanzaron contratos de futuro para gasolina y para 1983 se proyectaron los primeros contratos a futuro de petróleo crudo en la New York Mercantile Exchange (NYMEX). Con estos pasos se empezó a mermar el poder de la OPEP como el fijador único de precios⁷¹. En pocos años los contratos a futuro fueron utilizados por el CPT, por algunos países productores y los grandes conglomerados financieros. Además, significó que el crudo de referencia pasó a ser el WTI en vez del *Arabian Light*, éste último usado por la OPEP (Yergin, 1991, pp.724-726)

⁷⁰ Yergin (1991, p.724):

When a commodity is largely sold in spot markets, with prices that are very volatile and uncertain, buyers and sellers tend to try to find a mechanism to minimize their risk. That is what gave rise to futures markets, which allow a buyer to acquire the right to buy the commodity at some month in the future at a specific, known price. He is able to lock in his purchase price; he knows his risk. Similarly, a producer can sell his production forward, even before it is produced or, in the case of agricultural products, harvested .

⁷¹ Juhasz (2008, p.143) comenta:

NYMEX's first demonstration that it had replaced OPEC as the setter of global crude oil prices came in 1984. In October, OPEC tried to raise the price of crude oil by lowering production quotas. NYMEX traders did not budge, and the price for crude oil did not waver on the trading floor. OPEC officials continued to declare that prices would rise. Instead, the cost of oil futures on NYMEX fell. By December, futures prices were 5 percent lower than at the time of the original OPEC announcement. OPEC was simply unable to set the price of oil

III) Los países consumidores

Los principales países consumidores (países desarrollados) resultaron beneficiados de la caída de los precios. Si los dos shocks petroleros en los años setenta significó una gran transferencia de riqueza de los consumidores a los productores, la caída del precio en 1986 representó una transferencia de 50 mmd que retornó a los países consumidores (Yergin, 199, p.764). La caída de los precios les permitió tener una recuperación inmediata a la crisis de principios de los años ochenta, les permitió apropiarse de grandes transferencias de dinero proveniente de los países petroleros y desquebrajar el papel de la OPEP en el mercado petrolero. En los años siguientes sus economías se recuperaron, teniendo a su disposición petróleo más barato que a principios de los ochenta, lo que aumentó sus compras e incluso relajó sus políticas de ahorro, como lo hizo EUA.

Hasta aquí se hizo un recuento sobre los hechos más importantes de la historia del petróleo que marcaron su rumbo hasta principios de los años ochenta. Con este recorrido por la historia petrolera se pudo conocer los principales actores en la industria y sus acciones para el logro de sus fines a través del tiempo. Este recuento histórico sienta las bases para el análisis de la segunda mitad de los años ochenta a la fecha, período que es el centro de nuestro trabajo de investigación.

Capítulo 4

La industria Petrolera Internacional bajo el neoliberalismo, 1985-2000

4.1 Introducción

Este capítulo analiza la situación de la industria petrolera internacional de 1985 al año 2000. En primer lugar se delinea el contexto en el que se desenvuelve el periodo, marcado por la fuerte presencia del neoliberalismo a escala global, destacando dos eventos que tuvieron importantes repercusiones en el curso de la IPI: el derrumbe soviético y la Guerra del Golfo (PGG). En segundo término, se estudia la evolución del precio del petrolero a lo largo estos años, con especial atención en lo sucedido durante la Guerra del Golfo (GG) y en la crisis asiática. En sintonía con ello se examinan las diferentes estrategias y pugnas entre los participantes de la industria para estabilizar el mercado en este período. En tercer lugar, se analiza el comportamiento que, como resultado de dichas estrategias y pugnas, sigue la renta petrolera. Finalmente, se hace un breve balance del reposicionamiento alcanzado por los actores clave en el negocio: CPT, OPEP, los principales países consumidores y los Estados Unidos.

4.2 Principales cambios en el escenario internacional en las décadas de los ochenta y noventa

En primer término, es necesario mencionar ciertos eventos que moldearon el ambiente mundial de finales de los ochenta a principios de los años noventa, tales eventos son: el ascenso de las políticas a favor del libre mercado (neoliberalismo), la caída del bloque socialista (URSS) y la Primera Guerra del Golfo (PGG). Estos eventos tendrían efectos en los años por venir en la industria petrolera.

4.2.1 La implantación del modelo neoliberal en el mundo

Estas políticas se vieron impulsadas al entrar en crisis el modelo Keynesiano en la década del setenta, donde los países industrializados atravesaron un periodo de estanflación (inflación sin crecimiento); y se consolida en los ochentas y noventas, gracias a las crisis económica que se presentaron en el mundo y al derrumbe del bloque socialista que implicó un cambio en la hegemonía mundial. La implantación y consolidación de este modelo económico se produjo por el ascenso al poder de grupos de derecha –cuyas ideas se basaron en los planteamientos de M. Friedman y F. Von Hayek- hacia fines de los años setenta y principios de los años ochenta en el Norte de Europa, Inglaterra (Margaret Thatcher) y Estados Unidos (Ronald Reagan) (Anderson, s.f). En este sentido, Bello (2006) sostiene

que en su afán por retomar la competitividad a nivel internacional, perdida en los setenta, EUA e Inglaterra adoptaron una serie de políticas de libre mercado -que finalizaron con el compromiso de clases-, las cuales redujeron la participación estatal⁷² y la regulación de la producción, además de eliminar el proteccionismo comercial y los controles de capital. Teniendo como punto central la apertura de espacios a la iniciativa privada para generar crecimiento económico, en especial a las grandes transnacionales de los países industrializados.

Estas disposiciones fueron impulsadas por el Banco Mundial (BM) y el Fondo Monetario Internacional (FMI), organismos controlados en mayor parte por EUA. Tales medidas se conocieron como Programas de Ajuste Estructurales (PAEs) y Programas de Estabilización⁷³. Aquí se hace evidente el poder estructural de este país (EUA) en el escenario global, pues estas políticas modificaron las relaciones económicas tanto a nivel nacional como internacional en el mundo entero, al implantar un nuevo modo de ver la economía, donde el mercado se vio como la solución a todos los males económicos:

The main outcome of this structural power has been shift in the balance of power from states to markets. The United States, using its structural power to lock European, Latin American and now Asian and African economies into an open world market economy, certainly intended to reap benefits and new opportunities for American Business (Strange, 1996, p.29).

Estas medidas tuvieron sus efectos sobre los países exportadores de petróleo, pues una condición clave para el acceso a la ayuda del FMI y BM fue la apertura petrolera⁷⁴

⁷² Tales políticas buscaron la reducción del estado a tres funciones: la protección de los derechos de propiedad, mantener el orden y la estabilidad social y, proveer la defensa pública. En este sentido, el gobierno tiene fallas: a) actores políticos interesados y egoístas, que buscan asignar los recursos de acuerdo a sus intereses; b) comportamiento corrupto entre políticos y burócratas; c) carencia de administradores competentes con el entendimiento necesario para realizar operaciones económicas y empresariales; y d) falta de conocimiento acerca de el sector privado y su manera de funcionar (Martinussen, 1997, p. 262).

⁷³ A ésta serie de medidas de estabilización y ajuste John Williamson las ubicó en un documento que denominó el Consenso de Washington, bajos los cuales se desarrolló el modelo neoliberal, tales medidas tendrían a corregir los desequilibrios económicos producidos al interior de estos países. De acuerdo Cypher y Dietz (2004), el FMI buscaba que los países corrigieran sus desequilibrios macroeconómicos, concentrándose básicamente en la situación de la balanza de pagos y el tipo de cambio. Para corregir éstos desequilibrios, el FMI otorgaba créditos condicionados a la adopción de programas de estabilización, consistentes en: devaluación de la moneda, control de la oferta monetaria, reducción del gasto público, y reducciones en salarios. Por su parte el BM, otorgó ayuda bajo la idea de conducir a estos países al desarrollo; para lo cual, dio los préstamos a cambio de una serie de medidas que llevan el nombre de Programas de Ajuste Estructural (PAE), las que se concentraron en: otorgar incentivos a las exportaciones, reformar el sistema fiscal, mejorar la situación financiera de las empresas públicas, revisión de los precios agrícolas, y formulación programas de inversión pública. Al final ambas instituciones mezclaron sus medidas de tal suerte que las podemos llama como medidas de estabilización y ajuste

⁷⁴ De la Vega (2003) sostiene:

Por apertura petrolera se entiende el conjunto de medidas y acciones orientadas a proporcionar las condiciones y facilidades para que capitales privados, en particular extranjeros, exploren y

(*upstream*) a la inversión extranjera, principalmente la proveniente de EUA e Inglaterra, ya que muchos de los países endeudados no disponían de los recursos financieros y tecnológicos suficientes para poder seguir operando por su cuenta. Esto desató una competencia entre los países productores por atraer a las petroleras extranjeras a sus países. Asimismo, los países productores se vieron en la necesidad de cooperar forzosamente con las Compañías Petroleras Internacionales (CPI); puesto que las naciones productores tenían los recursos naturales, pero no los medios para extraerlos; en cambio, las CPI tenían los instrumentos (tecnología, dinero y capacidad organizacional) pero no las reservas de petróleo y gas necesarios para su funcionamiento. Al final, los grandes ganadores con este proceso fueron los principales países consumidores (EUA y Europa), los cuales vieron garantizada su seguridad energética a través de precios menores a los registrados hacia fines de los años setenta y petróleo suficiente para su crecimiento; y el CPT, que vio grandes oportunidades de hacer cuantiosos negocios en varios países que abrieron sus fronteras a la inversión foránea. Esto recalca la importancia de la puesta en marcha del neoliberalismo en el contexto petrolero.

4.2.2 La caída del bloque socialista y sus efectos

La otra situación que afectó al mercado petrolero fue la caída del bloque soviético, resaltando la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS)⁷⁵. La URSS consolidó su poder a raíz de la Segunda Guerra Mundial (SGM), el cual le permitió formar un bloque formado por varios países alrededor del mundo. El Bloque socialista se disolvió por el colapso de los diferentes estados socialistas que lo formaban. El golpe definitivo fue la fragmentación de la misma URSS, bastión político y militar del Bloque, a fines de 1991. La URSS fue el único país que le pudo hacer un contrapeso real al poder estadounidense por varias décadas. Su caída significó que el mundo quedó bajo la tutela de una única superpotencia: Estados Unidos. Con la desaparición de la URSS, los países que anteriormente se encontraban bajo su influencia y recibían ayuda económica se vieron en serios apuros. La respuesta ante esta problemática fue la conversión de un modelo de producción de economía

produzcan hidrocarburos, según diferentes formas de concesión o contratación. En el momento actual se han flexibilizado los regímenes petroleros de la mayoría de los países y las compañías extranjeras pueden entrar de nuevo en zonas que hasta hace pocos años les estaban vedadas, ya sea porque pertenecían anteriormente al mundo socialista (como algunas repúblicas de la ex-URSS, China, Vietnam o Cuba) o bien en países que se habían cerrado después de las nacionalizaciones de los 70s como Argelia o Venezuela (p. 39).

⁷⁵ Su producción petrolera hacia 1986 representaba el 21%, pero para 1991 había descendido a 16% del total mundial (BP, 2010).

planificada a uno capitalista, donde el libre mercado, ahora, era la regla. Ante esto, las políticas de libre mercado vieron un vasto territorio donde aplicarse. Al igual que en AL y África los PAE se vieron como la mejor opción, pues se impulsaron grandes programas de privatización a favor del capital proveniente de las principales potencias capitalistas: EUA y la Unión Europea (UE).

En materia petrolera, ya desde varios años antes de la caída del bloque socialista, algunos países pertenecientes a él ya habían iniciado su apertura petrolera, como es el caso de China y Vietnam, básicamente por la necesidad imperiosa de tecnología y dinero para explotar sus recursos costa afuera. Por su parte, Cuba decidió abrir su sector petrolero en 1990 ante la caída de la ayuda soviética y por la posibilidad de hacer producir su zona marina. Para lo cual, buscó inversión europea. La misma URSS entre 1985 y 1990 signó una serie de acuerdos de asistencia técnica, de transferencia de tecnología y de exploración con petroleras externas: Elf, Chevron y Total (Rodríguez-Padilla, 2003). Pero nada comparado con lo que seguiría en los años por venir, sobre todo en Rusia y en Asia Central.

4.2.3 Surgimiento y consecuencias de la Guerra del Golfo (GG)

El tercer evento, es la Guerra del Golfo (GG). El 2 de agosto de 1990 las fuerzas armadas de Irak⁷⁶ invadieron al vecino emirato de Kuwait, el cual cuenta con recursos petroleros importantes. Pasaron varios meses, con numerosos acuerdos internacionales y sanciones económicas para forzar la salida iraquí de Kuwait, pero no hubo éxito. Por tanto, los EUA, con la autorización de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y usando su poder relacional, formó la mayor coalición armada desde la SGM para obligar a Irak a dejar el pequeño país. La coalición, en enero de 1991, lanzó una serie de ataques aéreos y terrestres para hacer retroceder a Irak a su suelo, con esto se da inició a la Guerra del Golfo (GG):

Los Estados Unidos lucharon la Guerra del Golfo en 1990-01 fundamentalmente por el petróleo. Vieron como una necesidad inmediata salvaguardar las reservas y provisiones petroleras de Arabia Saudita, mantenerlas fuera del control de Irak, porque Kuwait, entonces ocupado por los iraquíes, limita con la región este de Arabia Saudita, rica en petróleo. También querían evitar el nacimiento de un Irak fuerte, a partir de la fusión de

⁷⁶ Los motivos de Irak son explicados por Noreng (2003, p.92):

Iraq tenía poderosas razones económicas para invadir y anexar Kuwait....Antes de la invasión, la perspectiva económica inmediata de Iraq era sombría, con una enorme deuda externa y grandes gastos para la importación de alimentos y bienes de capital. El país no tenía los medios para cumplir con la deuda externa y alimentar a su población, y menos aún par realizar nuevas inversiones y mantener la maquinaria militar...En la primavera y principios del verano de 1990, Iraq se acercaba presurosamente a la bancarrota. En tal situación, la supervivencia física del liderazgo estaba en juego y para evitar un derrumbe, juzgó necesario dar un salto al vacío.

los activos iraquíes y de Kuwait en tierras y mercados financieros, que dominaría el Golfo y eventualmente Oriente medio. (Noreng, 2003, p.77)

La victoria aliada consolida la influencia de EUA en la zona, ya que este país se volvió el protector de Arabia Saudita, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos, además de sacar del mercado a Irak; por tanto logra ejercer mayor influencia sobre la OPEP.

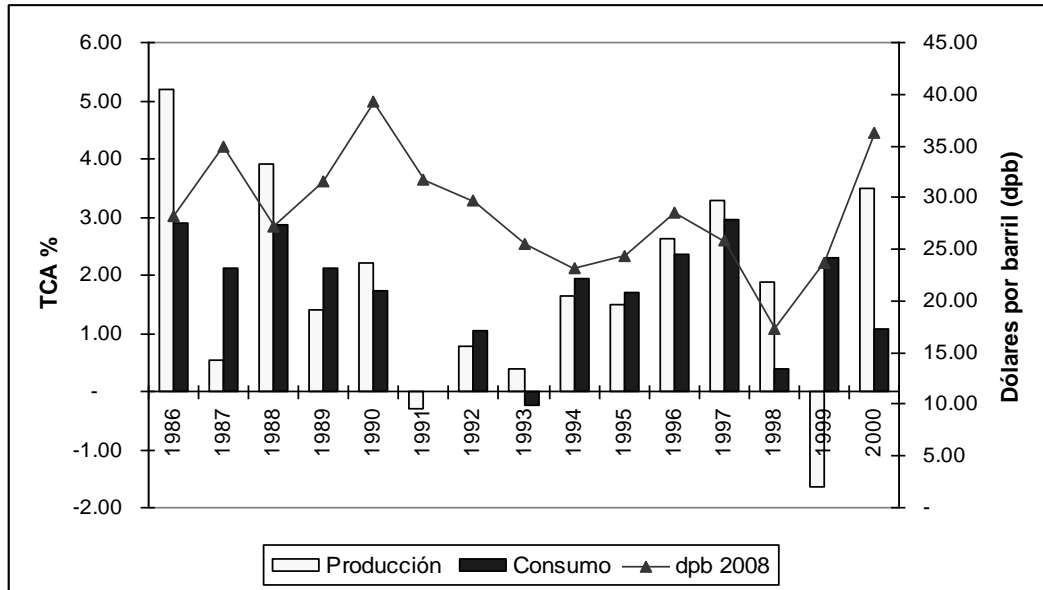
Al confirmarse la hegemonía los Estados Unidos aumentaron las presiones políticas sobre los grandes países exportadores. Después de la Guerra del Golfo (1990) las exportaciones petroleras de Irak han estado administradas externamente (Programa “Petróleo por Alimentos” del Consejo de Seguridad de la ONU). Desde 1996 Irán y Libia son objeto de sanciones económicas por parte de Washington que tocan particularmente al sector petrolero (Rodríguez-Padilla, 2003, p.12).

La implantación del modelo neoliberal, la caída del bloque socialista y la PGG son sucesos que consolidaron el poder de Estados Unidos en el escenario global, sin olvidar la caída de los precios del petróleo en comparación con los niveles alcanzados en los años setentas.

4.3 Comportamiento del precio internacional del petróleo y sus consecuencias

Para entrar en materia, es conveniente revisar el comportamiento del precio internacional del petróleo, el ritmo de crecimiento de la producción y del consumo entre 1985-2000. El comportamiento del consumo, la producción y el precio son variables fundamentales para entender al mercado petrolero. Según la teoría económica convencional, los movimientos en el consumo y la producción tienen un efecto directo sobre el nivel de precios, por ende, si el consumo es mayor que la producción el precio sube y viceversa. El comportamiento del precio, como se mostrará más adelante, tiene gran relevancia en el camino seguido por los principales agentes involucrados en el sector petrolero. Sin embargo, no hay que dejar de lado que la producción petrolera es controlada, principalmente, por un grupo de productores, es decir, nos encontramos en un mercado tipo oligopólico. Para el año 2001, los 15 productores de petróleo más importantes del mundo representaban el 54% de la producción petrolera mundial. La gran mayoría de estos importantes productores eran parte del CPT y de la OPEP (EIA, 2001).

Gráfica 4.1
Tasa de crecimiento anual de consumo vs producción de petróleo crudo y precio internacional de petróleo, 1986-2000
(Dólares de 2008)



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2009). Precios del petróleo tipo Brent.

En relación a la producción y al consumo se ve que entre 1986 a 1990 se tiene tasas de crecimiento al 2%, aunque con tendencia a la baja. Para 1991-93 los ritmos de crecimiento se mantuvieron muy pobres y con un precio a la baja. De 1994-2000 se recuperan, aunque sin llegar a los niveles de fines de los ochenta. La teoría dice que si hay mayor consumo que producción el precio sube, de lo contrario cae. Lo anterior se verifica de 1986 a 1989, pero para 1990, por la Guerra del Golfo esto no se cumple. Lo interesante en este año es que el ritmo de crecimiento de la producción fue superior que la demanda, lo que contrasta con la idea de una escasez de petróleo por la guerra. De 1991 a 1994, se produce una caída sostenida del precio, producto de la recesión de principios de la década, una recuperación en EUA y otros países industrializados lenta hasta 1993; la caída del bloque socialista y su consecuente disminución en la demanda interna y la iniciación de exportaciones petroleras considerables; un exceso en el ritmo de producción en comparación del consumo; la apertura del *upstream*, al CPT, en nuevas zonas del mundo (Ex URSS, AL, África); y mejoras tecnológica en los métodos de exploración y producción, lo que bajó ostensiblemente los costos de producción. Para el período de 1994-2000, la regla no es tan clara, pues hay años donde el crecimiento de la producción es superior a la del consumo, pero el precio no bajó (1996 y 2000). Los cambios hechos en estos años por el lado de la oferta pone de manifiesto el control oligopólico en ella.

La gráfica muestra perfectamente cuáles fueron los puntos de inflexión más relevantes en materia de precios⁷⁷: el primero, se da con la GG en 1990; el segundo, se hace presente con la crisis asiática en 1998. Estos dos momentos en los niveles de precios tuvieron importantes efectos en el sector petrolero internacional. Se puede decir que la década de los años noventa se caracterizó por cierta volatilidad y, sobretodo, por una tendencia hacia a la baja en los precios.

4.3.1 La Guerra del Golfo (GG) y su efectos en los precios

Con la GG el nivel de precios registra un nuevo máximo que sacude a los mercados. El 15 de agosto de 1990 el ejército iraquí invadió Kuwait, ocasionando una fuerte alza en el precio, esta situación creó una inestabilidad en el precio internacional del barril de petróleo, pues la disputa se daba en la zona con mayores recursos petroleros del planeta, y de cuya producción dependen los mayores consumidores del orbe (EUA y los PI). La reacción no se hizo esperar; se lanzó una coalición de países para liberar Kuwait encabezada por EUA, que vio amenazado sus intereses:

Los Estados Unidos no sólo están interesados en moderar los precios del petróleo hoy, sino en incrementar el acceso a él a precios moderados en el futuro. Éste es el tema estratégico. La clave es el control de Oriente Medio, esencialmente Arabia Saudita. (Noreng, 2003, p. 105)

Esto llevó a una guerra por petróleo, lo que se conjugó con un escenario recesivo liderado por EUA entre 1990-91. A pesar de lo complicado de la situación no se presentó una guerra de precios -aunque si se dio algo de especulación en los mercados financieros⁷⁸-, pues hubo suficiente producción para satisfacer el consumo (ver gráfica 4.1):

The scale and impact of the first night's assault was the key to the reaction in the oil market. At first word, the oil price did as might have been expected –spiked \$10 a barrel, from \$30 to \$40. Within hours, however, it plunged \$20- back toward \$20 a barrel, below that it had been even prior to the invasion. (Yergin, 1991, p.777)

⁷⁷ Sí sólo se considera el comportamiento del precio del petróleo se puede observar que después de la caída del mismo en 1986 se hacen presentes tres subperíodos en el lapso de estudio. El primero corre de 1986 a 1990, cuyo precio ronda entre los 27 dpb a los 40 dpb, tal etapa concluye con la Primera Guerra del Golfo (PGG); el segundo, va de 1991 a 1998, en ella se distingue una declinación en el precio, pues se va de los 32 dpb en 1991 a 17 dpb en 1998, nivel más bajo del período. El tercero, se encuentra entre 1999 al 2002, los precios repuntan pasando del nivel de 1998 a los 36 dpb del 2000, aunque luego decaen ligeramente.

⁷⁸ “When, in the late September 1990, Hussein threatened to destroy the Saudi petroleum supply system, prices on the futures markets leaped toward \$40 per barrel, more than double what they had been before the crisis” (Yergin, 1991, p.774).

Lo anterior fue resultado de varios elementos: 1) un incremento en el corto plazo en la producción⁷⁹ y uso de la capacidad ociosa que disponía la OPEP; lo que evidencia el poder monopólico del organismo. En particular Arabia Saudita, país que tiene la capacidad de regular una parte sustantiva de la producción de la OPEP; 2) ante la incertidumbre de la situación varios países no OPEP aumentaron su producción; y 3) la mayoría de las naciones que forman la AIE usaron sus reservas estratégicas ante el temor de un desabasto del vital energético (Delgado-Wise, 1999). Esto puso de manifiesto que ante una interrupción del flujo petrolero, productores y consumidores cooperarían para impedir un corte en el flujo y, al mismo tiempo, evitarían que el precio se elevara considerablemente, lo que hubiera puesto en aprietos a varias economías nacionales y al sector, puesto que la economía mundial atravesaba por un período de crisis. Después de la recesión de principios de los noventa, el crecimiento económico se recobró lo que empujó la demanda por petróleo, en especial, por el desempeño económico de los países asiáticos.

4.3.2 La crisis asiática y el desplome de precios

Posteriormente a la crisis del golfo los precios se recuperaron, sin embargo, esto finalizaría abruptamente al presentarse la crisis asiática. Con la crisis, los precios se desplomaron de 1997-1998. La caída se inició en 1997, resultado de un exceso en la producción en relación con los niveles de consumo (Ver Gráfica 4.1). El excedente de petróleo fue impulsado por los desacuerdos internos de la OPEP. Varios países en el seno de la organización, en especial Irak, aumentaron su producción por encima de sus cuotas permitidas. La sobreproducción no se pudo absorber porque los inviernos entre 1996-97 y 1997-98 no fueron muy fríos en Europa y EUA; y sobre todo, por la crisis económica que empezaron a padecer varios países asiáticos⁸⁰ y que restringió su consumo, situación que se agravaría en 1998

⁷⁹ Yergin (1991):

By December 1990, the lost production had been completely compensated for with “relief” oil produced from other sources. Saudi Arabia alone brought three million barrels per day of shut-in oil back into production, making up for three quarters of the lost supply. Other major increments of additional supply came from Venezuela and the United Arab Emirates. But any country that could increase its production by 25,000 or 50,000 barrels per day also hastened to do so. (p.774)

⁸⁰EIA (2000, p.3):

By the end of 1998, these nine economies (as measured by the growth in their real gross domestic product (GDP)) also experienced impacts of differing severity from the currency crisis. Six of the nine countries had positive GDP growth in 1997, but then experienced a negative GDP growth in 1998. Indonesia's economy was most affected by the currency crisis as GDP growth registered a negative 13.5 percent compared to a 5-percent growth in 1997. The GDP for Malaysia, South Korea, and Hong Kong dropped 7 percent, 6 percent, and 5 percent, respectively. Although the economies of Singapore and Taiwan did not experience a negative GDP growth in 1998, their GDP growth declined. For example, the GDP growth in Singapore fell from a strong 8 percent to 2 percent in

(EIA, 1999). Hacia finales de 1997 los países pertenecientes a la OPEP se reunieron en Indonesia cuando el barril rondaba los 20 dpb (26.7 dpb, 2009). Con este nivel de precios se acordó aumentar la producción, equivocación que deprimiría aún más las cotizaciones. El aumento en la producción respondió a unas expectativas erróneas de crecimiento por el lado del consumo, pues subestimó la crisis en Asia y Rusia. A mediados del año y al ver los precios en plena caída la OPEP (Arabia Saudita y Venezuela) y otros importantes productores no OPEP (México, Noruega y Omán) se pusieron de acuerdo para reducir su producción. Sin embargo, estas medidas no fueron suficientes para mitigar la situación, pues los inventarios permanecieron altos, haciendo que la espiral descendente continuara (Kohl, 2002).

La situación tocó piso en febrero de 1999 cuando el barril alcanzó los 10 dpb (12.8 dpb, 2009), obligando a medidas de emergencia. Arabia Saudita y Venezuela encabezaron los recortes a la producción por parte de la OPEP⁸¹, a los que a final de año se sumó Irak, país que había puesto en jaque los acuerdos con su elevada producción. A su vez, por el lado del consumo, los inventarios se fueron reduciendo en el año tanto en Europa como en EUA, lo que se vio reforzado por una cierta recuperación en la demanda en los países asiáticos. Es así como los precios se empezaron a recuperar y para diciembre el precio del barril alcanzó los 26 dpb (33.4 dpb, 2009) (EIA, 2001 y Kohl, 2002). Este desplome en los precios, como se presenta más adelante, tendrá importantes efectos sobre los productores.

En febrero del 2000 el barril de petróleo alcanzó los 30 dpb (37.3 dpb, 2009). Este nivel de precios fue considerado alto, ya que sólo unos meses antes se encontraba en alrededor de los 10 dpb; la subida respondió a una disminución de los inventarios en los países desarrollados, producto de lo sucedido meses atrás, y a las altas tasas de utilización en las refinerías (EIA, 2002, p. xii). El alto precio, obstaculizó el crecimiento mundial⁸²,

1998. Taiwan's GDP increased 5 percent, down from its growth of 7 percent in 1997. Thailand, the only country with negative GDP growth in 1997, saw its economy fall deeper into a recession in 1998: Thailand's GDP growth plummeted to a negative 9 percent from its 1997 negative 1 percent growth.

⁸¹ MEES, 1999 citado en Kohl, 2002, p. 214:

Meeting in Vienna on March 23, the OPEC 10 (excluding Iraq) pledged to cut production from previous quotas by 1.716 million barrels/day for one year effective April 1, leaving it with a production target of 22.976 million barrels/day. Several non-OPEC countries (Mexico, Russia, Norway, and Oman) proclaimed their willingness to cooperate with cuts in their production of 388,000 barrels/day, for a total supply reduction of 2.104 million barrels/day. The members agreed in effect to a reduction of 7.3% from previous quotas, except Venezuela, which was allowed to cut only 4.4% because of political difficulties.

⁸² A raíz de que el precio del barril logró los 30 dpb, Bill Richardson, secretario de energía de EUA tuvo pláticas con la OPEP a fin de que la producción del organismo aumentará, buscando que los precios cayeran. (Kohl, 2002)

mismo que se vio en dificultades por los temores del estallido de la burbuja informática. Este avance en el precio hizo que la OPEP aumentará su producción en el mercado cuatro veces en el año, buscando un nivel de precios entre 22 y 28 dpb en la cesta OPEP. Desafortunadamente, la OPEP no pudo aumentar lo pactado, por la falta de capacidad excedente, por lo que el precio se mantuvo en ese rango todo el año. Ante este escenario, los EUA decidieron utilizar su Reserva Estratégica de Petróleo (RSP)⁸³. Todas estas medidas llevadas a cabo durante todo el 2000 se vieron fuertemente ayudadas por la repentina caída en la demanda asiática, lo que hizo que en diciembre el barril rondara los 10 dpb (Kohl, 2002).

4.4 La importancia y características de la renta petrolera

En las líneas anteriores se presentaron los hechos más representativos que dieron forma a los años posteriores a la caída del precio del petróleo en 1986. Estos acontecimientos se vieron reflejados en el nivel de precios. Se observó que el precio se mantuvo volátil y con una senda descendente. Al caer el precio del petróleo las empresas del ramo vieron la forma de contrarrestarla mediante la disminución de los costos de producción. Esta correspondencia entre la estructura de los costos de producción y el precio del petróleo se relaciona con la idea de la renta petrolera. La renta es originada en el proceso de producción llevado a cabo por las empresas petroleras. Tal renta es muy importante, pues la disputa que hay por su generación y apropiación es central en la industria petrolera global. Las condiciones que se encuentren presentes en la producción contribuirán en gran parte en el nivel alcanzado de renta y en su repartición entre los diferentes actores que pueden tener acceso a ella, pues ésta permite analizar el modo bajo el cual se vinculan los diferentes participantes en la industria petrolera. El negocio petrolero incluye una ganancia por arriba de la media que cubre los costos totales de producción y el margen de ganancia normales de la mayoría de las mercancías. Esta ganancia extraordinaria es la renta. Esta ganancia fuera de lo normal es producto de las condiciones de productividad del yacimiento, que no puede ser reproducida por el capital; de su localización, puesto que el petróleo convencional sólo se puede obtener en ciertas zonas del orbe en ciertos volúmenes y calidades; su inamovilidad, que los convierte en un producto escaso y no generalizable; y los altos cos-

⁸³ “On September 22, President Clinton announced release of 30 million barrels of oil from the US Strategic Petroleum Reserve in October for the purpose of alleviating an expected shortage of heating oil in the winter” (Kohl, 2002, p. 217).

tos de producción que hacen necesarias grandes inversiones, lo que crea una barrera a la entrada de nuevas petroleras (Colman, 1985)

Como se mencionó en el capítulo teórico se identifican tres tipos de renta: la renta absoluta, la renta diferencial y la de monopolio. La renta absoluta tiene dos condiciones para que se presente: i) la Composición Orgánica del Capital (COC)⁸⁴ en el área de los recursos naturales debe ser menor al resto de los sectores productivos de la economía; y ii) la existencia, en los recursos naturales, de algún tipo de propiedad –dependiente de las relaciones de producción vigentes- que funcione como freno a la inversión de capital, en el petróleo no se cumple en la primera condición. A su vez, la renta diferencial ricardiana depende de las disímiles calidades del suelo, y es resultado de la desigualdad entre el costo individual de los productores en las peores condiciones y aquellos ubicados en mejor situación. Mientras que la renta de monopolio se sustenta en un precio monopólico, que no está determinado por el precio de producción ni por el valor de las mercancías, sino por las necesidades y la capacidad de compra de los consumidores (Delgado, 1989; Mansilla, 2006). Por lo mencionado, para efectos de nuestro trabajo nos ocuparemos de la renta de monopolio y la renta diferencial, esta última permite observar el desarrollo del negocio petrolero.

La renta en el sector petrolero se estima a partir de la diferencia entre el precio de venta del petróleo crudo y su precio de reproducción (costos de reproducción + tasa de ganancia media). El costo de reproducción es igual a sus costos de producción más los costos de exploración y en desarrollo de los yacimientos recién descubiertos (Angelier, 1980, p.40)⁸⁵.

Un obstáculo a lo que se enfrenta en este trabajo es el de tratar de construir un indicador numérico lo más cercano a lo planteado en la parte teórica de la renta petrolera. Otro freno, es el de conocer los costos de producción de las empresas petroleras a nivel internacional, pues es un sector donde mucha información no se revela. Con el fin de salvar estas dificultades, se recurrirá a los *Performance Profiles of Major Energy Producers (PPMP)*⁸⁶,

⁸⁴ Cada rama tiene una distinta relación entre capital constante y capital variable (CC/CV) conocida como composición orgánica de capital (COC).

⁸⁵ Angelier (1980, p. 40) se basa en las ideas de P.G. Bradley que realiza el cálculo del “costo de reconstitución “ de una reserva de aceite:

Costo de reconstitución:= (costos de producción/número de barriles producidos) + (costos en desarrollo y de exploración/ número de barriles agregados a las reservas comprobadas por la exploración)

⁸⁶ Estos informes suministran análisis y revisión financiera de las actividades domésticas y mundiales de las compañías energéticas más importantes de los EUA. Los informes examinan las operaciones de las compañías a un nivel consolidado y en las principales funciones que se dan en cada línea de negocio, en varias regiones geográficas. El reporte se centra en los cambios agregados anuales sobre las ganancias, flujos de efectivo, inversiones en la industria energética internacional y de EUA; además, explora los cambios en

informes que van desde 1993 a 2002, elaborados por la Energy Information Administration (EIA) perteneciente al Departamento de Energía de Estados Unidos. Estos informes permiten conocer los costos de extracción (*lifting*)⁸⁷ y los de exploración y desarrollo (*finding*)⁸⁸. Estos costos son una estimación muy cercana a la noción de precio de reproducción planteada por Angelier. Aunque la información sólo aplica a las empresas privadas que tienen funciones en EUA, los datos permiten tener una aproximación bastante buena de lo que sucede en el mundo, puesto que las petroleras realizan operaciones en una gran cantidad de países. Los informes dividen el mundo en zonas geográficas: EUA, Canadá, OCDE Europa, ExURSS, África, Medio Oriente, Otros países del hemisferio oriental y Otros países del hemisferio occidental⁸⁹. En las siguientes líneas se desglosarán los com-

los principales gastos en exploración y desarrollo, reservas adicionadas y en los costos y márgenes de refinación.

⁸⁷ Los costos de extracción (o costos de producción) son los costos de operar y mantener los pozos, los equipos e instalaciones -por barril de petróleo equivalente (boe)- del petróleo y gas natural producido. Tal costo se presenta después de que los hidrocarburos se han encontrado, adquirido y desarrollado para su producción. Se descomponen en costos directos de extracción e impuestos a la producción. Los costos directos representan el gasto total de la producción menos los impuestos de producción (que incluyen a la royalty (regalía) fuera de EUA) dividido por el petróleo y gas producidos en boe. Los costos totales de extracción son la suma de los costos directos más los impuestos sobre la producción (EIA, 2009, p.19). Dentro de los costos de extracción podemos encontrar: los costos de mano de obra por operar los pozos, los equipos y las instalaciones a fines; gastos por reparación y mantenimiento; los costos de los materiales, suministros y combustibles consumidos; los costos incurridos por los impuestos a la propiedad y los seguros aplicables a los bienes y pozos probados y a los equipos e instalaciones relacionados; y los costos derivados de los impuestos por despidos o separación (EIA, 1997, p.172).

⁸⁸ Los costos en exploración y desarrollo son los costos medios de adicionar reservas de petróleo y gas natural mediante la explotación, el desarrollo y la compra de propiedades que podrían contener reservas. Idealmente, estos costos incluyen todos los gastos (no importando cuando se hicieron o se reconocieron en los libros de contabilidad) hechos en las actividades de exploración y desarrollo de cualquier reserva probada (sin incluir las compras de reservas ya descubiertas). En la práctica, los costos se miden como el cociente de los gastos en exploración y desarrollo (incluidos sólo los gastos hechos en zonas no probadas) y las reservas probadas añadidas (sin incluir las compras netas de reservas probadas) en un período de tiempo especificado. También se definen como los gastos (para hallar reservas adicionales) por pozo completado dividido por la tasa de extracción (adiciones de reservas probadas por pozo completado). Los costos de exploración y desarrollo se calculan como un promedio ponderado de 3 años, con el fin de suavizar la volatilidad de los descubrimientos y para disminuir las diferencias entre el tiempo en el cual los gastos son hechos y el tiempo en el cual las reservas adicionadas asociadas son registradas. Las compañías citan la búsqueda de reservas a bajo costo como una estrategia esencial de inversión. Los mercados de capital ponen especial atención en estos costos como un indicador de la capacidad de las empresas para permanecer en el negocio petrolero. Las empresas a menudo enfatizan sus reducciones en sus estados financieros, a fin de multiplicar sus ganancias y reducir los impuestos (EIA, 1997, p.32; EIA, 2009, p.22).

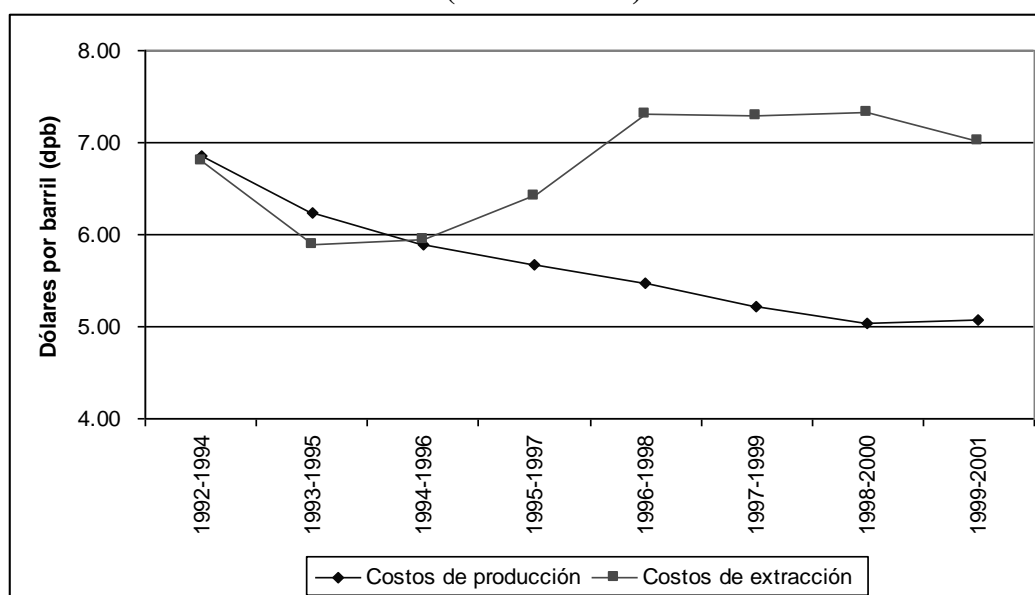
⁸⁹ OCDE Europa: Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Islandia, Grecia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Portugal, España, Suecia, Suiza y Reino Unido. 2) Antigua Unión Soviética y Europa del Este: Estonia, Latvia, Letonia, Armenia, Azerbaijón, Bela Rusia, Georgia, Kazakhsán, Kirguistán, Moldavia, Rusia, Tajikistan, Turkmenistan, Ucrania, Uzbekistan, Albania, Bulgaria, República Checa, Hungría, Polonia, Rumania, Eslovaquia y Yugoslavia; 3) Medio Oriente: Arabia Saudita, EAU, Iran, Irak, Kuwait, Qatar, Dubai, Bahrain, Omán, Yemen, Jordania, Siria e Israel; 3) Canadá; 4) África: todo el continente; 5) Otros Países del Hemisferio Oriental: Áreas que se encuentran al oriente del meridiano de Greenwich; 6) Otros Países del Hemisferio Occidental: Áreas que se encuentran al occidente del meridiano de Greenwich; 7) EUA (EIA, 1998)

ponentes que forman el precio de reproducción, pues es ahí donde se gesta en gran manera la formación de la renta petrolera producida en el *upstream*.

4.4.1 Análisis de los costos de reproducción

En la gráfica siguiente se muestra la evolución a lo largo del tiempo de los costos de reproducción: los costos de producción y de exploración y desarrollo.⁹⁰

Gráfica 4.2
Costos de reproducción promedio a nivel mundial, 1992-1994 a 1999-2001
(Dólares 2008)



Fuente: Elaboración propia con base en información de los *Performance Profiles of Major Energy Producers* elaborados por Energy Information Agency (EIA)

a) Costos de extracción (*lifting costs*)

En relación a los costos de extracción se observa que durante la década de los años noventa se tuvo una tendencia descendente⁹¹. Estos costos se dividen entre costos de directos y los impuestos a la producción⁹². Los costos directos cayeron, un 40% entre 1991-97, por las

⁹⁰ Los datos representan un promedio de tres años, lo cual responde al hecho de que en los informes los costos de extracción se ofrecen en promedio de tres años. Son expresados de esta forma con el fin de suavizar la volatilidad de los descubrimientos y para disminuir las diferencias entre el tiempo en el cual los gastos son hechos y el tiempo cuando las reservas adicionales son registradas. A raíz de lo anterior, los costos de producción se equipararon de igual forma para hacerlos perfectamente comparables.

⁹¹ La región de la OCDE Europa (Mar del Norte) registró la zona con los costos de producción más altos 6.64 dpb, seguida de EUA onshore con 6.32 dpb; mientras que la región costa afuera (offshore) de EUA presentó el menor costo con 4.09 dpb. Existen regiones que por sus características propias presentan altos costos de operación por barril debido al tamaño pequeño de los campos (Canadá y Onshore en EUA) o porque el equipo de producción que es muy caro de operar (Mar del Norte).

⁹² EIA (1993, p.79):

Traditional production taxes also increased in the early 1980's. Often set up as production-sharing agreements, production taxes typically allow the company to keep a share (usually 40 percent) of a

mejoras en las prácticas de operación y la aplicación de nuevas tecnologías, elementos que aumentaron el rendimiento de los pozos⁹³. Misma tendencia se presentó en los impuestos reflejando las políticas de muchos países a favor de la apertura de sus recursos petroleros al capital externo. Sin embargo, a partir de los últimos años de la década los costos de operación presentan una tendencia ascendente por el lanzamiento de nuevos proyectos como son el inicio de los programas de recuperación y de nueva producción en línea, tales proyectos presentan fuertes costos iniciales (EIA, 2001).

b) Costos de exploración y desarrollo (finding costs)

Los movimientos en los costos de exploración y desarrollo son explicados por los cambios en la perforación, en los gastos de exploración y desarrollo por pozo, y por los cambios en la tasa de extracción⁹⁴. La caída de los precios del petróleo de 1993 a 1994 impulsaron los esfuerzos de las empresas a reducir costos. La respuesta vino por la mejora en la tecnología de perforación⁹⁵ que provocó una baja en los gastos en exploración y desarrollo⁹⁶, y una mejora en la tasa de extracción⁹⁷. Desde 1995, los costos aumentan. Canadá y OECD Eu-

predetermined "cost recovery" level of production, valued at market price. Production above the "cost recovery" level is divided between the host government and the company (usually 80 percent for the government, 20 percent for company). Regions of the world with low production costs (due to the favorable geological and geophysical characteristics of their producing fields) usually have high levels of production taxes, and vice versa, which tends to equalize the cost of production across the various parts of the world. In the early 1980's, production taxes and royalties accounted for the bulk of the FRS companies' lifting costs in both high-cost and low-cost areas (EIA, 1993, p. 79).

De acuerdo a los informes de la EIA, los impuestos a la producción incluyen las royalties en el extranjero (fuera de EUA), tales impuestos también dependen del precio del petróleo. MO es la zona con los impuestos promedio más altos con 1.09 dpb (mayor producción), mientras que Canadá tuvo los impuestos más bajos con 0.39 dpb.

⁹³ Avances técnicos como la perforación horizontal permitieron un drenado más rápido de ciertas estructuras geológicas, reduciendo los costos de producción. Aunque un pozo horizontal cueste de 1.5 a 2.5 veces más que un pozo vertical, este puede producir de 2 a 5 veces más por día (EIA, 1997).

⁹⁴ La tasa de extracción es la productividad promedio de la perforación en exploración y en desarrollo; es la relación de las reservas añadidas, excluyendo las adquisiciones netas, con el número total de pozos perforados en fase exploratoria y en desarrollo, excluyendo los pozos secos dry holes.

⁹⁵ Las técnicas 3D permitieron a los geólogos acceder a los hidrocarburos que se encuentran por debajo de las capas de sal en el Golfo de México y las mejoras en el diseño de las plataformas han reducido el costo de desarrollo en aguas profundas. Permiten reducir el número de los pozos exploratorios necesarios para descubrir depósitos viables económicamente.

⁹⁶ Los gastos en desarrollo son los costos incurridos por desarrollar pozos, instalaciones y equipo de apoyo utilizados para acceder y preparar la producción de los depósitos de petróleo y gas. Los gastos en exploración son los costos de localizar los depósitos de petróleo y gas, incluyendo los costos de retener y llevar las zonas no desarrolladas (unproved property), costos geológicos y geofísicos, y los costos de perforación y equipamiento de los pozos exploratorios (EIA, 1996).

⁹⁷ Los gastos en la exploración y desarrollo por pozo declinaron de 4.2 millones de dólares (mdd) en 1990-92 a 3.7 mdd en 1994-96 (EIA, 1996). Además, el 80% de la caída mundial entre 1990-92 y 1994-96 es explicada por el aumento de la tasa de extracción.

ropa (Mar del Norte) sufrieron incrementos por los altos costos en las áreas maduras⁹⁸ y por las revisiones a la baja de las reservas (bajos precios en 1998 hicieron algunas reservas económicamente inviables para su explotación). En Canadá, África y países del hemisferio occidental los costos aumentaron por la adquisición de nuevas zonas para la explotación (*unproved acreage*). En EUA, el aumento se produjo por el aumento en los gastos por pozos (aumentos en la perforación, en la adquisición de superficie para explorar, y en el equipo de apoyo y costos generales). Los costos *offshore* fueron de los mayores en el mundo, reflejando el movimiento de las actividades hacia aguas profundas.

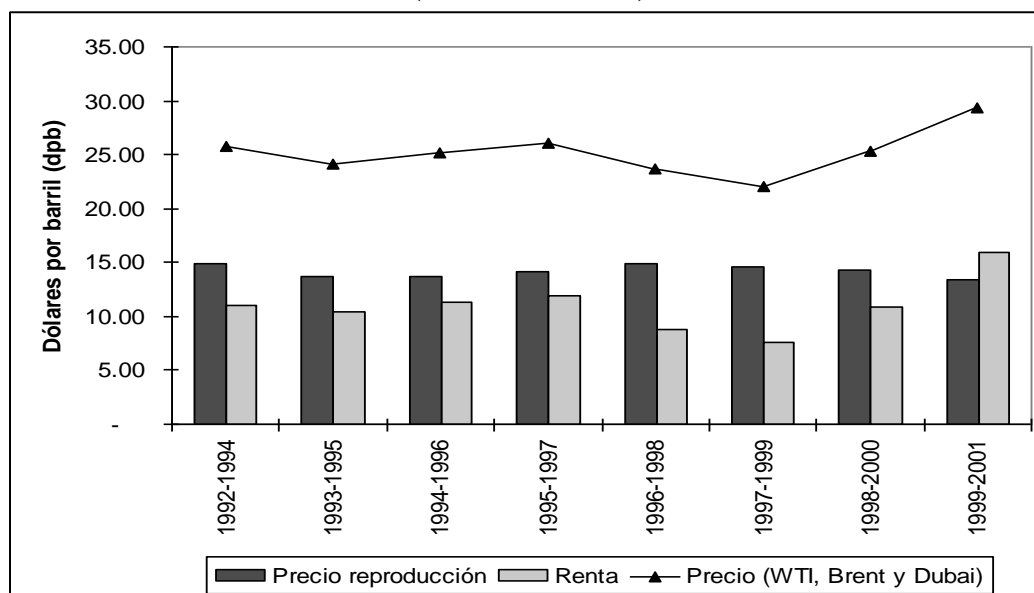
4.4.2 Evolución de la renta petrolera

Mencionamos que la renta del suelo es una de las herramientas más útiles para entender la industria petrolera a nivel internacional. La estimación de la renta petrolera resulta de la diferencia entre el precio de venta del petróleo y el precio de reproducción (costos de reproducción más una ganancia media⁹⁹). En los párrafos anteriores analizamos los costos de extracción y de exploración y desarrollo, elementos muy importantes en la determinación de la renta petrolera. En el caso del petróleo se presentan las rentas de monopolio y la diferencial.

⁹⁸ Las zonas maduras registraron una caída en la tasa de extracción, resultado de que yacimientos más pequeños fueron encontrados y más pozos fueron perforados; a su vez el aumento en los gastos por pozo pueden resultar de incrementos en el monto o costo de los componentes necesarios para las operaciones en desarrollo y exploración. (EIA, 2008)

⁹⁹ Los datos para elaborar la ganancia media se extrajeron de: Historical Rates of Returns For Corporations in NAICS Manufacturing Sector, elaborados por US Census Bureau, Quarterly Financial Report, 2008 Quarter 4.

Gráfica 4.3
Precio de reproducción, precio del petróleo y renta promedio a nivel internacional,
1992-1994 a 1999-2001
(Dólares de 2008)



Fuente: Elaboración propia con base en información de los *Performance Profiles of Major Energy Producers* (1993-2001) elaborados por Energy Information Agency (EIA). El precio del petróleo se calculó con base a la información de BP (2008).

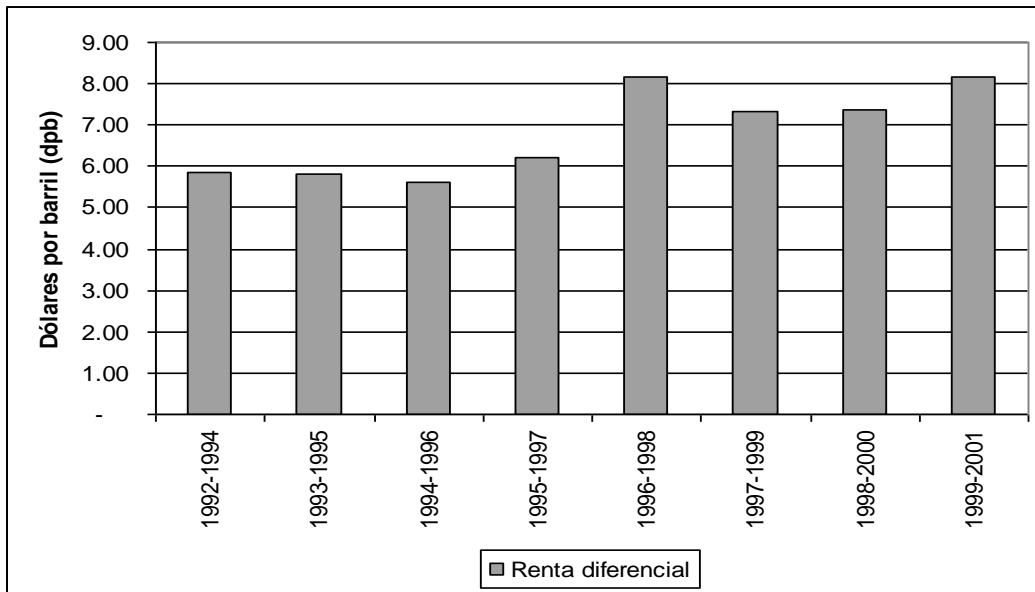
Para homologar el precio de reproducción y el precio de venta, ambos se calcularon en períodos de tres años. Entre 1992-94 a 1999-2001 la renta de monopolio tiene en promedio 11 dpb y es consecuencia de un precio del petróleo de 25 dpb y unos precios de reproducción de 14 dpb, promedio mundial. La renta obtenida no sólo permite cubrir los costos de reproducción más la ganancia promedio, sino que su monto es mayor al precio de reproducción; niveles muy poco vistos en la mayoría de los sectores productivos. La gráfica muestra que de 1992-94 a 1995-97 la renta creció ligeramente, resultado del leve aumento en los precios del hidrocarburo y la tendencia hacia la baja en el precio de reproducción. El precio de reproducción fue afectado por los costos de extracción. Sin embargo, la renta empezó a decaer a partir del siguiente período, sufriendo su peor caída en 1997-99, producto del severo desplome en los precios del petróleo (1998-99). No obstante, a partir de 1999-2001 la renta fue superior al precio de reproducción, situación no vista en ninguno de los años anteriores de la gráfica, debido al alza del precio del petróleo. La caída en la renta ocasionó problemas a varias empresas del sector y a muchos países que dependen de ella. Muchas de las empresas con dificultades cerraron, obligando a las sobrevivientes a unirse mediante fusiones y adquisiciones y de esta forma sortear la tormenta. Esta situación se explicará con mayor detalle más adelante.

Esta renta, en principio es apropiada por el Estado dueño del yacimiento, aunque dependiendo de los tipos de acuerdos, esta renta tan bien puede ser apropiada por el CPT. Esto explica porque hay una fuerte disputa por las grandes ganancias que se dan en el petróleo. Sin embargo, dada la complejidad de acuerdos y formas de asociación entre las CPN de los países productores y el CPT, es difícil conocer los montos de apropiación de cada actor, por lo cual, en este trabajo sólo se mostrarán algunos indicios sobre quién puede apropiarse un monto mayor de renta petrolera.

4.4.3 El papel de la renta diferencial en el negocio petrolero

Esta renta es resultado de las diferencias de rendimiento presentes entre distintas parcelas de desigual fertilidad, suponiendo que las tierras con mejor calidad son escasas, con igual cantidad de capital y trabajo; es decir, captura tanto las variaciones de la calidad del suelo como del capital invertido. Para Marx dicha renta es la más compatible con el desarrollo del modo capitalista de producción en la medida que se asocia con el desarrollo tecnológico y la innovación. En este tipo de renta, el precio regulador debe establecerse con base en los productores que enfrentan las condiciones más adversas, pues de no ser así éstos dejarían de producir. La renta es definida por la diferencia entre el costo individual de los productores en las peores condiciones y aquellos ubicados en mejor situación.

Gráfica 4.4
Renta diferencial 1992-1994 a 2000-2002
(Dólares a 2008)



Fuente: Elaboración propia con base en información de los *Performance Profiles of Major Energy Producers* elaborados por la Energy Information Agency (EIA)

Estos montos de renta diferencial (RD) demuestran que la discrepancia de rendimientos entre regiones explica en mucho el negocio petrolero, haciendo que las grandes petroleras privadas se mantengan en el juego, dependiendo del lugar geográfico donde ellas operen. Esta renta puede ser apropiada por el CPT, el país productor vía su CPN, y en los últimos años, las Compañías de Servicios Petroleros. La Renta Diferencial aquí presentada para cada período se obtuvo de restar a la zona geográfica con el costo de reproducción más alto la zona con el menor costo. La RD depende del precio del petróleo, pues al existir un mayor precio se pueden incorporar yacimientos que enfrentan mayores costos de producción haciendo que la RD entre el yacimiento más caro y el de menor costo sea mayor. Esto se observa en la gráfica, pues en la primera mitad de la década el precio presenta una tendencia descendente que hace que la RD vaya cayendo, ya que con los precios a la baja los yacimientos marginales que se pueden incorporar no pueden tener costos de producción tan altos. Para la segunda mitad de la década sucede lo contrario, pues los precios se recuperan (exceptuando 1997-98) lo que permite que yacimientos con situaciones poco ventajosas entren al mercado, haciendo que la RD se incremente hasta alcanzar los niveles

de 1999-2001.¹⁰⁰ La RD es apropiada por el CPT, el Estado (CPN) y, si participan, las CSP.

En términos generales Canadá y el Mar del Norte registran los costos de reproducción más altos con 15 dpb, zonas que se encuentran en difíciles zonas de producción. Estas regiones contienen los yacimientos marginales, como tales, estos pozos fijan el precio regulador del mercado, pues su producción se hace necesaria ante los niveles de consumo vigente. En estos años se ponen las bases para montar un tipo de renta diferencial de secuencia ascendente, es decir, que va de los peores yacimientos a los mejores. Este tipo de secuencia permite que la producción más cara permanezca siempre en el mercado. Para el avance de esta RD es muy importante la aplicación de la tecnología. Aspectos como producción petrolera en aguas profundas, con gran dependencia del avance tecnológico, dan cabida a esta clase de renta. Zonas como el Mar del Norte y el Golfo de México así lo demuestran. Tal tendencia, como se verá, se consolidará en la primera década del presente siglo. Por otro lado, la zona con el menor costo promedio es Medio Oriente (10.3 dpb), que tradicionalmente ha contado con los menores costos de producción por sus condiciones naturales, manteniéndola como el nudo gravitacional en la captación de ganancias extraordinarias en el sector. A diferencia de MO que tiene recursos naturales de fácil acceso, los yacimientos del Mar del Norte necesitan equipos y personal calificado para hacerlos producir. Con estos bajos costos y volúmenes de reservas se entiende el por qué MO es la zona del mundo más disputada por las principales el CPT y potencias del orbe.

4.5 Estrategias desarrolladas por el Capital Petrolero Transnacional (CPT): ganancias en el corto plazo

Las disputas entre los actores ponen de manifiesto el “poder” de cada una de ellas en el escenario petrolero global, pues cada parte dependiendo del poder que tenga puede acceder de mejor forma al recurso, controlar la oferta, fijar precios y por ende, obtener fuertes ganancias. En el capítulo anterior, que cubrió el período de 1850 a 1986, se vio que el Capital Petrolero Transnacional (CPT)¹⁰¹ apoyado por sus gobiernos (EUA, Inglaterra y Holanda, principalmente) tuvieron el control total del sector desde principios de siglo hasta media-

¹⁰⁰ Debido a la forma en que se construyeron los indicadores no se puede apreciar del todo el desplome de los precios del petróleo en 1997-98 en la RD, aunque se puede ver que en esos años existe un descenso en la RD. Cabe mencionar que por las complejidades y tiempos de la industria no es tan fácil adicionar o restar yacimientos marginales en muy corto plazo. En la grafica de la RD se observa que en la primera mitad de los noventa la RD disminuye, esto se dio porque la tendencia descendente en los precios del petróleo se dio durante varios años.

¹⁰¹ ExxonMobil, BP, ChevronTexaco, Shell y ConocoPhillips.

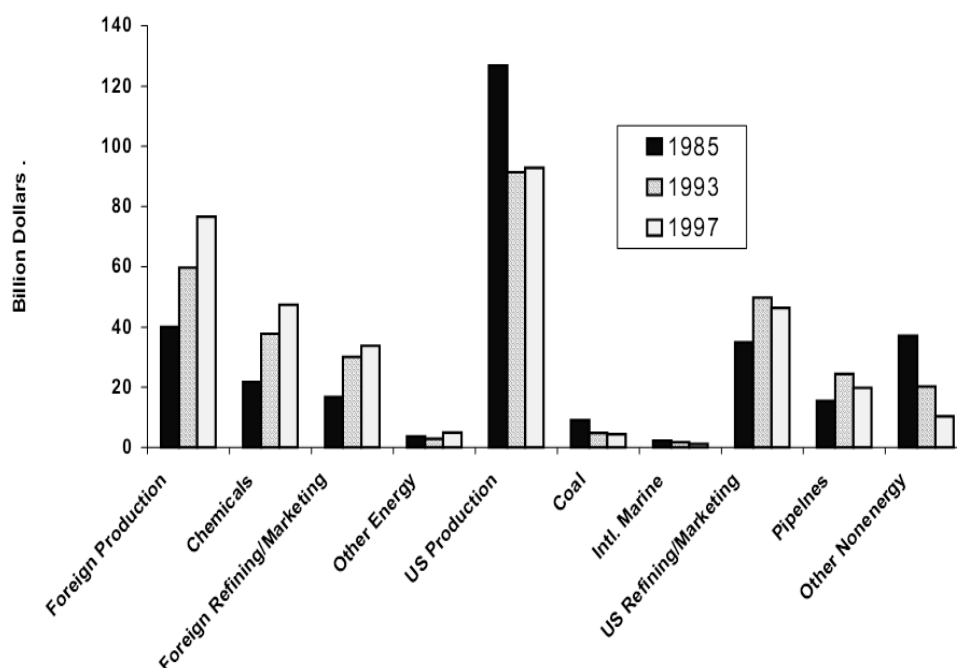
dos de los años setenta. Este control fue impulsado por los países que se encuentran detrás de estas grandes petroleras pues les permitió asegurar el suministro seguro a sus economías y a sus aparatos militares, además de ayudar a sus empresas a apropiarse de la mayor parte de las ganancias producidas en el sector petrolero. En particular, resalta el papel de Inglaterra (principal superpotencia hasta la SGM) y EUA (superpotencia dominante hasta hoy).

En la década de los años setenta los países más importantes en materia de recursos naturales agrupados en la OPEP hicieron valer sus derechos de propiedad, limitando en gran manera el accionar del CPT en estos países. Lo anterior obligó al CPT a concentrarse en el desarrollo de zonas geográficas de difícil acceso como el Golfo de México y el Mar del Norte, para lo cual tuvieron que lograr avances tecnológicos de importancia. Sin embargo, hay que decir que las Compañías Petroleras Internacionales (CPI) al mantener y explotar su infraestructura mantuvieron su influencia, pues se convirtieron en los intermediarios mediante los cuales gran parte de los países productores colocaron su petróleo en los mercados internacionales (Giordano, 2002).

Después de 1981 el CPT se enfrentó a un escenario de precios a la baja que llegó a su clímax en la crisis de 1986. Con esta perspectiva, el CPT desarrollo una serie de medidas tendientes a mantener sus ganancias, aumentar el valor de las acciones y concentrarse en actividades que le permitieran sortear la volatilidad en los precios. Una primera mirada a las respuestas ante las caídas de precios entre mediados de los ochenta y la crisis asiática de fines de los noventa se puede observar siguiendo la forma en cómo las petroleras dirigieron sus inversiones (gráfica 4.5). En principio vemos como el CPT y otras petroleras dedicaron la mayor parte de sus recursos a la producción, seguido de la refinación-distribución y la petroquímica. Sin embargo, hay que mencionar cambios importantes en estos años: 1) la inversión destinada a la producción y a la refinación-distribución en EUA cae y la que va al exterior aumenta, aunque el dinero canalizado en estos rubros en EUA es mayor al del extranjero, 2) la inversión que se tenía dedicado a otros negocios alejados de la energía se desploma y 3) las inversiones en la parte de productos químicos va en aumento. Esta concentración en la producción de petróleo y gas es normal, pues es ahí donde las empresas lograron sus mayores ingresos.

Gráfica 4.5

Distribución de las inversiones de las principales compañías petroleras de EUA, 1985-1997



Fuente: EIA, 1999, p.57

A continuación se expondrán y analizarán las principales estrategias desplegadas por el CPT en los años ochenta y noventa.

4.5.1 Reestructuración organizacional: alejamiento de la integración vertical

Desde mediados de los años ochenta se dio un aumento en la volatilidad hacia la baja del precio del petróleo que puso en jaque a las petroleras, lo que obligó a que se vendieran activos como refinerías y zonas maduras de exploración y producción o que se realizaran alianzas estratégicas; y a un incremento de la participación del mercado spot que se tradujo en una mayor liquidez de productos petroleros (Beakley, Gee & Hulme, 1996 y Antill & Arnot, 2002). Ante tal situación el modo tradicional de organización interna se desquebrajó, la integración vertical se empezó a dejar de lado. En materia de integración, Stevens (2005) y Antill & Arnott (2002) sostienen que hay dos tipos de integración vertical: la financiera y la operacional. La primera hace referencia al control o propiedad de los flujos de efectivo, donde la empresa matriz proporciona el capital necesario para el funcionamiento de las diferentes partes o subsidiarias de la empresa. A su vez, en la operacional las empresas toman sus materias primas o productos y las envían a las otras partes o empresas del negocio, realizando las operaciones de producción de petróleo y gas, transporte, refinación y comercialización de los productos refinados. Afirman que las petroleras privadas integradas lo hacen de una forma financiera, más que operacional, y que sólo las petroleras

nacionales tienen las dos formas de integración vertical. De acuerdo a este último punto, Antill y Arnot (2002) dicen que la integración financiera permite centrarse en la maximización de ganancias en cada línea de negocio. Asimismo, sostienen que la producción de una gran petrolera se puede vender en el mercado, las partes de refinación y comercialización pueden realizar sus operaciones en el mercado de productos, por lo cual la integración en forma operacional se encuentra disminuyendo. Con el debilitamiento de la integración vertical se redujeron las barreras a la entrada lo que dio pie a que entraran un buen número de empresas no integradas verticalmente¹⁰². Pero con la caída de los precios en 1998 y la ola de fusiones y adquisiciones que le siguió, el proceso de desintegración vertical se frenó, ya que entre 1995 a 2001 se dieron ocho fusiones que impulsaron la integración vertical, en especial, en el sector *dowstream* (McCool, 2007, p.12).

a) Medidas adoptadas en el upstream

En línea con la reestructuración, las empresas privadas vendieron activos no centrales e hicieron importantes reducciones en sus gastos. Como resultado del shock petrolero de 1986 muchas empresas llevaron a cabo medidas de desinversión de activos, pues estos eran muy costosos de mantener y hacerlos producir a los niveles de precios. Tales activos fueron adquiridos por empresas más pequeñas¹⁰³ o por las compañías petroleras estatales, aumentando la competencia.

Otra medida fue la contracción en los gastos. En línea con las medidas de austeridad encaminadas a soportar el descenso en los precios, los gastos en exploración, desarrollo y producción se contrajeron¹⁰⁴. Los gastos hechos en la producción tuvieron un marcado descenso durante todo el período; mientras que los gastos de exploración y desarrollo

¹⁰² Utilizando información del Performance Profiles of Major Energy Producers elaborado por la EIA (2001) y sin tomar en cuenta los tipos de integración vertical que se hacen presentes en EUA, se observó que la integración ha ido declinando al pasar del tiempo: en 1990 se encontraban verticalmente integradas 19 empresas pero para 1999 el número había descendido a 12. Con este cambio, se pueden encontrar empresas que realizan sólo una parte de la cadena, es decir, empresas enfocadas en la producción de petróleo y empresas únicamente dedicadas a la refinación y comercialización de productos petroleros. Pero dentro de este movimiento el CPT sigue realizando sus funciones verticalmente integradas.

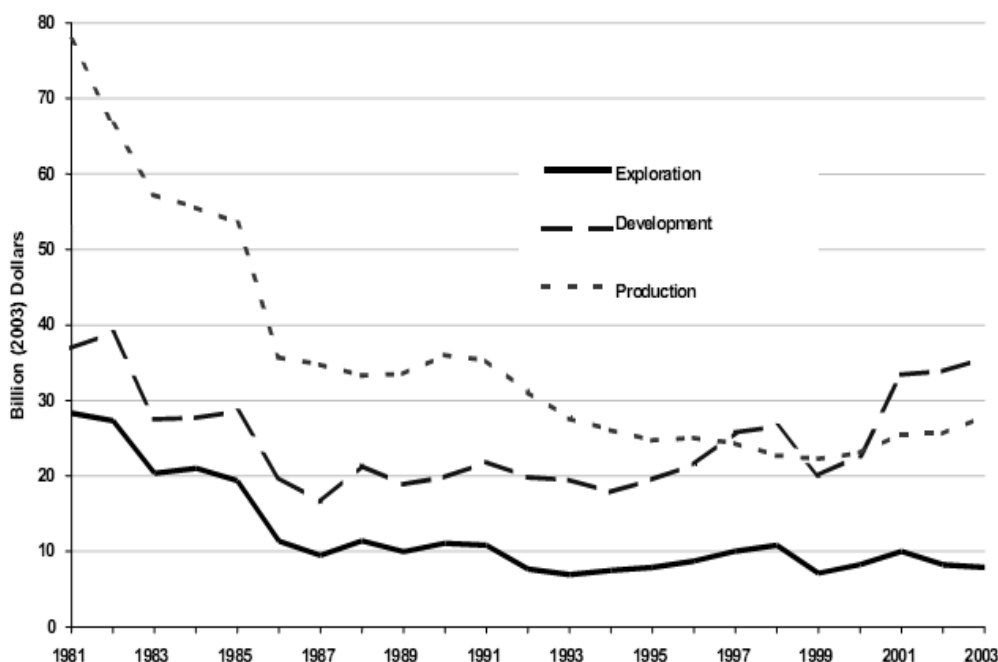
¹⁰³ EIA (1995, p.11 y 12):

The publicly traded independents' share of U.S. oil and gas production, on a net ownership basis, increased from 7 percent in 1985 to 8 percent in 1993 while the privately owned producers' share increased from 26 percent to 31 percent. The majors' share fell from 61 percent to 56 percent. For the independents overall, total assets declined by about a third between the end of 1985 and the end of 1993. All of this decline was attributable to exiting companies. Excluding these non survivors, total assets of the independents grew by about a third. Entrant companies accounted for most of the growth.

¹⁰⁴ La exploración es la forma bajo la cual los futuros prospectos de gas y petróleo son contabilizados como potenciales reservas futuras. En cambio, el desarrollo implica la perforación de pozos de producción y la instalación de equipos para producir petróleo y gas.

tuvieron una similar tendencia hasta la primera mitad de los noventa, no obstante, en la segunda mitad las petroleras decidieron destinar más recursos al desarrollo de sus depósitos existentes que a la exploración de nuevos yacimientos, producto de la mejora en precios.

Gráfica 4.6
Gastos en exploración, desarrollo y producción por parte de las principales petroleras que operan en EUA, 1981-2003



EIA, 2005, p.11

Un desglose más profundo arroja la siguiente información¹⁰⁵. En los primeros años de los noventa, la mayor parte de los gastos alrededor del globo se dedicaron al desarrollo de los yacimientos (60%), seguido de la exploración (30%) y por la adquisición de reservas (10%); mientras que hacia fines de la década la composición cambió, el gasto de desarrollo descendió (45%), la exploración se mantuvo (29%), pero la adquisición de reservas aumentó grandemente (30%) (EIA, 2001). Myers-Jaffe y Soligo (2007) hallan diferencias

¹⁰⁵ En el caso de las compañías privadas de las que se habla en el trabajo, se recurre a los Performance Profiles of Major Energy Producers del Depto de Energía de los EUA. Las 30 empresas más importantes en materia energética y que realizan operaciones en los EUA son: Amerada Hess Corporation; LYONDELL-CITGO Refining, L.P; Anadarko Petroleum Corporation; Marathon Oil Corporation; Apache Corporation; Motiva Enterprises L.L.C; BP America, Inc; Occidental Petroleum Corporation; Burlington Resources, Inc; Phillips Petroleum Company; ChevronTexaco Corporation; Premcor, Inc; CITGO Petroleum Corporation; Shell Oil Company; Conoco, Inc; Sunoco, Inc; Devon Energy Corporation; Tesoro Petroleum Corporation; Dominion Resources, Inc; Tosco Corporation; El Paso Corporation; Total Fina Elf Holdings USA, Inc; EOG Resources, Inc; Ultramar Diamond Shamrock Corporation; Equilon Enterprises, L.L.C; Unocal Corporation; Exxon Mobil Corporation; Valero Energy Corporation; Kerr-McGee Corporation; The Williams Companies, Inc (EIA, 2003, p.1). Cabe mencionar que a través de los años estas empresas cambian porque se vendieron, se fusionaron, cerraron, o entraron nuevas.

importantes en los gastos de exploración y desarrollo, y adquisiciones de reservas entre el CPT y las otras 20 compañías más importantes de EUA.¹⁰⁶ La mayor parte de los gastos del CPT se fue a desarrollo, seguido de la exploración (decaendo) y de las adquisiciones; a su vez, las demás empresas destinaron la mayor parte de sus recursos en la exploración y las adquisiciones¹⁰⁷. El aumento en la adquisición de las reservas fue resultado de las fusiones y adquisiciones sucedidas en la segunda parte de los años noventa. Esta serie de medidas produjo que el reemplazo de reservas fuera mayor a las utilizadas (100%) en la mayor parte de la década. Sin embargo, en este punto hay que resaltar la situación del CPT y el resto de la industria en EUA. Para 1996 el CPT y las otras petroleras tenían cerca de 170% de reemplazo de reservas, pero para el 2002 el CPT alcanzaba poco más del 100% de reposición y el resto de las petroleras cerca del 50% (Mayers-Jaffe y Soligo, 2007). Con la compra de empresas (reservas) y los ahorros en los gastos el CPT se volvió más eficiente, empero, también refleja una búsqueda de ganancias en el corto plazo.

b) Pasos dados por el CPT en la refinación y comercialización

Los bajos precios del petróleo posteriores al shock de 1986 hicieron que los productos refinados y químicos aumentaran su demanda, en especial las gasolinas, lo que produjo un aumento en las utilidades. Esta situación llevó a que el segmento de la gasolina se volviera muy atractivo para invertir¹⁰⁸, haciendo que más participantes se enfocarán en este segmento, lo que aumentó el exceso de gasolina en el mercado y ayudó a mantener los precios

¹⁰⁶ En su estudio, Myers-Jaffe y Soligo (2007) dividen a las 30 empresas petroleras más importantes que operan en la industria estadounidense en dos: el primer grupo o Big Five se centran en las petroleras más grandes como BP, Chevron, ExxonMobil, Royal Dutch Shell y Total; mientras que al segundo grupo sólo lo denomina las 20 firmas. Las Big Five más ConocoPhillips, pueden ser entendidas para nuestro trabajo como el Capital Petrolero Transnacional (CPT). Las otras 20 firmas son: Occidental Petroleum Corporation; Anadarko Petroleum Corporation; Apache Corporation; Hess Corporation; Devon Energy Corporation; Marathon Oil Corporation; Pioneer Natural Resources Company; Plains Exploration & Production Company; Noble Energy, Inc; Dominion; XTO Energy Inc; Whiting Petroleum Corporation; Murphy Oil Corporation; Encore Acquisition Company; Pogo Producing Company; Denbury Resources Inc; Berry Petroleum Company; Chesapeake Energy Corporation; Newfield Exploration Company; Forest Oil Corporation.

¹⁰⁷ Cabe resaltar que la brecha entre las grandes petroleras y el resto, en materia de exploración, se ha ido achicando, pues para 1996 las Big Five destinaron alrededor de 8,000 mdd para exploración y el resto de las empresas 2,000 mdd; en cambio para el 2001 las grandes desembolsaron alrededor de 7,000 mdd y el resto 4000 mdd (Myers-Jaffe y Soligo, 2007)

¹⁰⁸ En Estados Unidos se dio este proceso con mayor fuerza por:

Over the period, gasoline has become a much more tailored product, with most gasoline now sold through high-volume, self-service outlets rather than through low-volume, high-service outlets. The combination of cutbacks and capital expenditures increased the productivity of FRS retail gasoline outlets fourfold over the period. (EIA, 1993, p. xviii)

bajos¹⁰⁹. El crecimiento en este sector se vio impulsado por la evolución positiva de la economía mundial, en especial Asia.

Sin embargo, para los años noventa la situación se revirtió, puesto que la recesión económica que impactó a EUA después de la GG y la continuidad en la tendencia descendente de los precios del petróleo ocasionó dificultades. Parte central del problema fue la situación de las petroleras en EUA. A principios de los años noventa el *downstream* atravesó por una etapa muy complicada de su historia: bajas ganancias, bajos márgenes en los productos refinados y grandes esfuerzos para reducir los costos de operación. Esta situación obligó al CPT a tomar una serie de medidas para consolidar sus operaciones y reducir al máximo sus costos y dedicarse a las actividades que consideraron más lucrativas. Este proceso consistió en “The consolidations were of two types: reorganization of refining/marketing assets into joint ventures and sales of assets to non-integrated refiners” (EIA, 2002, p. 77). El CPT se desprendió de sus activos en tres formas: clausurando un buen número de refinerías¹¹⁰, reestructurando sus viejas plantas y no construyendo más, y vendiendo sus activos ubicados en el *downstream* (refinación-comercialización) a nuevas empresas y a corporaciones que en su mayoría sólo se dedicaban a esta parte del negocio petrolero¹¹¹. La disponibilidad de activos les permitió a estas pequeñas e independientes empresas comprar refinerías y adquirir puntos de venta para la comercialización de sus productos y, lo más importante, poderse mover a sectores dominados por las grandes petroleras¹¹². En lo que respecta a las alianzas estratégicas (*joint ventures*) resultaron ser una

¹⁰⁹ Para Juhasz (2008, p. 180) esto obedece a que “The main reason is that the oil companies no longer owned the world’s oil and therefore were no longer controlling how much oil was pumped out of the ground and put onto the world market “.

¹¹⁰ EIA (1999, p. 60):

Due to a long period of low profitability in the refining/marketing line of business, U.S. integrated major energy companies began a process during the 1990's of selective refining/marketing divestiture. During the same period, 42 refineries (constituting 20 percent of those in operation in the United States during 1990) were shut down ().

¹¹¹ (Davies, 1999, *New Competitive Forces*, 7):

Tosco, Valero, Clark and Petroplus in refining in the US and Europe; Hypermarkets such as Carrefour (France), Tesco and Sainsbury (UK) and Walmart and Costco (US) successfully entering the gasoline retailing business; Williams and Koch growing rapidly in the pipeline and terminal business (Davies, 1999, *New Competitive Forces*, 7)

¹¹² EIA (1999, p. 61):

Among independent refiners, growth has been largely concentrated in the following group of companies: Citgo/PDV America, Clark Refining and Marketing, Diamond Shamrock (merged with Ultramar during 1996, creating Ultramar Diamond Shamrock), Koch Industries, Tesoro Petroleum, Tosco Corporation, Ultramar, and Valero Energy. As a group, they owned 12 refineries with a combined refining capacity of slightly more than 1.3 million barrels per day in 1990, about 8 percent of total U.S. refining capacity. By October 1998, the companies owned a total of 29 refineries with a combined refining capacity of approximately 3.7 million barrels per day, about 23 percent of total U.S. refining capacity

buena medida para hacer reducir a los costos de operación porque bajo este esquema se comparten activos y operaciones sin enfrentar los problemas de una fusión entre las partes involucradas. Además, en muchos casos se aumentó el valor de los activos fijos involucrados desde que la alianza es manejada como una empresa subsidiaria no consolidada por las empresas que la formaron¹¹³, los cuales reciben una parte de los ingresos por los activos de que son propietarios. Estos pasos se reflejaron en la actividad de la refinación. El número de refinerías en EUA descendió espectacularmente de 205 en 1990 a 158 en el 2000, por lo cual la tasa de utilización pasó del 84% promedio entre 1986-1990 a 91% promedio para 1995-2000 (BP, 2010), es decir, con menos refinerías se siguió produciendo. Todos estos movimientos redujeron la capacidad de refinación en EUA en 0.3 millones de barriles diarios (mbd), al pasar de 16.4 a 16.1 mbd de 1990 a 1997 (EIA, 1999). Con esto, lo que se buscaba era aumentar las ganancias de los refinadores. Pues, como se ve en la gráfica 4.7 la tasa de ganancia de las empresas ubicadas en la refinación presentó una tendencia volátil a la baja. Pero la crisis por la que atravesó la industria petrolera hacia fines de la década llevó a un proceso de fusiones y adquisiciones que produjo una concentración de nuevo en el sector¹¹⁴. Con un sector con menor capacidad de refinación y con un mayor porcentaje de participación en él, el CPT cierra la década de los noventa con una posición más fortalecida y radicalmente opuesta a la que enfrentó al inicio de la década.

¹¹³ EIA (2002, p. 45):

The corporate parent of an unconsolidated affiliate owns 50 percent, or less, of the affiliate, and does not directly control the affiliate. Essentially, the unconsolidated affiliate is more of a property or holding of the parent corporation than it is a company that the parent actually operates. The effect on financial operations of an unconsolidated affiliate can only be seen on the parent corporation's income statement, where the parent company's proportional share of the affiliate's net income is reported.

¹¹⁴ Con base en datos de la EIA (2002) se observa que para 1996 sólo el 25% del sector se encontraba bajo el dominio del CPT, pero para el 2001 el porcentaje llegó a ser del 40%.

Gráfica 4.7
Tasa de ganancia (Retorno de la Inversión) de las principales compañías petroleras estadounidenses, 1980-2001



Source: Energy Information Administration, Form EIA-28 (Financial Reporting System)

Fuente: EIA, 2001, p. 38

Al igual que en el *upstream* las petroleras norteamericanas también se movieron al extranjero. Esto hizo que sus ganancias en refinación y comercialización produjeran una tasa de ganancia superior a la estadounidense; aunque, en los últimos años la rentabilidad¹¹⁵ en EUA fue mayor a la externa, alcanzando su máximo en 2001. Entre estos dos puntos se presenta una tendencia descendente de 1988 hasta 1995, a partir de ese año la rentabilidad mejora hasta lograr un nivel máximo 2001.

4.5.2 Subcontratación: resurgimiento de las empresas de servicios petroleros

Una de las características del neoliberalismo en materia de negocios es el hecho de que actividades no primordiales para las empresas sean encargadas a otras compañías (subcon-

¹¹⁵ Una medida que se encuentra muy relacionada a la ganancia en la parte de refinación y comercialización es el margen neto de de producto refinados (margen neto), que se encuentra relacionada linealmente con la rentabilidad de este segmento. De acuerdo con la EIA (2004) “The net margin is the gross margin (refined product revenues minus purchases of raw materials input to refining and refined product purchases) minus out-of-pocket operating costs per barrel of refined” (p. 38). El margen neto disminuyó en el primer lustro de los noventa, producto de un margen bruto descendente y unos costos operativos descendentes (costos de comercialización, energía y otros) muy cercanos al margen bruto. En cambio, para la segunda mitad de la década el margen neto tiene una tendencia alcista que se ve interrumpida para el 2002; año en el cual se tuvo una fuerte caída en el margen neto. Para estos años el margen bruto aumentó, mientras los costos operativos descendieron. Hacia 2002 hubo una serie de circunstancias que ocasionaron un abaja en las ganancias en la refinación: la oferta de petróleo sobrepasó a la demanda, un invierno calido entre 2001-02, efectos del septiembre 11, recesión en la economía mundial. Estos aspectos produjeron un exceso de crudo y de productos petroleros al inicio de 2002. Este exceso de petróleo ocasionó presión sobre los precios del petróleo y los márgenes de refinación se estrecharon (EIA, 2004)

tratación). El sector petrolero no escapó a esta situación. Al concentrarse en las actividades que ellos consideraron las más adecuadas, las petroleras dejaron de realizar por sí mismas ciertas actividades de la cadena productiva consideradas no esenciales o costosas. Estas funciones fueron realizadas por otras empresas a las cuales les pagaban por hacer esta actividad, es decir, subcontrataban actividades. Estas empresas son conocidas como empresas de servicios petroleros, las cuales en la parte del *upstream* se enfocan en el desarrollo y operación de los campos petroleros, para lo cual han desarrollado su propia tecnología. En cambio, las compañías petroleras diseñan, planean y llevan a cabo la exploración del campo¹¹⁶ y la ingeniería de desarrollo. Además, las petroleras ponen más énfasis en la supervisión, desarrollo, especificación y uso de su propia tecnología cuando se enfrentan a nuevas y complejas situaciones para producir (zonas de frontera), a fin de avanzar y proteger su posición competitiva (Bret-Rouzaut & Thom, 2005, pp.39-40). Esto sucede hoy en día en las operaciones en aguas profundas, donde los mayores participantes son las petroleras privadas. De tal forma, podemos el sector de servicios petroleros incluye:

It includes geophysical activities (the acquisition, processing and interpretation of seismic data), drilling and associated services, engineering and design, subsea engineering (pipeline laying) and the construction of platforms (shipyards). In addition there are hosts of manufacturers of tools (for geophysics and drilling), metal construction and mechanical engineering firms (Festor, Grossin, Barreau & Sigonney, 2007, p.170).

En este segmento podemos identificar tres grandes grupos: el sector sísmico, el de perforación y el de construcción costa afuera (Saniere, Serbutoviez & Silva, 2009). Este sector se caracteriza por un alto componente tecnológico en sus productos y servicios, los participantes compiten sobre la base de la tecnología, los costos y la entrega. Por tal motivo, las empresas bloquean a sus competidores patentando sus inventos (Bret-Rouzaut & Thom, 2005, p.10). Con el shock de 1986 muchas de estas cerraron, pues con los precios tan bajos, gran parte de la actividad petrolera se detuvo. Pero cuando las compañías petroleras reorientaron sus esfuerzos hacia sus actividades centrales, subcontrataron un creciente número de actividades no esenciales; con lo que se vio un resurgimiento de estas empresas. Una característica de estas compañías es que desarrollan tecnología propia que es rentada o

¹¹⁶ Las petroleras reconstruyen la historia de la sedimentación regional y dictaminan la viabilidad económica y jurídica de la estructura geológica sobre la cual se tienen derechos comerciales. La exploración petrolera relaciona la nueva información geofísica y geológica con lo que ya se sabe de yacimientos alrededor del mundo. Es estimar los costos, tiempo y la infraestructura necesaria para producir un barril (Baker, 2009, pp.28-29)

contratada por las petroleras para realizar actividades en exploración y producción¹¹⁷. Así, las empresas de servicios petroleros se apropian de una parte de la renta petrolera diferencial. Pittaluga (1999, pp.11-12) identifica cuatro tendencias que se produjeron entre las petroleras y las empresas de servicios: 1) las empresas de servicios petroleros desarrollan tecnología que no pertenece al núcleo duro de las petroleras y desarrollan labores como las de perforación; 2) con la subcontratación se comparten riesgos y beneficios; 3) integración de la industria de servicios petroleros, en la cual las empresas tratan de brindar una mayor gama de servicios y 4) se presentó una tendencia a la concentración de participantes en la industria de los servicios petroleros desde finales de los años ochenta.

4.5.3 La centralización en las finanzas como medida de ganancias en el corto plazo

Una de las características del modelo neoliberal fue el avance de las finanzas como punto central en el logro de ganancias. El CPT no permaneció mucho tiempo alejado de este patrón. Siguiendo una tendencia que se dio en los negocios tanto en EUA como Inglaterra, las petroleras privadas adoptaron el *Value-based Management System* (Gestión basada en el valor) que se consolidó en la década de los años noventa y que se explica:

Thus, based upon capital asset pricing model methodology, if the company cannot earn a rate of return on its capital at least as great as the equities in the sector and the market more generally, then it should return funds to the shareholders via dividends or share buy-backs, rather than investing itself (Stevens, 2005, p. 23)

Esto obedeció a que los accionistas empezaron a demandar un mayor pago en efectivo, producto del aumento de las tasas reales que se encontraban disponibles para los inversionistas estadounidenses. Además, esta mecánica se vio beneficiada por la disminución de las cargas fiscales en EUA al pago sobre los dividendos entregados a los accionistas. Estas medidas hicieron que una parte de la renta petrolera obtenida por las corporaciones se canalizara a los accionistas o a los mercados financieros en busca de utilidades a corto plazo.

¹¹⁷ La tecnología que es usada por las CSP puede ser de tres tipos: a) las genéricas, estas son creadas fuera del sector petrolero, pero son usadas por ellos y no dan ventaja competitiva (computadoras, internet, metalurgia, biología molecular, etc.); b) tecnologías adaptadas: nacen fuera, pero son adaptadas e impulsadas por las empresas de exploración y producción, la tecnología no están disponibles a todo el mundo, al menos por un tiempo, pueden dar ventaja competitiva. Se necesita experiencia para poderla adaptar a los requerimientos de las CPI o CSP (sensores, barcos, prevención de la corrosión, etc); c) tecnologías específicas: nacen en el seno de las petroleras o CSP, no son accesibles a todo mundo, proveen ventaja competitiva y son tecnologías seleccionadas y desarrolladas, por lo que se protegen y defienden. (sísmica 3D, perforación horizontal, risers flexibles, modelado de cuencas, etc) (Bretrouzaut & Thom, 2005, p.37).

En lo que respecta a los mercados financieros, el CPT de la mano con el Capital Financiero asentado en Wall Street (WS) impulsaron el desarrollo de los derivados financieros (*opciones, futuros, forwards, swaps*) enfocados en el petróleo. Utilizando su poder relacional el CPT influyó en la decisión de impulsar los mercados financieros en el petróleo. Con estos movimientos el CPT y el CF tuvieron mayor incidencia en la fijación del precio del petróleo (precio de monopolio) en el sector petrolero. Estos cambios se hicieron en la administración Bush, presidente con fuertes vínculos con el sector petrolero. En noviembre de 1992 y en respuesta a la presión hecha por el “Energy Group” (Enron; BP; Conoco y Phillips, ahora fusionadas; Goldman Sachs; Coastal Corp, ahora El Paso Corp; J. Aron & Co; Koch Industries; Mobil (ExxonMobil) y Phibro Energy, ahora subsidiaria de Citi Group)¹¹⁸ a la U.S. Commodity Federal Trading Commission (CFTC) se exentaron a ciertos contratos energéticos de la supervisión de la NYMEX (Slocum, 2007, p. 12).

Resultado estas tendencias en la contabilidad de las corporaciones y del avance de los instrumentos financieros, las tesorerías del CPT se enfocaron en la canalización de los recursos a estos instrumentos que producían más dinero y sin realizar ninguna actividad productiva; es decir, se sentaron las bases de un “rentismo financiero”. Myers-Jaffe y Soligo (2007) muestran que en la década de los años noventa el pago de dividendos y las recompras de acciones representaron para el CPT alrededor del 40% de sus desembolsos totales, mientras que las otras veinte petroleras más importantes del ramo destinaron al mismo fin alrededor del 25%.

4.5.4 Fusiones y adquisiciones para hacer frente a la caída en precios de 1997

La inestabilidad en el precio del petróleo, la disminución en sus ingresos netos y la necesidad por aumentar las ganancias de las empresas y de sus accionistas habían llevado a al CPT a realizar una serie de reformas con el fin de reducir costos y, con esto, mejorar su situación. Hacia mediados de los años noventa, las medidas puestas en marcha parecían tener algunos efectos, sin embargo, con la crisis de asiática en 1997 el panorama se complicó más con los precios en los niveles más bajos desde la crisis de 1986, lo que puso en graves aprietos al CPT. La respuesta fue el lanzamiento de una ola de fusiones y adquisi-

¹¹⁸ Juhasz (2008):

Koch Industries is one of the nation’s largest privately held oil production and trading companies and a top contributor to both ultraconservative causes and Republican political candidates. Phibro Energy is an oil futures trading company, now a subsidiary of Citigroup. J. Aron & Company is Goldman Sachs’s trading unit. If Coastal Corporation sounds familiar, it is most likely because company founder and CEO Oscar Wyatt pled guilty in 2007 to funneling \$200,000 in illegal kickbacks to Saddam Hussein as part of the oil-for-food scandal (p. 144).

ciones en el sector petrolero que buscaron la reducción de costos y el desarrollo de nuevas inversiones con rentabilidad positiva, aunque no necesariamente en actividades productivas. Hay que hacer notar que estas medidas no sólo se aplicaron en el sector petrolero, sino en toda la economía norteamericana¹¹⁹. Estos movimientos en los negocios tienen que ver con el aumentar el valor en bolsa de las acciones, es decir, se buscó la obtención de ganancias rápidas de índole financiero (Guillén, 2007).

Un factor que ayudó en este proceso fue que desde la administración Reagan las medidas en contra de la formación de monopolios se habían relajado. Un ejemplo es lo dicho por un director del organismo encargado de regular a los monopolios en la época de Reagan “He argued that antitrust’s ‘traditional concern’ with corporate concentration was at best misguided and that the policies implemented to weed out monopolies before they could form were simply inefficient” (Juhasz, 2008, p. 106-107). Uno de los sectores que se vio grandemente favorecido con estas medidas fue el sector petrolero, puesto que a mediados de los años ochenta se dio la primera ola de fusiones y adquisiciones.

Las fusiones más importantes en el CPT se empezaron a dar en 1998 con la unión entre BP y Amoco (BP-Amoco), convirtiendo a la nueva empresa en la mayor productora de petróleo y gas en EUA y la empresa de mayor envergadura en Reino Unido; dos años después BP adquirió a Arco. Para hacer frente a la escasez de crudo y no disminuir su control sobre el mercado nacional, Exxon se fusionó con Mobil (ExxonMobil). Para el año 2000, se anunció la unión de Chevron con Texaco (ChevronTexaco) y la fusión de Total con Fina y Elf (TotalFinaElf) en el año 2000¹²⁰. En el ramo de la refinación y comercialización se destaca Valero Energy Corporation, la cual adquirió en el 2000 la refinería de Exxon en California y para 2001 compró a Ultramar Diamond Shamrock, colocándola entre las tres empresas estadounidenses más importantes en materia de refinación y comercialización (Juhasz, 2008; Falola & Genova, 2003 y Maugeri, 2006). Uno de los resultados inmediatos fue que para el 2001, las petroleras privadas tenían: 5% de las reservas petroleras globales, 14% de la producción mundial, pero el 35% de las ventas de productos petroleros mundiales (EIA, 2001; Parra, 2003 y Maugeri, 2006). Estas fusiones convirtieron a

¹¹⁹ Hacia la mitad de los años ochenta se inició ola de fusiones y adquisiciones, las cuales vieron su punto más alto en la década de los noventa. De 1990 a 2000 el número de fusiones pasó de 4000 a 10000, lo que en dinero representó pasar de cerca de 500 mil millones de dólares a 3.5 billones de dólares. Este movimiento estuvo ligado al boom bursátil de 1994-2000, por lo que al caerse la bolsa también se desfondó la moda fusionista. (Guillén, 2007, pp. 60-61)

¹²⁰ De acuerdo a Muger (2006) el valor de las siguientes fusiones produjo una suma de 275 mil millones de dólares: BP-Amoco (56 mil mdd), ExxonMobil (77 mil mdd), Total-Petrofina (12 mil mdd) y TotalFinaElf (52 mil mdd), BP-Arco (27 mil mdd), ChevronTexaco (36 mil mdd) y ConocoPhillips (15 mil mdd).

estas empresas en verdaderos gigantes empresariales que les daría gran influencia en los años por venir.

4.5.5 La tecnología como elemento del CPT para acceder al nuevos yacimientos

Con el declive en el precio del petróleo, desde principios de los años ochenta, y las nulas expectativas de que la situación mejorase en el corto plazo se hizo evidente la necesidad de reducir los costos de producción como una forma de aumentar la renta. Además, en los años ochenta, en EUA, se empiezan a desarrollar proyectos costa afuera, en especial en el Golfo de México. Estos dos puntos demandaron una cosa: desarrollo de nueva tecnología. Esto contó con la ayuda de la administración Bush que vio con interés el desarrollo de tecnología para aumentar la producción interna y, de esta forma, disminuir la dependencia petrolera del exterior. Para Bohi (1999) y Parra (2003) los avances tecnológicos más importantes son:

- **Sismología tridimensional:** es el más importante de los avances tecnológicos al permitir encontrar y desarrollar reservas, además de ser clave en el desarrollo de las otras tecnologías. Esta tecnología implica que se emiten ondas sonoras hacia el lecho marino que se ven reflejadas a la superficie, permitiendo inferir las estructuras y propiedades de las capas rocosas bajo las cuales se puede encontrar un yacimiento. Gracias a la calidad de las imágenes que se obtienen se mejoró la capacidad de localizar los depósitos de petróleo, permitió conocer las características de los yacimientos y determinar la mejor forma de producir el depósito. Lo difícil de la sismología tridimensional es la capacidad para poder interpretar los datos emanados del uso de este avance. Su evolución fue posible por el gran desarrollo de las computadoras que permiten producir y analizar la gran cantidad de información. Ha permitido aumentar la tasa de exploración de un 20% a un 50%, la tasa de éxito en el desarrollo de 70% al 85%, reducido los costos de extracción en un 40% y bajado la cantidad de pozos secos en relación de los exitosos.
- **Perforación horizontal:** tradicionalmente la perforación de un pozo se hacia sólo de manera vertical¹²¹ (cero grados), pero ahora esta perforación se puede llevar a cabo de manera horizontal (90 grados), lo que permite acceder al yacimiento de lado en vez de por arriba. En algunos casos los pozos horizontales han producido de 2 a 7 veces más que los pozos verticales, aunque estos últimos son menos costosos. Este tipo de perfo-

¹²¹ Actualmente, los pozos se perforan entre 900 y 5000 metros, aunque los hay a seis u ocho mil. El más profundo que se ha perforado llegó a 10941 metros y fue en Oklahoma, aunque un pozo experimental en Alemania ha llegado a 15 km (Parra, 2003, p. 125)

ración facilita la recuperación de aceite, limita la introducción de agua, facilita el acceso a yacimientos con fractura vertical y formaciones irregulares. Según Parra (2003) una de las últimas novedades es la de crear distintas ramas laterales a partir de un eje central, con el fin de acceder a diferentes yacimientos desde un mismo pozo.

- Sistemas de aguas profundas (1000 pies de profundidad): estos avances incluyen: buques de perforación; métodos direccionales de producción, plataformas de producción¹²², pozos submarinos a control remoto, plataformas de perforación semisumergibles y ductos submarinos. En 1988 la máxima profundidad que se había trabajado en esta zona era de 1353 pies, mientras que en 1997 se alcanzaron los 4000. Las inversiones realizadas en esta zona han superado la caída de los precios por las altas tasas de éxito y por los yacimientos que se han encontrado en la zona¹²³. Los pozos ubicados a menos de 500 pies producen menos de 200 barriles de petróleo diarios, mientras que a más de 500 los pozos dan más de 1000 barriles diarios. Esto es importante, pues de acuerdo a Parra (2003) un tercio de la producción mundial se realiza en las explotaciones en aguas profundas que se centran mayormente en el Golfo de México, seguido de África (Guinea, Angola, Nigeria, entre otros) y el Mar Caspio (congelamiento de la superficie marina que obliga a echar mano a estas tecnologías). Para que se tenga éxito en aguas profundas es necesario que tanto la sismología tridimensional y la perforación horizontal se unan con los sistemas en aguas profundas.
- Métodos de recuperación: se hace necesaria cuando ya no sale petróleo de manera natural y son: a) inyección del propio gas del pozo para mantener la presión del mismo, b) inundar el yacimiento con agua, lo que permite dirigir el petróleo hacia el pozo y c) inyección de dióxido de carbono, vapor de agua o productos químicos. Con estas medidas se pueden recuperar alrededor de un 35% del petróleo contenido en el pozo.

¹²² En palabras de Parra (2003, p. 129) los tipos de plataformas más habituales son:

a) Plataformas fijas de hormigón (GBS, Gravity Base Structure) como la Hibernia en Canadá, de 405, 000 t, diseñada para soportar el choque de icebergs; b) Plataformas fijas apoyadas en largos pies sobre el lecho marino que evacúan el petróleo por oleoductos tendidos en el propio lecho o lo cargan en petroleros, son las más abundantes; c) Las llamadas TLP (Tension Leg Platforms) que son plataformas ancladas con grandes cadenas al fondo marino, en lugar de estructuras de soportes clavados y d) Plataformas flotantes que, mediante conexión al sistema GPS, mantienen su posición encima del pozo del que reciben el crudo que es transferido a petroleros que llevarpan el crudo a las instalaciones costeras.

¹²³ Craig and Hyde 1997 citado en Bohi, 1999, p.96, establece:

Have estimated the rates of return on investments in three deepwater projects: the Auger TLP in 2,871 feet of water, the Mars TLP in 2,940 feet, and the Mensa subsea wells at 5,000 feet (all developed by Shell). Under fairly conservative assumptions about costs, revenues, and discovery sizes (such as a flat real price of oil \$ 18 per barrel and real price of gas of \$ 1.80 per thousand cubic feet), the after-tax rate of return comes to 14.8% for Auger, 29.8% for Mars, and 27.5% for Mensa

La tecnología desarrollada en las décadas de los años ochenta y noventa tuvo un profundo impacto en los costos de producción de la industria petrolera. La reducción hizo posible que las petroleras lograran generar una renta petrolera que les permitió afrontar las dificultades de los precios bajos. La tecnología permitió colocar el precio regulador del mercado en zonas maduras como el Mar del Norte y Canadá. Un punto clave en la renta del suelo es el avance de la renta diferencial. Ésta depende mayormente de la máquina, no de la calidad del suelo. La RD presenta dos casos: la renta diferencial tipo 1 (RD1), en la cual se utilizan cantidades idénticas de capital y trabajo en tierras de igual superficie; y la renta diferencial tipo 2 (RD2), donde se hacen inversiones sucesivas de capital en terrenos de igual magnitud (Farina, 2006, pp.10-11). La industria petrolera de los años noventa reflejó la RD2, puesto que los grandes avances en la tecnología hicieron posible mejorar el rendimiento de los pozos y acceder a nuevos y más complejos yacimientos (aguas profundas). El desarrollo de la tecnología recayó en el CPT y en las CSP, por lo mismo, la renta petrolera que en la parte privada sólo era apropiada por el CPT tuvo que dividirse entre las dos partes. Los nuevos avances tecnológicos mantuvieron y potenciaron al CPT, al CSP y a los EUA en un lugar central en el escenario petrolero global en los noventa. Dio al CPT una gran ventaja sobre sus pares de los países productores ubicados en el tercer mundo, pues al tener gran parte de la nueva tecnología pudo imponer su poder para fijar las condiciones bajo las cuales la tecnología se otorgaba a las petroleras estatales que no cuentan con ella.

4.5.6 El CPT expande sus operaciones por el mundo

El CPT volvió a salir fuera de EUA y mar del Norte a zonas de producción con menos dificultades y por ende con menores costos de producción, mejor geología, mercados en desarrollo y políticas impositivas a modo del CPT¹²⁴. Esta medida se vio ayudada por las políticas neoliberales que abrieron, alrededor del mundo, el sector energético y por la ayuda del gobierno estadounidense al CPT a través de impulsar convenios petroleros que favorecieron a las empresas, las cuales se volvieron a posicionar entre los países productores.

De América Latina a Asia Central, el CPT multiplicó sus operaciones alrededor del globo¹²⁵. De esta forma, el dúo gobierno-empresa echó mano de su poder para lograr sus

¹²⁴ “Newly opening areas such as Azerbaijan, Russia, Kazakhstan, Angola and Yemen attracted many companies, although success proved scarce. Angola proved the most successful with Elf, Exxon and BP Amoco leading the discovery of a number of large low cost fields in the deepwater”. (Davies, 1999, 4).

¹²⁵ Mención aparte merecen las empresas petroleras, fuertemente impulsadas por el presidente George H. Bush. Debido a esto, para principios de los años noventa las transnacionales de ese país tenían presencia en

fines. De acuerdo a la EIA (1996) en el interior y gracias al gobierno de EUA se dieron incentivos para el desarrollo de la industria a través de la disminución de impuestos y otorgamiento de nuevas zonas de exploración en el Golfo de México. Estas medidas se enfocaron en mejorar la seguridad energética de los países desarrollados, pero muy en particular la de los EUA. Según Figueroa (2003, pp. 193-194), la inversión mundial (petroleras privadas y nacionales) en exploración y producción pasó de los 40 mil millones de dólares (mddd) en 1988 a 120 mddd en 2002, la mayor parte de este gasto se hizo fuera de los EUA. Para 1985-89 el 60% de la inversión se hacía en EUA y el resto fuera; sin embargo para 1995-99 la situación se había revertido, es decir, 60% fuera y 40% en EUA. Obviamente, estos aumentos en los montos de inversión significaron que las ganancias de las petroleras privadas en estos países fueron mayores. Con esto el CPT fue obteniendo gran parte de su renta petrolera de países ricos en petróleo de los cuales obtuvieron ventajas en los contratos de producción al momento de realizar por su cuenta las operacionales o al asociarse con las Compañías Petroleras Nacionales (CPN) en *joint ventures* para explotar el petróleo.

Todas estas medidas volvieron a posicionar en un lugar privilegiado al CPT en el escenario petrolero internacional. El efecto central de los pasos explicados y analizados en las líneas anteriores puso de manifiesto el poder estructural del CPT. El poder estructural es capaz de modificar las relaciones de la industria petrolera, por tanto la forma de hacer las cosas en el escenario petrolero. Estos cambios fueron impulsados por las condiciones internas de la IPI y de las nuevas condiciones de la economía mundial. Los cambios en su forma de integrarse, la subcontratación y las fusiones modificaron la forma de cómo, quién y de qué forma se realiza la producción. Las fusiones y la forma en la cual el CPT desarrolla su contabilidad y el impulso en los mercados financieros, cambiaron la manera de cómo administrar los recursos monetarios y ponerlos disponibles en el sector, ya que se concentró en la maximización de ganancias a cualquier precio. El desarrollo tecnológico de los noventa por parte del CPT y de las empresas de servicios petroleros mejoró la forma de acceder a los yacimientos disminuyendo los costos de reproducción, lo que tiene efectos profundos en la forma de extraer el petróleo. Sin contar, que gracias a estos movimientos, el CPT logró apropiarse de una mayor renta petrolera. Sin embargo, como se verá en el

Rusia, Hungría, Polonia, Checoslovaquia y Rumania, en el caso de Europa; en Azerbaiyán, y Georgia, en el Cáucaso ex soviético; en Mongolia, Vietnam, China, Indonesia, Malasia y Brunei, en el sudeste asiático; y en Arabia Saudita, Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Yemen y Omán, en el Medio Oriente. De igual manera estaban presentes en África, en Nigeria, Angola, Liberia y Costa de Marfil, así como en América Latina, principalmente en México, Venezuela, Ecuador, Colombia, Bolivia y parcialmente en Brasil y Argentina (García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005, p. 256).

capítulo siguiente, muchas de estas medidas fomentaron las ganancias a corto plazo en detrimento de las actividades productivas, lo que coloca al CPT en una situación complicada para su crecimiento en el futuro próximo.

4.6 Apertura, privatización y rentismo: descenso de la OPEP

En el capítulo histórico se vio como los países productores de petróleo encabezados por la OPEP, que logró su máximo esplendor y poder relacional en la década de los setentas, indujo fuertes alzas de precios que cimbraron los mercados provocando los shocks de 1973 y 1979. Los movimientos de la OPEP detuvieron el poder estructural del CPT en la industria petrolera. Sin embargo, estos países se embarcaron en fuertes proyectos de modernización que necesitaron grandes montos de dinero lo que los obligó a endeudarse con grandes montos de dólares. El pago de los servicios de la deuda los llevó a severos problemas económicos. Lo anterior se complicó aún más con la recesión económica mundial a principios de los años ochenta, las medidas para mitigar el consumo y de conservación, el desarrollo de nuevas energías y el aumento de países productores (no OPEP). Esto se recrudeció en 1986 con la severa caída de los precios. Estos eventos restringieron los fondos globales para la exploración y producción, haciendo que el autofinanciamiento se redujera fuertemente. Con esto la competencia internacional por dinero fresco se recrudeció. Esto obligó a gran parte de los países productores a abrir su sector de aguas arriba y, en muchos casos, privatizar (parcial o completamente) su industria petrolera, a fin de conseguir recursos, lo que marcó el declive de la OPEP. Tales medidas se encontraban a favor de impulsar el libre mercado y en línea por lo propuesto en el BM y el FMI.

4.6.1 Importancia del papel desempeñado por la OPEP en la industria petrolera

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) es uno de los actores más importantes en la escena petrolera. Esta organización engloba a los principales países productores del mundo¹²⁶. La OPEP ejerce un gran control sobre la producción petrolera global, busca un precio que permita alcanzar un nivel de ingresos que satisfaga sus expectativas y las de los países consumidores. La organización es un foro para tratar de coordinar las cuotas de producción, las discusiones políticas y reclamos comunes entre sus miembros o en contra del CPT y sus gobiernos. Dentro del organismo existen dos grupos que chocan

¹²⁶ A continuación se presentan todos los países que formaban parte de la OPEP hasta el 2000. Los miembros fundadores son: Arabia Saudita, Venezuela, Irak, Irán y Kuwait, todos en 1960. Posteriormente se unieron: Qatar (1961), Indonesia (1962), Libia (1962), Emiratos Árabes Unidos (1967), Argelia (1969), Nigeria (1971), Ecuador (1973) y Gabón (1975). Ecuador salió del grupo en 1972 y Gabón en 1975.

internamente por sus propios intereses¹²⁷. Lograr acuerdos sobre la fijación de los precios y sobre la participación de mercado de los dos grupos ha sido el mayor reto y que ha resultado en disputas entre. Esto ha sido una de las causas de la disminución del poder para negociar ante el exterior. Con datos de BP (2009) se ve que la OPEP tenía en el año 2000 el 77% de las reservas probadas mundiales, suficientes para 40 años de extracción; y el 43.5% de la producción global. Estos datos demuestran la centralidad de la OPEP en el sector petrolero. La mayor parte de esta producción se canaliza a Asia Pacífico, seguido de Europa Occidental y los EUA¹²⁸. La región asiática es la región de mayor crecimiento en el consumo de la OPEP.

Dentro de la organización, el país que más influencia y poder tiene por sus niveles de reservas, producción y capacidad de producción es Arabia Saudita. Este país para el año 2000 era dueño del 31% de las reservas del organismo y producía 29% de la oferta de la OPEP. De ahí que sus niveles de reservas y producción le confieren gran influencia en el mercado petrolero, pues es el proveedor de última instancia. No obstante, la relación en la OPEP de reservas/producción pasó de los 86 años en 1986 a 76 años en el 2000 (BP, 2009). Tal situación muestra que la OPEP no hizo las inversiones necesarias en los años noventa para elevar el monto de las reservas. Esta situación preocupa, pues es en los países del golfo donde duerme la riqueza petrolera del orbe.

Desde principios de la década de los años ochenta, producto de los desacuerdos al interior de la organización, incumplimiento de las cuotas de producción y reducción de la producción, la OPEP empezó a perder participación de mercado a favor de los productores no OPEP, bajando de 31.6 mbd en 1979 a 20 mbd en 1986 (BP, 2009). La mayor parte de esta contracción se debió a la fuerte reducción de la producción saudí. De 1982 a 1986, Arabia Saudita aceptó bajar su producción para estabilizar el precio del petróleo. Sin embargo, abandonó dicho esfuerzo en 1986, priorizando la recuperación de la cuota de mercado, lo que contribuyó al colapso de los precios. Tal decisión la llevó a cabo junto con

¹²⁷ Si se toman en cuenta aspectos como el nivel de reservas, producción, población y necesidades fiscales de los países que forman la OPEP, podemos encontrar dos grupos de países: 1) el primer grupo (Arabia Saudita, Kuwait, Emiratos Árabes Unidos) son países con grandes reservas y poca población, no producen a capacidad plena, buscan un precio estable y adecuado del petróleo que les permita administrar sus riquezas petroleras; se pueden considerar proestadounidenses y 2) el segundo grupo se conforma con países que tienen grandes poblaciones, menos reservas, producen a capacidad plena y tienen dificultades financieras: Argelia, Libia, Nigeria, Irán e Irak integran el grupo. Son considerados contrarios a los intereses de EUA. Venezuela ha sido parte de los dos grupos a lo largo de la historia (Noreng, 2003 y Kohl, 2002)

¹²⁸ Con información del Annual Statistical Bulletin 2008 de la OPEP se observa que Asia Pacífico en 1990 representaba el 31.2% de las exportaciones OPEP y para el 2000 fue de 38.7%. Europa occidental pasó del 34% al 24% de 1990 al 2000, siendo la región que más disminuyó sus importaciones. Por último, las exportaciones a los EUA se mantuvieron casi igual al pasar del 21.3% al 23% en el mismo período.

Kuwait. Con esto la OPEP consideró que quizá era mejor opción aumentar el volumen de producción que aumentar los precios, pues se hacía urgente recaudar ingresos suficientes para enfrentar la difícil situación económica que enfrentaban los países de la OPEP en esos años¹²⁹. Durante la GG la OPEP, y en especial Arabia Saudita, compensó la salida de la producción iraquí del mercado. Esta medida de aumentar la producción se mantuvo durante toda la década de los años noventa, concentrándose en los mercados asiáticos, europeos y estadounidenses. Cabe mencionar que esta política de aumentar la producción, encabezada por Arabia Saudita, se mantuvo en línea con los intereses de los EUA y otros países consumidores, pues permitió tener una oferta importante de petróleo a precios relativamente bajos. Baste recordar que EUA fue el gran ganador en la GG, lo que le ganó una gran influencia en Medio Oriente y, por ende, dentro de la OPEP.

4.6.2 Apertura del *upstream* al Capital Petrolero Transnacional

La apertura fue golpe importante para los países productores, pues vieron perder mucho de lo ganado en las décadas anteriores en materia de soberanía y en su sentimiento de nacionalismo. Con la crisis de la deuda y un precio del petróleo a la baja, la industria petrolera internacional experimentó una escasez de fondos para la exploración y producción. Tanto las instituciones financieras internacionales como el BM y los bancos privados restringieron sus préstamos. La nueva realidad económica hizo que los países productores compitieran entre ellos para allegarse de socios privados que le ayudaran a mantener sus proyectos de exploración y producción (Rodríguez-Padilla, 1991).

Pero no todos los países productores se vieron afectados de la misma forma, puesto que a mayores recursos petroleros mayor capacidad de negociación frente a las petroleras extranjeras y sus gobiernos¹³⁰. La situación de los pequeños y medianos productores no les

¹²⁹ A pesar de que el país incrementó su producción en 55% vio disminuidos sus ingresos en 20% debido a la mencionada baja de los precios; esta situación afectó fuertemente también a países como Venezuela, Indonesia, Libia y Argelia, los que exigieron una mayor disciplina y respeto por las cuotas de la OPEP (Ruíz-Caro, 2001, p. 27).

¹³⁰ Rodríguez-Padilla (1991, p.249) desarrolló una tipología para ubicar a los países en relación a su nivel de apertura, la cual está en función de los recursos en el subsuelo, experiencia en el sector y situación económica del país en cuestión: a) el primer grupo (países pequeños), se constituyó por países con bajos recursos petroleros, los cuales son totalmente dependientes del CPT para poder llevar a cabo las actividades del *upstream* (Nueva Guinea, Zaire, Guatemala y Filipinas). La capacidad de poder negociar de manera ventajosa para ellos era limitada; b) el segundo grupo (medianos), se formó por países que tomaron la mayor parte de sus industrias petroleras, pero que no contaron con el conocimiento total de las técnicas de exploración y producción, ni la capacidad financiera para poder llevar a cabo todas las actividades petroleras. Para mantener los ritmos de producción acordaron contratos de asociación, de producción compartida o de servicio y riesgo. Ante tal situación, estos países fueron forzados a entrar en acuerdos con el CPT para evitar la caída en la producción (Indonesia, Omán, Nigeria, Egipto, entre otros) y; c) Mientras que el tercer grupo

permitió seguir aguardando a que las condiciones económicas internas y externas mejorarán. Esto les hubiera permitido desarrollar de mejor manera la actividad petrolera y sin tanta dependencia del CPT; sin embargo, al no ocurrir esto, los países tomaron una serie de medidas a fin de atraer inversión extranjera “The measures considered most attractive were increasing the company's share of production, lowering royalties and taxes, seismic option contracts, and eliminating price and exchange rate controls.” (Rodríguez-Padilla, 1991, p. 116). En cambio, la mayoría de los países más importantes optaron por abrir al CPT ciertas actividades donde la compañía nacional tenía serios impedimentos para avanzar por la carencia de dinero o tecnología. El proceso de apertura en la mayoría de los países evolucionó por fases: pasando desde la asociación entre las compañías nacionales y el CPT, continuando con la exploración en aguas profundas, hasta la venta de ciertas fases de la industria petrolera como la refinación-distribución y la petroquímica (Rodríguez-Padilla, 1991). Esta nueva forma de alianzas entre compañías petroleras con las CPN se volvió la forma más común de asociación.

Los procesos de apertura quedaron enmarcados bajo acuerdos internacionales de inversión, en línea con las políticas de mercado, que buscaron la apertura de los países productores a la inversión privada extranjera de los países desarrollados sin grandes trabas. Dentro de estos destacan: *Bilateral Investment Treaties* (BITs) y el *Energy Charter Treaty* (ECT)¹³¹, el primero impulsado por EUA y el otro por la UE (en la sección 4.7.3 se ahonda en esto). Bajo tales acuerdos se minan la soberanía de los países, pues quedan supeditados a los designios de estos contratos que resuelven las disputas de los países y las petroleras en los tribunales internacionales. Asimismo, se busca que las petroleras privadas no paguen una renta, pues obstaculiza el libre flujo de las inversiones. La única renta permitida es la diferencial, la cual depende del poder relacional de los actores involucrados (Mommer, 2003).

de naciones (grandes), se construyó por países con grandes recursos petroleros en el subsuelo y que cuentan con el control total de su industria petrolera. Las compañías petroleras nacionales de estos países fueron capaces de desarrollar todas las fases de la exploración y producción petrolera. En principio, la relación con el CPT se limitó a los contratos de servicios, para luego pasar a los acuerdos de acceso a la producción. Podemos ubicar en este grupo a países como Irán, Irak, Venezuela, Argelia, Kuwait, Arabia Saudita y México.

¹³¹ Axelrod (1996):

The idea for a European Energy Charter was conceived by former Dutch Prime Minister Ruud Lubbers and presented at a European Council meeting in June 1990. He suggested that industrial cooperation in the field of energy might be 'a catalyst for economic revival in Eastern Europe and the USSR. The Charter's goal was the promotion of closer interaction between the two parts of Europe, encouraging European integration through the development of trade and investment, thereby strengthening the European Union. (p.497)

En relación a la OPEP, la crisis de la deuda y las medidas para aliviar esa pesada carga en los años ochenta socavaron sus economías, puesto que son países altamente dependientes de los ingresos petroleros. Por otro lado, la OPEP abandonó el precio de reemplazo fijado en los setenta a la par que los países consumidores impulsaron la medida de controlar los precios a partir de la cotización de los crudos marcadores (Brent y WTI) en Nueva York y Londres, provocando que el precio de la OPEP ya no sea el precio clave que sigue el mercado. Ante esta situación, se vio forzada a iniciar una serie de medidas. Una de las principales respuestas fue la apertura de la parte correspondiente a la exploración y producción a la inversión extranjera, salvo Arabia Saudita y Kuwait, pues necesitaban aumentar sus ingresos. Estos países carecían del dinero, la tecnología y la organización necesaria para desarrollar su *upstream*, elementos que el CPT tenía. Toda esta serie de acontecimientos minaron fuertemente el poder relacional de la OPEP y colocaron al CPT en línea para retomar gran parte del poder perdido en la década de los setentas; además de permitir el acceso a nuevas reservas y producción y, de este modo, ejercer su poder relacional al momento de negociar. Esto fue más patente después de la GG que consolidó a EUA y, por ende, a sus petroleras en la región de MO, lugar donde se encuentran la mayoría de sus miembros. La mayor parte de los países que abrieron su sector lo hicieron mediante los Contratos de Producción Compartida (Indonesia, Irak, Qatar, Argelia, Libia y Nigeria, países de la OPEP con este tipo de convenios), acuerdos muy convenientes al capital foráneo¹³². De esta manera se consumó el regreso del CPT al territorio controlado por la OPEP.

4.6.3 Negociaciones con otros países productores para estabilizar el mercado

Con el declive en su poder sobre el mercado petrolero, la OPEP se vio obligada a buscar la ayuda de los principales exportadores de petróleo no OPEP para estabilizar el mercado en momentos difíciles como las caídas en los precios de 1986 y 1998. La OPEP produce el 43% de la producción mundial, por lo que necesita la ayuda de otros productores para estabilizar el mercado. Ahora bien, dentro de los productores no OPEP sólo unos pocos son capaces cooperar: México, Noruega y Omán. Estos países son dependientes en mayor o menor grado de la renta petrolera, razón por la cual les resulta favorable bajar o subir los

¹³² Al respecto Kochhar et al (2005, p.8) muestra este tipo de acuerdos son los más convenientes para los inversionistas privados:

- IOCs enjoy increased autonomy in running the exploration and production operations.
- Allows for the rapid recovery of invested sunk cost by the IOC.
- It is considered the most attractive investment model by IOCs and has been successful in attracting foreign investment in most countries.

volúmenes de producción para apoyar el esfuerzo de la OPEP para estabilizar los precios en el mercado. Además, la producción de México y Noruega es muy atractiva a los compradores por la seguridad en la oferta resultado de la localización geográfica y la estabilidad política (Noreng, 2003).

4.6.4 La capacidad de producción adicional como medida de disuasión

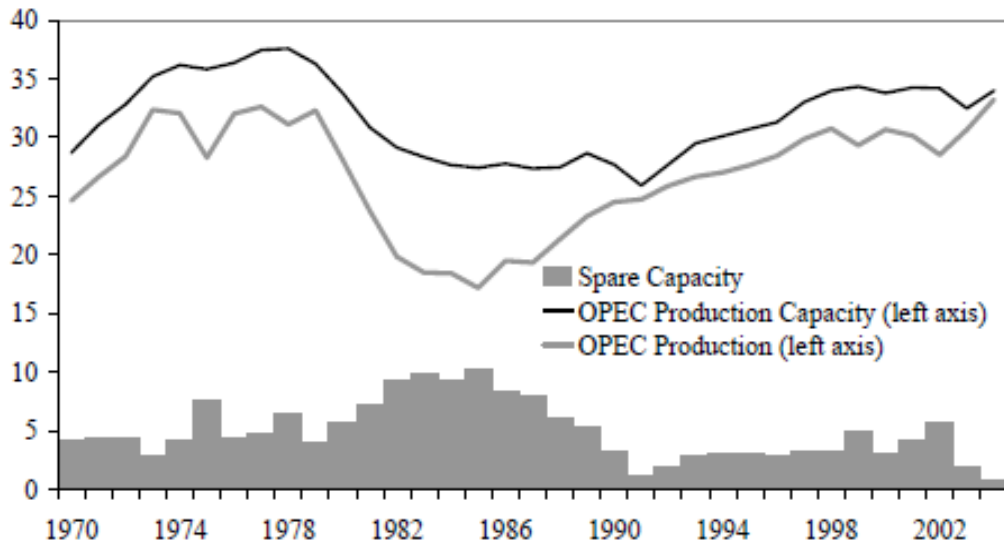
Un aspecto importante y que se encuentra ligado al poder de la OPEP y a las disputas internas es la capacidad de producción ociosa, la cual resulta de la diferencia entre la Producción Máxima Sostenible (PMS) y la producción real¹³³(Parra, 2003). La OPEP en su conjunto goza con la mayor capacidad ociosa en el escenario petrolero. Esta relación entre capacidad para aumentar la oferta y la capacidad para reducirla es crucial no sólo en las negociaciones que preceden a las sesiones de la OPEP, sino también en el ajuste continuo del lado de la oferta frente a las fluctuaciones de la demanda. Si es bien usada, la capacidad ociosa permite estabilizar el mercado, ajustando la producción a los sobresaltos en el consumo. Mal empleada, puede desalentar la inversión competitiva, pues puede desplazar productores o evitar que los otros inviertan en mayor capacidad. A los proveedores que enfrentan bajos costos les conviene invertir en capacidad ociosa, ya que es un medio disuasivo que ayuda a mantener el control del mercado. También les conviene tener la capacidad de retraer la oferta para influir en los precios. Al interior de la OPEP los países que disfrutan de una mayor capacidad ociosa son Kuwait y Arabia Saudita¹³⁴, productores de bajo costo (Noreng, 2003).

¹³³ Parra (2003):

Independientemente de las decisiones de restricción de la producción que se impongan los productores, es preciso conocer su capacidad de producción máxima sostenible (PMS), definida como la cantidad máxima que: 1) puede ser puesta a disposición en un período de 30 días; y 2) es sostenida durante al menos 90. Un parámetro útil al analizar el mercado del petróleo es la capacidad ociosa, es decir, la diferencia entre la PMS y la producción real (p. 78).

¹³⁴ La contribución de Arabia Saudita fue esencial para la defensa de los precios altos durante 1982-85 para bajarlos en 1997 y para elevarlos de nuevo en 1999. Arabia Saudita actúa como una empresa dominante en el mercado mundial del petróleo, decidiendo en realidad sobre el desempeño de la OPEP en la medida en que ningún otro miembro posee una flexibilidad equiparable.

Gráfica4.8
Producción total de petróleo crudo de la OPEP y capacidad de producción total y ociosa (millones de barriles diarios), 1970-2003



Sources: United States Dep't of Energy, International Energy Agency, and IMF Staff

Fuente: Kochhar, Ouliaris y Samiei, 2005, p.2

La gráfica muestra como se ha comportado la capacidad ociosa desde los años 70 hasta principios del presente siglo. Hasta finales de los años setenta la capacidad de producción registraba un ritmo de crecimiento importante, necesario ante el incremento de la producción OPEP. Durante la década de los años ochenta la capacidad de producción se desplomó, producto de los bajos precios y de las dificultades de los países productores. Esta situación no representó un grave problema, pues la OPEP decidió disminuir su nivel de producción, provocando una considerable capacidad ociosa. En los años noventa, la tendencia se revirtió, la capacidad de producción aumentó, impulsada por Arabia Saudita, pero a un ritmo ligeramente superior a la producción. Esto ocasionó que la capacidad ociosa sea la menor desde los años setenta. De lo anterior se puede inferir durante los noventa no se hicieron las inversiones suficientes para tener un mayor nivel de producción ociosa, restringiendo su poder de negociación y de control sobre el mercado petrolero.

4.6.5 Expansión de la Compañía Petrolera Nacional (CPN)

A pesar de lo anterior, hubo algunos aspectos donde los principales productores de la OPEP encabezados por sus CPN lograron avances. Como resultado de los precios bajos del petróleo después de la caída de precios de 1986, las CPN se hicieron de un buen número de activos pertenecientes a las CPI en refinación y comercialización. Los países de la OPEP con recursos petroleros importantes y con una CPN de gran magnitud, se lanzaron a invertir fuera de sus fronteras en activos localizados en el *downstream* mediante la asociación

(*joint venture*) con las CPI y en un número limitado de casos con la compra total del activo. Estos países fueron Arabia Saudita, Venezuela, Kuwait y en menor medida Libia y los EAU¹³⁵. Este desarrollo hacia fuera de la OPEP no significó que abandonasen sus actividades en este rubro al interior de sus países. A diferencia de las CPI las CPN buscaron lograr la integración vertical de sus operaciones, ya que con ésta pueden asegurar puntos de venta para colocar su crudo.

By investing in downstream facilities in the consuming countries, a number of NOCs spread their risk, secured new outlets for their crude, improved their understanding of the market and consumer needs, added value to their product and hoped to offset any losses in one sector with profits in another (profits in refining often did not materialize, however) (Marcel, 2006, p. 183).

Así, las CPN se volvieron jugadores importantes en el negocio petrolero, al estar presente en todos los puntos de la cadena petrolera. Las CPN de los países más importantes de la OPEP sobrevivieron a la embestida neoliberal y se robustecieron¹³⁶. Sin esto la OPEP hubiera quedada completamente supeditado a las necesidades de las CPI, los países consumidores y el mercado.

¹³⁵ a) Arabia Saudita: hacia fines de los años ochenta logró un acuerdo de tipo *joint venture* con Texaco, a partes iguales, para constituir Star Enterprise. Para 1998, Star Enterprise y Shell Oil (adquirió la parte que vendió Texaco) realizan otra *joint venture* para formar Motiva Enterprises. Pero no sólo se enfocó en EUA. En los noventa realizó acuerdos similares con empresas locales en países como Japón, Corea y las Filipinas, aunque con menor éxito; b) Venezuela: este país desde finales de los años ochenta presentó una intensa participación en el sector de refinación de los EUA. Tal participación resulta de las diversas asociaciones (*joint venture*) de CITGO (100% de PDVSA, su CPN) con diversas empresas privadas de EUA como UNOCAL (1989), Lyondell (1993) y Mobil (1998). Para mayor información ver EIA, 1998, p.71 y EIA (n.f). También tiene asociaciones en Alemania, Suecia, Bélgica, Escocia e Inglaterra y adquirió una refinería en Antillas Holandesas; c) Kuwait: con su CPN (KPC) se enfocó en la compra de refinerías en Europa, lo que le impulsó a desarrollar su propia marca (Q8). Al comprar estos activos le significó poner su petróleo en países como Dinamarca, Suecia, Italia e Inglaterra; d) en menor medida destacan los casos de Abu Dhabi, Libia e Irán. Abu Dhabi compró participaciones en refinerías y en la distribución en España. Libia realizó algunas inversiones en Italia e Irán tiene proyectos en Pakistán y e) México (Pemex): en los años ochenta y noventa invirtió en el *downstream* internacional. Tiene participaciones en la distribución y refinación española (Petronol y Repsol) y en EUA. En este país desarrolló una *joint venture* con Shell en 1992 en Deer Park, Texas (Pittaluga, 1999; EIA, 1998; EIA, n.f y Marcel, 2006).

¹³⁶ Para el 2001, dentro de las 10 primeras empresas productoras del orbe seis pertenecen a los países productores de la OPEP: Saudi Arabian Oil, National Iranian Oil, Petróleos de Venezuela, Nigerian National Petroleum, Kuwait Petroleum y la Irak National Oil.

4.6.6 Obtención de la renta petrolera como objetivo clave para los países de la OPEP

Los países de la OPEP son altamente subordinados de la renta petrolera, pues sus finanzas públicas se encuentran totalmente petrolizadas¹³⁷. De acuerdo a Kohl (2002), sólo Kuwait y los EAU no son tan dependientes por su estructura financiera, pues no tienen grandes poblaciones a las cuales proporcionar servicios públicos ni grandes deudas por cubrir. Los movimientos que ha hecho la OPEP responden a la apropiación de una mayor renta petrolera.

Durante la década de los años setenta y debido al alto precio del petróleo los países de la OPEP disfrutaron una gran avalancha de ingresos petroleros. Sin embargo, desde principios de los años ochenta el precio empezó a caer, situación que se agudizó en 1986. La década de los años noventa fue testigo de ingresos muy por debajo de lo alcanzado en los setentas, escenario que se empezó a revertir en 1999¹³⁸. Esta situación tuvo los puntos más complicados en 1986 y 1998, años que registraron un precio sumamente bajo, poniendo en jaque a las economías de la OPEP. Esta dependencia económica afecta severamente a sus industria petroleras, pues estos países ocupan gran parte de la renta en hacer frente a sus necesidades internas de sus países como políticas sociales, salud, empleo y armamento¹³⁹; dejando de lado la realización de las inversiones suficientes para seguir manteniendo una CPN moderna y competitiva, capaz de seguir siendo la base del crecimiento de sus países. Lo anterior se pudo ver reflejado en la capacidad ociosa y en el crecimiento de las reservas de la organización durante los años noventa. La renta petrolera despierta las disputas por la apropiación entre los países productores y el CPT. Las ganas por captar impuestos especiales a la extracción de petróleo se encuentran motivadas por el dueño – en este caso el Estado- de quedarse al menos una parte del valor intrínseco del petróleo que se

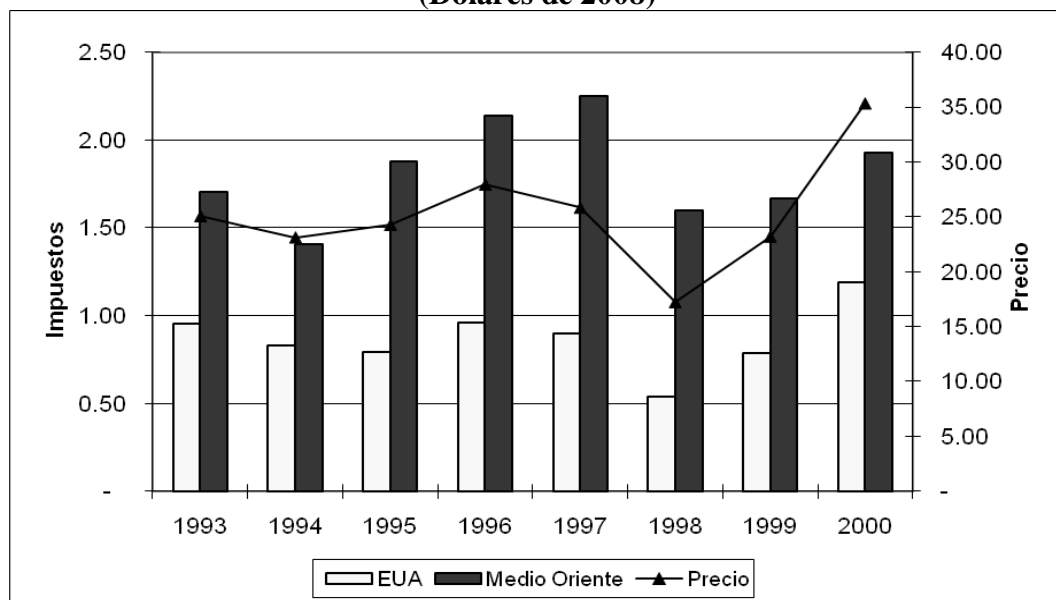
¹³⁷Para el período 1995-99, la dependencia de los ingresos petroleros para las finanzas públicas de los países OPEP era: Kuwait (88%), Arabia Saudita (75%), Irak (75%), Nigeria (67%), Argelia y Qatar (60%), Libia y EAU (50%), Irán y Venezuela (40%) e Indonesia (14%) (Kohl, 2002).

¹³⁸ En 1980 los ingresos petroleros de la OPEP alcanzaron los 721 mil millones de dólares; en 1986 el monto se contrajo hasta los 127 mmd. En 1990 se lograron 222.8 mmd, en 1995 sólo 189 mmd y para el 2000 fue de 312 mmd. http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/OPEC_Revenues/Factsheet.html

¹³⁹ Al mismo tiempo, Arabia Saudí destaca entre los países que destinan una mayor porción del PIB y de su presupuesto anual a gastos militares: cerca del 20% del PIB en 1988 y un 36% del presupuesto estatal en 1989. Durante la década comprendida entre 1987 y 1996, los países del Golfo Pérsico y del Magreb fueron con mucho los principales clientes de la industria bélica occidental, con una participación cercana al 40% de todas las compras mundiales (muy por encima de los países miembros de la OTAN). Aunque hacia 1988 se produce una ligera caída en su demanda de armamento (hasta un tercio del total mundial), tras la guerra del Golfo las importaciones de armas se disparan en toda la región para representar casi el 45% del total mundial en 1992, según consta en el *The Military Balance 1997/98* (Oxford University Press, 1997 citado por Giordano, 2002, p.66).

halla en el subsuelo¹⁴⁰. Los países de la OPEP en el MO presentan zonas no maduras y con menores costos de producción que los de EUA o Mar del Norte, por lo que cobran impuestos altos. Con la imposición del modelo neoliberal, los países disminuyeron sus impuestos¹⁴¹ y, en algunos casos, suscribieron acuerdos beneficiosos para el CPT con el fin de atraer inversiones (Qatar, Argelia, Libia y Nigeria suscribieron acuerdos de participación compartida). Lo que significó en una disminución en su renta petrolera apropiada. La gráfica ilustra que los impuestos a la producción¹⁴², incluyendo *royalties* pago por el uso del yacimiento, siguen la evolución de los precios. Medio Oriente, con varios miembros de la OPEP, presenta en promedio los impuestos más altos en el mundo.

Gráfica 4.9
Impuestos a la producción en Medio Oriente y EUA, 1992-2000
(Dólares de 2008)



Fuente: Elaboración propia con base en información de los *Performance Profiles of Major Energy Producers* elaborados por la Energy Information Agency (EIA)

Los países de la OPEP tradicionalmente han seguido una estrategia rentista, es decir, que han vivido de las condiciones naturales de su subsuelo, donde sin mucho esfuerzo pueden

¹⁴⁰ De acuerdo a Noreng (2003, p. 236) “ Al gobierno propietario de la tierra le interesa el concepto de recaudación gubernamental total: impuestos a las ganancias, aranceles, regalías, impuestos a la renta e impuestos corporativos, con debida atención a la tasa de retorno deseada para los inversionistas”

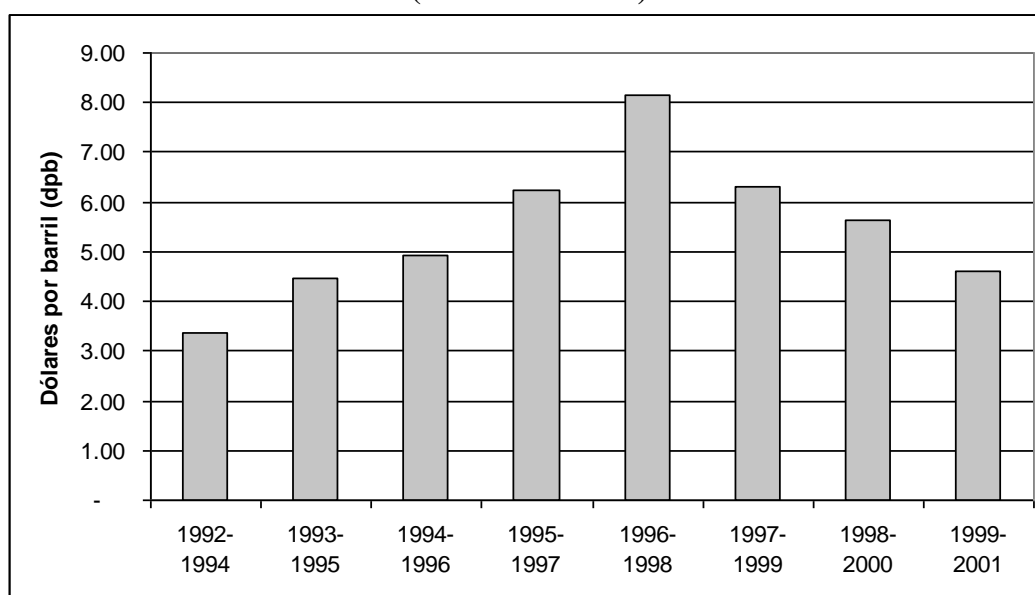
¹⁴¹ EIA (1993):

Indonesia reduced income taxes from 56 to 48 percent, and Nigeria adjusted income taxes and royalty rates to assure companies a \$2-per-barrel accounting profit. Venezuela began considering rate reductions from 60 to 30 percent on taxes applying to joint ventures with foreign petroleum companies. The effective income tax rate on the Financial Report System (FRS) companies' foreign operations fell from about 70 percent in 1985 to 50 percent by 1993 (p. 79).

¹⁴² “Traditional production taxes also increased in the early 1980's. Often set up as production-sharing agreements, production taxes typically allow the company to keep a share (usually 40 percent) of a predetermined “cost recovery” level of production, valued at market price”(EIA, 1993, p. 79).

accesar al petróleo En cambio, el CPT que se enfocó en la tecnología como uno de los puntos más importantes sobre el cual este grupo centró su avance. Los países de la OPEP, en especial los países ubicados en MO disfrutaban de los menores costos de producción a nivel mundial, como consecuencia de la fertilidad del suelo y la calidad de su petróleo, es decir, disfrutaban de una Renta Diferencial (RD). Una aproximación de lo anterior se ofrece en la gráfica siguiente¹⁴³.

Gráfica 4.10
Renta diferencial de MO de 1992-1994 a 1999-2001
(Dólares de 2008)



Fuente: Elaboración propia con base en información de los *Performance Profiles of Major Energy Producers* elaborados por la Energy Information Agency (EIA).

La gráfica muestra que la RD fue en aumento hasta mediados de los años noventa, resultado de la disminución en los costos de producción de MO, para luego disminuir en la segunda mitad de la década.

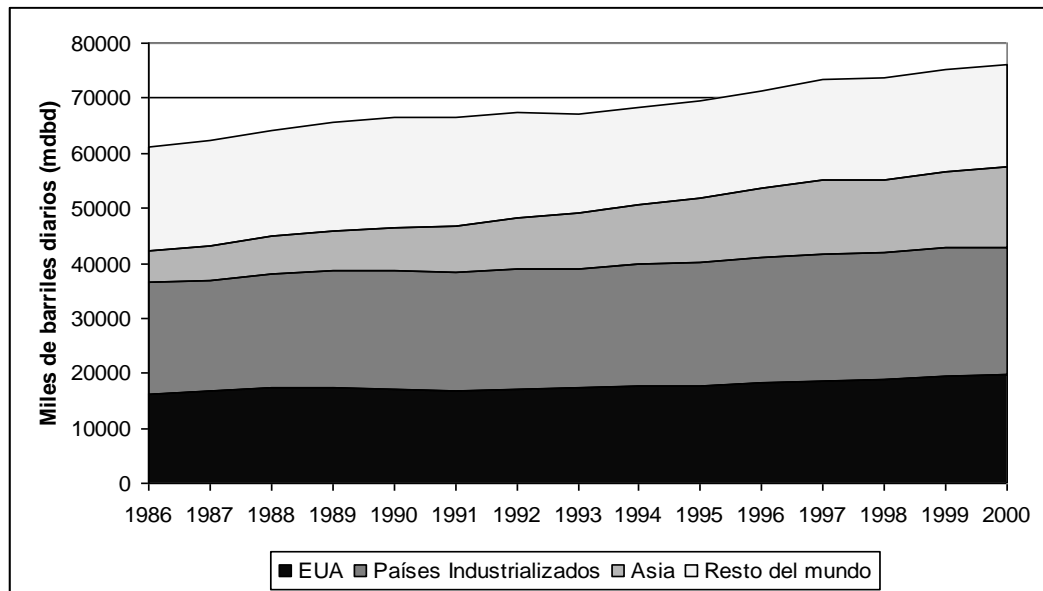
4.7 Comportamiento de los principales países consumidores

Ahora es necesario presentar el camino que siguieron los principales consumidores del mundo desde mediados de los años ochenta hasta el año 2000. La gráfica muestra a los principales consumidores del orbe encabezados por EUA, los Países Industrializados (UE, Canadá, Japón y Australia) y Asia. Tradicionalmente los EUA y los Países Industrializados

¹⁴³ La gráfica esta basada en los datos de los *Performance Profiles of Major Energy Producers* elaborados por la Energy Information Agency (EIA). Estos datos se ofrecen información de las compañías petroleras estadounidenses que tienen operaciones en Medio Oriente, por lo que excluye a las CPN que se encuentran en MO, empresas que por ser nacionales pueden enfrentar menores trabas que se pueden traducir en menores costos de producción. De ahí que el resultado que se presenta es una aproximación a la RD que se presenta en los países miembros de la OPEP que se encuentran en MO.

(PI) han encabezado el consumo, pero durante la década de los noventa el continente asiático se posicionó como la zona de más rápido crecimiento del globo, encabezada por China e India. Tanto los países europeos como los asiáticos importan gran cantidad de los países de Medio Oriente. Por el significado de los EUA en el escenario petrolero global sus estrategias serán analizadas en otro apartado. Con la disminución en precios, mejora en la eficiencia energética, presiones en los acuerdos energéticos, reducción en el consumo e impulso a los mercados financieros, los países industrializados mejoraron su situación en el mercado petrolero. Éstas medidas ayudaron a disminuir el poder de la OPEP en la fijación de los precios.

Gráfica 4.11
Consumo mundial de petróleo, 1986-2000



Fuente: elaboración propia con base en BP (2009)

4.7.1 Reducción en el consumo de petróleo y privatización

Después de la crisis de los años setenta, los Países Industrializados (PI), encabezados por la Unión Europea (UE) se concentraron en reducir su dependencia del petróleo. Para la década de los años noventa, el consumo de la UE y Japón se mantuvo estable, aumentando ligeramente hacia finales de la década. La baja y posterior estabilidad en el consumo por parte de la UE se logró gracias a la mantención de inventarios petroleros, a la mejora en la eficiencia energética y en el impulso a nuevas energías como la solar y la eólica. Estos pasos se iniciaron en los setentas y continuaron en los ochentas y noventas. Otra medida clave en el desempeño de los grandes consumidores fue la privatización y desregulación de su industria energética (petróleo y gas, electricidad y carbón). En la industria petrolera varios

países europeos privatizaron sus industrias petroleras (Francia, España, Italia, Alemania e Inglaterra). Este proceso se dio con más fuerza en los países menos desarrollados. La apertura de los sectores energéticos alrededor del mundo a la inversión privada se empezó en los años ochentas y se consolidó en los años noventa. Este proceso afectó por igual a países con pocos recursos petroleros, a los de economía planificada (bloque socialista) y a grandes productores de petróleo. La ola de privatizaciones en el sector se dio a escala global, lo mismo en Europa, que en AL y el antiguo bloque socialista¹⁴⁴:

Global giants, such as British Petroleum, British Gas, Elf Aquitaine (France), ENI (Italy), Petro Canada, Repsol (Spain), and TOTAL (France), have all recently undergone transitions from state-owned to some significant degree of private ownership. Other large petroleum companies lie in the countries of the Former Soviet Union and in Latin America, and have also been moving towards private ownership. (EIA, 1996, p. v)

4.7.2 Captura de la renta petrolera mediante impuestos a los productos petroleros

Los PI, en especial la UE, continúa con la política de aumentar los impuestos a los productos petroleros importados. Tal medida responde al hecho de disminuir el consumo de hidrocarburos y en teoría mejorar el medio ambiente, pero también manifiesta el afán de estos gobiernos por capturar una parte de la renta petrolera de monopolio generada en el negocio petrolero. Los productos petroleros son una gran base gravable y tienen una demanda inelástica, lo que da cabida para poner altos impuestos, que por sus consumo masivo son difíciles de evadir. Debido a los niveles de impuestos en estos países la disminución de los precios internacionales del petróleo no tiene grandes efectos sobre el consumidor final. Los europeos tienen los impuestos al consumo más altos en productos derivados. Noreng (2003) sostiene que en 2001 cerca de dos tercios del precio del consumidor final en productos petroleros en la UE eran impuestos.

4.7.3 Acuerdos energéticos como medio de lograr la seguridad energética, minar la soberanía de los países productores e impulsar a las petroleras privadas

La apertura de muchos países petroleros bajo el paraguas de los PAE produjo cambios en el sector petrolero global dignos de analizar. Bernard Mommer (2003, p.89) identifica que la propiedad pública es la más común en el orbe, bajo tal premisa se reconocen los dere-

¹⁴⁴ De la Vega (2003) ubica dentro de las privatizaciones dos formas de llevarla a cabo: 1) la privatización en sentido estricto, la cual se caracteriza porque la CPN se privatizó totalmente: Argentina, Perú, Inglaterra, Francia, Italia y Rusia, sin embargo, tal movimiento no se generalizó en la esfera de los países productores y 2) privatización en el sentido amplio, bajo la cual la apertura del sector de exploración y producción de petróleo y gas al sector privado extranjero se ha ejecutado sin vender la CPN. Esta privatización implica nuevas formas institucionales y regulatorias en los cuales se inserta la CPN.

chos de propiedad que tiene y ejerce el Estado sobre los recursos que se encuentran en el subsuelo. Pero con los cambios ocurridos con el neoliberalismo, se da cuenta que hay dos formas fiscales de clasificar a la propiedad pública: la *propietal* y la *no propietal*. En la primera, el Estado permite el acceso al yacimiento sólo si las ganancias a futuro y los ingresos fiscales son convenientes para el capital foráneo y para el país, por lo cual se reconoce que hay un pago al dueño del recurso. En la *no propietal*, sólo se considera el pago de un impuesto sobre los ingresos excesivos, no hay cabida para el pago de una renta. Se pretende que el gobierno en cuestión únicamente se comporta como administrador del yacimiento, permitiendo el acceso al recurso sin grandes trabas. Bajo este esquema se busca lograr el acceso libre a las reservas de petróleo y gas mundiales. Estos convenios son impulsados por los países consumidores y por el CPT. Tales acuerdos se encuentran en línea con lo planteado en el modelo neoliberal.

Dentro de estos tipos de regímenes fiscales se destacan: *Bilateral Investment Treaties* (BITs) y el *Energy Charter Treaty* (ECT)¹⁴⁵. Bajo estos acuerdos internacionales, los diversos contratos petroleros se consideran sólo “inversiones” con lo que se ignora la relación existente entre dueño (Estado) e inquilino (CPT) (Mommer, 2003, p.174). Reconocen que es mejor pagar un impuesto sobre los ingresos extraordinarios que una royalty. Los primeros (BITs) son impulsados por los EUA y el segundo por la UE. Estos acuerdos se centran en la búsqueda de nuevos recursos petroleros dentro de nuevas zonas como las ex repúblicas socialistas y en la negación de los derechos de soberanía permanente por parte de los países productores. Además, revelan el poder estructural de los EUA y la UE. Pues estos tratados energéticos van más allá de su soberanía y modifican las estructuras de las industrias energéticas de estos países, claves en su desarrollo. Los acuerdos se llevan a cabo entre un país desarrollado y un subdesarrollado, pero el flujo de inversiones va del rico al pobre. Asimismo, se busca que las disputas entre los gobiernos y los inversionistas no se resuelvan bajo las leyes nacionales, sino en tribunales internacionales y bajos los lineamientos de la Organización Mundial de Comercio (OMC)¹⁴⁶, lo que va en detrimento de su soberanía.

¹⁴⁵ Axelrod (1996):

The idea for a European Energy Charter was conceived by former Dutch Prime Minister Ruud Lubbers and presented at a European Council meeting in June 1990. He suggested that industrial cooperation in the field of energy might be 'a catalyst for economic revival in Eastern Europe and the USSR. The Charter's goal was the promotion of closer interaction between the two parts of Europe, encouraging European integration through the development of trade and investment, thereby strengthening the European Union. (p.497)

¹⁴⁶ Axelrod (1996, p.498):

En estos acuerdos de tipo *no propietal* tienen en los Contratos de Producción Compartida (CPC)¹⁴⁷ una buena herramienta para lograr sus fines. Cabe mencionar que este tipo de contrato se ha estado volviendo en el más utilizado en el mundo. Los CPC son acuerdos entre un Estado (o la CPN) y un contratista (CPT). Se busca que mediante estos acuerdos las CPN de los países productores se involucren en el negocio mediante *join ventures* con las petroleras privadas. Con esto se pretende que sólo las CPN absorban los daños por los cambios en las legislaciones nacionales, en especial en materia tributaria. Con la asociación la CPN paga impuestos (royalties) y absorbe castigos en nombre de las dos

The ECT has language similar to the General Agreement on Tariffs and Trade (GATT) and addresses the areas typical of most trade legislation. The treaty tries to be consistent with GATT principles such as most favored nation (MFN), establishment of an open and competitive market and removal of trade barriers. It makes it possible for those states not in GATT to obtain MFN status through the back door in the energy sector (p.498).

¹⁴⁷ Los tipos de contratos de acuerdo a Parra (2003), Kochhar et al (2005) y Guirauden (2007) son:

- a) Concesiones: en este caso, el contratista es el dueño de las instalaciones, del petróleo y gas producidos. El Estado le otorga a la compañía el derecho exclusivo para la exploración (exploration licence) y desarrollo y producción (lease or concession) para cada descubrimiento comercial. El Estado capta rentas mediante el cobro de derechos y/ o impuestos (bonos, royalties sobre la producción e impuestos sobre las ganancias). Es el sistema empleado en los países desarrollados que cuentan con recursos (EUA, UE, Canadá) y en algunos países menos desarrollados (Rusia, Colombia, Brasil, Angola, Argentina, EAU, etc)
- b) Contratos de Producción compartida (PSA, Production Sharing Agreement o PSC, Production Sharing Contract): son muy empleados actualmente. Es un acuerdo entre el Estado y un contratista o la CPN y el contratista (Joint Venture). En este tipo de contratos, el Estado es el propietario de los derechos minerales y, por tanto, de la producción. El contratista corre con todo el riesgo: explorar, perforar, producir, financiar y si hay resultados se le reconocen los gastos que desembolsó (Cost oil) y los cobra en especie (un porcentaje de la producción anual obtenida en la zona). Descontado los gastos se logra un beneficio (Profit oil) que se reparte según lo puesto en el acuerdo entre el Estado y el contratista. Por tanto, si el país tiene una CPN es libre de tomar la parte de la producción que le corresponde y comercializarla. La familia de estos acuerdos es muy variada. Los estados quieren tener más ingresos mediante la elevación de los derechos que se aplican sobre el ingreso bruto y poniendo límites a la recuperación de los costos (30% a 60%). En cambio, el contratista busca reconocimiento amplio de costos sin límite (entre más alto el porcentaje, más rápido recupera sus costos y logra un mejor rendimiento a sus accionistas) y pagar según beneficio, no según ingreso. Estas dos visiones son las que se discuten arduamente en los acuerdos. La posibilidad de adaptar los términos de los contratos de acuerdo al potencial de recursos exhibidos en un lugar dado explica el éxito de estos acuerdos. Los primeros acuerdos de este tipo se dieron en Indonesia (1966) y Perú (1971). Como en estos acuerdos se reconocen los derechos de propiedad del Estado, son la forma más común de acuerdo entre el Estado y el contratista (compañía petrolera o de servicios petroleros) en los países menos desarrollados. Se tiene países que pertenecieron al bloque exsocialista como Rusia y las de Asia Central (Azerbaijan, Kazakhstan, Uzbekistan y Turkmenistan), China, Vietnam y Cuba; Perú, Egipto, Guinea Angola, Malasia, Omán, Bahrain, entre otros; y OPEP (Indonesia, Irak, Qatar, Argelia, Libia y Nigeria).
- c) Contratos de servicio: el Estado, generalmente por medio de la CPN, contrata una empresa para que desarrolle o mejore la producción de un campo ya conocido. Por su labor recibe un pago que en la mayoría de las veces es en efectivo, aunque a veces puede ser en especie (producción), previo acuerdo. Aquí la producción es comercializada por la CPN. En estos contratos, el Estado mantiene todos los derechos de propiedad sobre las reservas y la producción, es dueño de las instalaciones de producción y controla mediante la CPN los planes de desarrollo y los niveles de inversión. Existen dos tipos de acuerdos: 1) contratos de servicios de riesgo, en los cuales el contratista sólo recupera sus costos de inversión si tiene éxito y 2) contratos de asistencia técnica o cooperación, donde el contratista es usado para reanudar la producción de campos en declinación y, algunas veces, realizar actividades de desarrollo; el financiamiento es proporcionado por el Estado. Estos contratos son usados por países que tienen cuantiosas reservas, que nacionalizaron su industria y que quieren mantener el control directo de la producción, pero que necesitan la tecnología que tienen las compañías internacionales (petroleras y de servicios petroleros). Los ejemplos más claros son los países de la OPEP (Venezuela, Irán, Argelia, Qatar y Nigeria).

(CPN y la CPI). De tal suerte la petrolera privada trata de pagar lo menos posible. Así, paulatinamente las petroleras privadas, en especial el CPT, van controlando a la CPN, lo que se ve ayudado con el hecho de que las disputas se resuelvan en suelo diferente al del país productor, punto diseñado en estos acuerdos de inversión. Además, su fin último es que la CPN sólo sea una agencia que se dedique a contratar servicios y otorgar licencias. Al no cobrarse la *royalty* a la petrolera, el país productor sólo le queda la apropiación de una parte de renta diferencial con el cobro de otros impuestos, ya que el resto de esta RD es apropiada por el CPT. El ejemplo más claro de esta situación fue Venezuela durante los años noventa (Mommer, 2003).

Importantes países petroleros han permitido los CPC para el desarrollo de ciertas zonas de producción en sus países, la mayoría son naciones del tercer mundo. Estos acuerdos, en varios países, conviven con otro tipo de arreglos. Se tiene países que pertenecieron al bloque exsocialista como Rusia y las de Asia Central (Azerbaijan, Kazakhstan, Uzbekistan y Turkmenistan), China, Vietnam y Cuba; Perú, Egipto, Guinea Angola, Malasia, Omán, Bahrain, entre otros; y OPEP (Indonesia, Irak, Qatar, Argelia, Libia y Nigeria) (Kochhar *et al.*, 2005, p.8).

Los términos de este contrato dependen del potencial de los recursos exhibidos en un lugar dado, de ahí que existan una gran gama de ellos. Con esto, los países con pobres recursos o serias limitaciones para sacar su petróleo quedaron a merced del CPT, pues su poder de negociación era limitado; mientras que los países más grandes en recursos pudieron adecuarse mejor a la nueva situación internacional. Bajo estos acuerdos los países con recursos y las petroleras privadas se ponen de acuerdo para permitir al capital privado externo realizar actividades de exploración y producción, y por ende, compartir la renta petrolera que se genere. Dada la gran variedad de CSP, la renta petrolera en disputa depende del poder relacional que tenga en comparación de la petrolera privada, en los ochentas y noventas los países productores, en general, no se encontraban en las mejores condiciones para negociar.

De acuerdo con la IEA (2003), para el 2001, el 21% de las reservas mundiales se encontraban en la forma de concesiones (acceso libre) y el 12% en contratos de producción compartida. Pero casi el 60% de las reservas se encuentran bajo el control de las Compañías Petroleras Nacionales (CPN): 35% sólo en manos de las CPN (México, Kuwait y Arabia Saudita) que no permiten ningún tipo de injerencia externa y el 22% en control de países que permiten limitada apertura al capital privado (Irán, Nigeria, Argelia y otros). En los

países donde se prohíbe constitucionalmente la inversión privada se ha buscado la forma de reinterpretar la ley a fin de poder llevar a cabo negociaciones con el CPT¹⁴⁸.

4.7.4 China, el nacimiento de un gran consumidor de petróleo crudo

En el caso de los países asiáticos el país que más destaca es China, pues es el país con el ritmo de crecimiento más fuerte en el orbe, producto de su incesante avance económico que se basa en un alto consumo de hidrocarburos. Con base en BP (2008), entre 1990 y 2000, el consumo casi se duplicó del 3.5% al 6.3% del total mundial, mientras que su producción se estancó en alrededor del 4.5% del total global, lo que ocasionó que a partir de 1993 se volviera un importador neto. Esto los coloca en situación vulnerable al depender de fuentes externas para el sostenimiento de su gran crecimiento. Por tal motivo, es a partir de esta década que las autoridades chinas decidieron salir a buscar sus fuentes de energía:

The increased reliance on imports has also given China greater impetus for improving its power projection capabilities, including the acquisition of basing rights and port-call arrangements along key oil shipping routes in the Indian Ocean. It has also led to the use of other foreign policy tools, such as arms sales and foreign aid, to promote the competitive interests of the major Chinese oil companies in the acquisition of production assets (US-China Economic and Security Review Commission, 2006, p. 2).

Las medidas chinas se proponen diversificar sus fuentes de importación. En el año de 1993, China inició su camino al exterior al colocar inversiones en Tailandia, Canadá y Perú; para 1997 realizó inversiones en Kazajstán y Sudán. Para lanzarse en esta aventura la industria petrolera se reestructuró en 1998 y creó dos empresas verticalmente integradas (CNPC y Sinopec) y una especializada en realizar actividades costa fuera (CNOOC)¹⁴⁹. Estas maniobras de China inevitablemente chocaran con otras superpotencias como los EUA y los países europeos. Un buen ejemplo es la participación de China en Asia Central, lugar que cuenta con fuertes intereses rusos y, sobre todo, norteamericanos.

¹⁴⁸ Rodríguez-Padilla (2003)

Lo que han hecho es reinterpretar el marco jurídico de tal suerte que la empresa nacional pueda celebrar acuerdos para que las compañías petroleras internacionales aporten capital, tecnología y capacidad gerencial, asumiendo al mismo tiempo parte de los riesgos... Los gobiernos han tratado de encontrar formas... para que las compañías participen nuevamente en la industria petrolera local haciendo ajustes institucionales poco visibles para no despertar a la oposición nacionalista, aunque no siempre con éxito (Kuwait y México) (p.15).

¹⁴⁹ US-China Economic and Security Review Commission (2006, p. 4)

Prior to the reorganization, CNPC had managed state-owned upstream assets, production of oil and natural gas. Sinopec had managed downstream assets, refining and retail distribution. Among the goals of the reorganization was to create vertically-integrated Chinese major oil companies that would eventually compete with the global majors. Freed from prior limitations on refining and distribution, Sinopec began investing in overseas exploration and production assets shortly thereafter

4.8 Los Estados Unidos y el control del mercado petrolero global

4.8.1 El impulso al neoliberalismo como medio de ejercer el poder y lograr el control del mercado petrolero

Al principio del presente capítulo se vio que los Estados Unidos tienen la capacidad de ejercer su poder estructural para modificar las estructuras político-económicas del mundo a fin de lograr mantener y extender su supremacía en el mundo. Una de las manifestaciones más claras de este poder se evidenció en los años ochenta y noventa. En estos años, diseñó y aplicó –con la ayuda de aliados como Inglaterra y organizaciones internacionales como el BM, FMI y la OMC- una serie de medidas tendientes a modificar la forma de ver la economía, mediante la cual, las relaciones económicas se deben llevar a cabo con una mínima intervención del Estado, el cual sólo se pretende que sea un ente regulador de las actividades entre privados o que intervenga en áreas donde sea absolutamente necesario su presencia: seguridad pública. Estas medidas en pro del libre mercado modificaron las estructuras económicas del mundo, pero con especial énfasis en los países en vías de desarrollo. Con la propagación del neoliberalismo, los grandes ganadores fueron los gobiernos de los países más ricos y sus grandes empresas privadas multinacionales, en particular, las estadounidenses. En materia petrolera, lo anterior también se presentó, pues se desató una ola de privatizaciones parciales o totales de activos petroleros a lo largo y ancho del mundo que favorecieron a los países consumidores y a sus CPI. Esto se logró por los PAE y los tratados que en materia energética suscribió con países menos desarrollados¹⁵⁰.

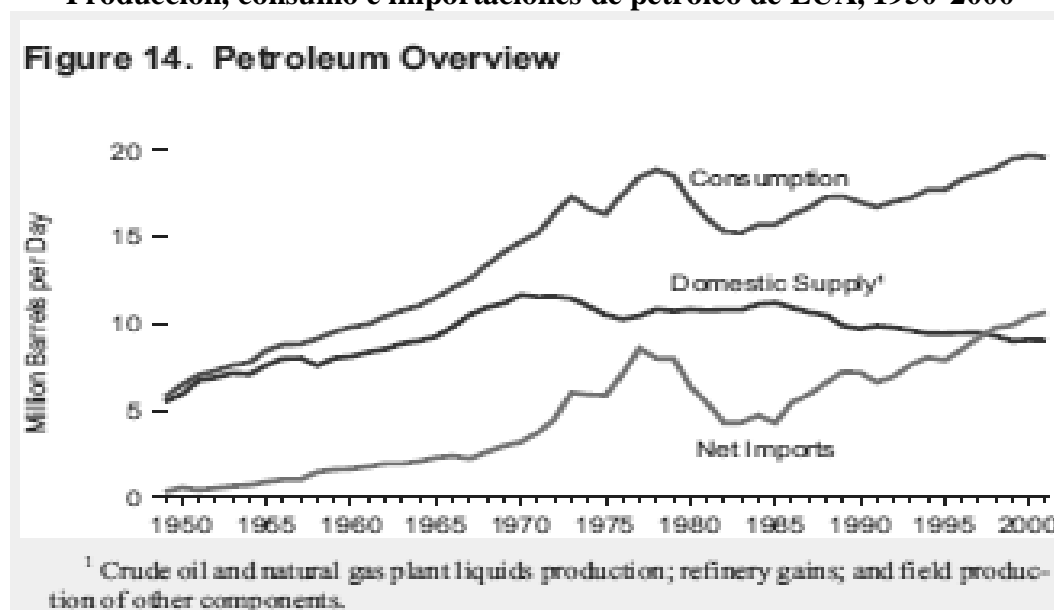
b) La situación petrolera de los Estados Unidos

En las líneas siguientes se analizará los pasos seguidos por los EUA en materia petrolera. En el capítulo histórico se describió como la industria petrolera se originó en los Estados Unidos hacia mediados del siglo XIX. Éste país no ha perdido su protagonismo desde entonces. A lo largo del siglo XX se consolidó como la potencia económica y militar más importante del orbe. Para tal fin el petróleo ha jugado un papel preponderante en el avance de sus propósitos. El país no ha dudado en utilizar cualquier medio (acuerdos o intervenciones militares) para allegarse de tal vital recurso. Esta dependencia se explica mejor si se

¹⁵⁰ Estos fueron más comunes después de la caída del bloque socialista, pues muchos de estos convenios se hicieron con los nuevos países que eran parte de la URSS, aunque también entran los firmados entre Canadá y EUA. Dentro de estos acuerdos el significado de inversión amalgama varias cosas “ For instant, the US-Azerbaijan BIT defines contractual rights,...or other similar contracts, as well as rights conferred pursuant to law, such as licenses and permits, simply as investments” (Mommer, 2003, pp.173-174). Con lo anterior queda claro que se buscaba aplicar políticas en favor del libre mercado, donde el país receptor queda indefenso ante el capital exterior y donde incluso los derechos de propiedad se buscan eliminar o reducir al mínimo.

observa algunos datos básicos como las reservas, el consumo y su producción. Para 1998, EUA era el primer consumidor mundial (25%), segundo productor mundial (11%) y el noveno en reservas (2.7%)¹⁵¹. Por tal motivo EUA tiene que equilibrar sus intereses tanto de productor como consumidor. Le conviene tener un precio que permita el funcionamiento adecuado de la economía y que permita a sus empresas petroleras seguir funcionando y logrando márgenes de ganancias adecuados. Combinar estos dos puntos ha sido una labor muy complicada. Continuando con el análisis, el grafo siguiente ilustra como ha evolucionado el consumo, la producción y las importaciones de EUA desde mediados del siglo XX.

Gráfica 4.12
Producción, consumo e importaciones de petróleo de EUA, 1950-2000



Fuente: EIA, 2002b, p.xvii

La imagen muestra que desde 1950 el consumo ha sobrepasado la producción, lo cual se ha suplido con importaciones. Podemos encontrar tres subperiodos. El primero, que va desde 1950 a 1980. En él se observa que el consumo crece sin freno (salvo en 1974-75); la oferta crece de igual forma hasta principios de los setenta, para después decrecer y mantenerse constante; mientras que las importaciones netas presenta un incremento exponencial hasta mediados de los setenta. El segundo, corre de 1980 a 1985, en él, la difícil situación económica frenó el consumo; la oferta se mantuvo constante y las importaciones netas disminuyen a niveles de 1970. El tercero, de 1980 a 2000, el consumo repunta con fuerza;

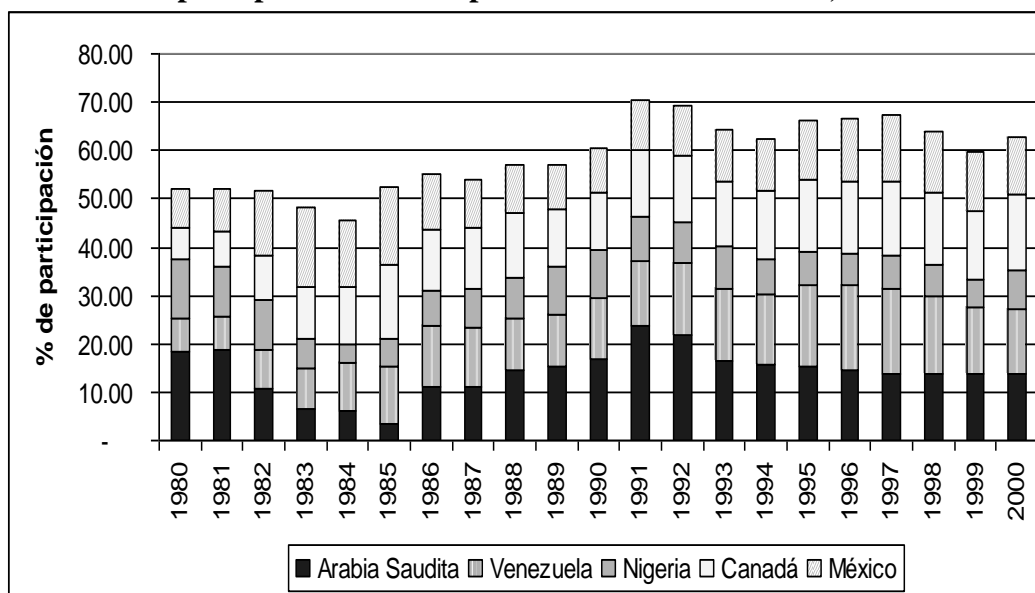
¹⁵¹ De acuerdo a datos de BP (2009), se presentan algunos datos comparativos entre 1986 y 2000. En materia de reservas y producción se dio una tendencia decreciente. En 1986, las reservas eran de 35100 millones de barriles (mb) y para el 2000 del orden de 30400 mb. La producción pasó de 10.2 millones de barriles diarios (mbda) a 7.7 mbd. En cambio, el consumo presentó un camino ascendente, ya que aumentó de 16.3 mbd a 19.7 mbd. Tal escenario demuestra las grandes necesidades de petróleo que necesita ser importado del exterior para hacer frente a la demanda interna.

la producción presenta un decrecimiento sin freno, y las importaciones crecen hasta superar el nivel alcanzado a mediados de los setenta. En este punto resalta el hecho de que, en 1998, por primera vez el volumen de petróleo importado es superior al producido internamente. Esto evidencia un hecho vital para la supremacía estadounidense: la dependencia del petróleo extranjero para hacer frente a su voraz consumo interno, necesario para sostener su crecimiento económico y militar.

Ante esto surge la siguiente pregunta: ¿cuáles son los principales países que le suministran petróleo a EUA? La mayor parte del petróleo importado proviene de la OPEP, destacando el flujo de los países del Medio Oriente¹⁵². Siendo la relación con Arabia Saudita la más importante. El resto de sus compras provienen de países no OPEP, en especial sus vecinos. Haciendo un acercamiento a sus fuentes de aprovisionamiento se encontró que, entre 1986 al 2000, más del 50% proviene de cinco países: Arabia Saudita, Venezuela y Nigeria (OPEP), México y Canadá (países contiguos). Pero son Arabia Saudita y Venezuela los que más destacan como proveedores de EUA.

¹⁵² La dependencia del petróleo proveniente de la OPEP ha sido marcada. En 1980, el 63% del petróleo importado era de la OPEP, principalmente el de Arabia Saudita. Sin embargo, a partir de esa fecha los EUA han disminuido su dependencia de esta organización hasta alcanzar en el 2000 un 45% de compras a la OPEP. En concreto ha tratado de disminuir el petróleo proveniente de Medio Oriente, zona con una inestabilidad política severa que pone en riesgo el flujo constante de petróleo a EUA, pero sin tanto éxito, pues en 1989, el 23% venía de esta zona y para el 2000 fue de 21%. Disminuir esta dependencia es complicado, pues en esta zona del mundo se encuentran las reservas más grandes y el proveedor más importante de EUA: Arabia Saudita.

Gráfica 4.13
Principales proveedores de petróleo crudo de los EUA, 1980-2000



Fuente: elaboración propia con base en EIA (2009)

c) Las estrategias petroleras desarrolladas por los Estados Unidos en los últimos años

El período que se toma en consideración abarca tres administraciones: Ronald Reagan (1980-88), George H. Bush (1988-92) y William Clinton (1992-2000). En la economía estadounidense existen alianzas estratégicas entre las grandes corporaciones petroleras, el congreso y los instrumentos del Estado, incluyendo su poderío militar, para garantizar el control del sector. Como lo menciona Saxe-Fernández (2006), “la clave estructural del poder en la primera potencia [EUA] se centra en la relación entre la corporación y el Estado,...especialmente en el aparato militar cuyo ascenso político es resultado de la SGM y las que le han seguido” (p. 122). Esta alianza se personifica en un sector importante de la elite que maneja los destinos de la Casa Blanca,¹⁵³ en cuya agenda figura el control de los yacimientos petroleros y de los suministros de energía a nivel planetario. En las líneas siguientes veremos cómo los presidentes de EUA llevaron a cabo una serie de medidas tendientes a asegurar su seguridad energética y, al mismo tiempo, lograr grandes beneficios al CPT de origen estadounidense.

I) Administración Reagan: hacia 1980 arriba a la presidencia Ronald Reagan que trae bajo el brazo una serie de políticas a favor del libre mercado. Reagan emprendió un extenso programa para reestructurar el sistema petrolero tanto a escala doméstica e interna-

¹⁵³ Roberts (2004) menciona que durante la década de los noventa, la industria del petróleo y el gas entregaron casi 165 millones de dólares a políticos estadounidenses, siendo un 73% de este monto canalizado a los republicanos, que como es lógico apoyaban sin titubear los intereses petroleros..

cional. Tal medida se llevo a cabo en base a dos premisas: liberalización y desregulación. En este sentido, destacan dos hechos que tienen repercusiones en el área petrolera: la relajación de las leyes antimonopolio y el empujón al desarrollo de los mercados financieros. Estas medidas no sólo modificaron las cosas en la industria petrolera estadounidense sino mundial, puesto que permitió la concentración del capital en pocas manos, que el petróleo fuera transado como una materia prima más y sentó las bases de las ganancias fáciles con el uso de nuevos instrumentos financieros. La administración Bush llevó a cabo medidas tanto al interior de EUA como en el exterior. En el ámbito interno: a) se propuso darle mayor participación al capital privado mediante la transferencia de activos públicos a privados, en especial los activos pertenecientes a la refinación y petroquímica, los cuales tienen mayor valor agregado; b) aumentar la exploración en la plataforma marítima; c) usar el mercado spot como marco de referencia mundial, liberalizar los precios del crudo y desarrollar los mercados de futuro y c) reducir el papel del gobierno en materia de conservación y desarrollo de fuentes alternas de energía. Pero quizá, lo más relevante se dio en el plano internacional: 1) aumentar las presiones sobre la URSS y la OPEP para que se siguieran debilitando, la primera mediante la carrera armamentista y a la segunda a través de su sustitución como abastecedor principal de EUA por productores no OPEP, 2) resguardar los intereses estadounidenses en el mercado petrolero global, sobre todo en MO y 3) presionar a los países productores de crudo para que abrieran sus puertas al capital privado, en especial el estadounidense; con el fin de asegurar un flujo constante de hidrocarburos. Esta medida se vio respaldada por el BM y el FMI con los PAE que en materia energética pugnan por la apertura al dinero privado (García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005).

II) La presidencia de George H. Bush: Al terminar Reagan su gestión asumió el poder George H. Bush. Este presidente tiene estrechos lazos con la industria petrolera, pues tiene negocios en ella. Con vínculos tan cercanos al sector petrolero, éste se preocupó por extender los dominios del sector petrolero a escala global desde el mandato de Reagan, donde fungió como vicepresidente. Los pasos de Bush en materia petrolera fueron mucho más agresivos que los de su antecesor. En lo interno, continuó transfiriendo activos públicos al sector privado; asegurando el abastecimiento de hidrocarburos para su país mediante el aumento de las importaciones¹⁵⁴. Asimismo, su programa nacional energía contempló: aumentar la producción doméstica y sus derivados, desarrollar los campos petroleros en

¹⁵⁴ “En este último punto, la idea del gobierno de Bush padre era que las importaciones estadounidenses petroleras -que habían llegado a superar el 50% de la demanda nacional- continuaran creciendo hasta el 2030” (García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005, p.252).

Alaska, dar facilidades y estímulos fiscales para producir petróleo y gas, a fin de aumentar la producción y desarrollar tecnología (perforación horizontal y métodos de recuperación). En lo externo, buscó abrir la industria petrolera a los países formantes del bloque socialista, reducir la dependencia de MO y centrarse en otras partes del mundo (AL y África), fortalecer a las petroleras estadounidenses, acotar el papel de la OPEP y tomar el control de Medio Oriente. En este punto, cabe mencionar lo significativo de la PGG, pues los EUA ni sus transnacionales petroleras permitirían que un rival pusiera en jaque la supremacía norteamericana¹⁵⁵ (García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005, pp.223-224).

La guerra configuró un nuevo escenario en Medio Oriente (MO) que repercutió en el mundo petrolero, en el cual se hizo presente una renovada alianza entre EUA y Arabia Saudita. Los EUA, como superpotencia mundial, suministraron protección con una serie de bases militares en el golfo¹⁵⁶ y venta de armamento a gran escala; por su parte Arabia Saudita, con su abundante riqueza petrolera e influencia en la OPEP, proveen petróleo y medidas tendientes a mantener precios moderados que ayuden a mantener en un nivel aceptable la cuenta por importaciones de EUA a pesar del volumen de compras.¹⁵⁷ Los estadounidenses no buscaron la desaparición de la OPEP, sino un funcionamiento adecuado a los inter-

¹⁵⁵ En este sentido, Bush opinaba lo siguiente: "Nuestros trabajos, nuestra forma de vida, nuestra propia libertad y la libertad de los países amigos por todo el mundo se deteriorarán si el control de las grandes reservas petrolíferas mundiales en manos de Saddam Hussein". Así, el verdadero significado del factor petrolero era la manera en que el petróleo pudiera traducirse en dinero y poder (García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005, p.197).

¹⁵⁶ Juhász (2008):

New U.S. bases were established in Bahrain, and existing facilities were expanded in Turkey. Half a million U.S. soldiers had been stationed in Saudi Arabia to fight the war. When the war... five thousand to ten thousand troops remained there for more than a decade, until a new U.S. base was opened in Qatar in 2003. (p.328)

¹⁵⁷ Las relaciones entre EUA y Arabia Saudita indudablemente se fincaron en el petróleo. La relación data desde 1933 cuando el reino otorgó la primera concesión de petróleo al capital norteamericano. Tal alianza se consolidó con la reunión, en 1945, entre el rey Abdul-Aziz y el presidente Roosevelt. En tal reunión se acordó que Arabia Saudita ofrecería petróleo a precios accesibles y grandes volúmenes a los estadounidenses a cambio de protección militar (en esta reunión se acordó establecer una base aérea en territorio saudí). Con los años los vínculos se estrecharon en materia de defensa, en las finanzas y, obviamente en los hidrocarburos. Esta ayuda le ha conferido a los EUA una gran influencia en el país, aunque los saudíes no se han subordinado por completo a los EUA. (en el asunto de Israel, por ejemplo, hay posturas en oposición. Pero en el petróleo, parece que ha doblado Arabia Saudita). El reino tiene que equilibrar sus intereses nacionales, las preocupaciones por sus vecinos y los intereses de EUA. La dinastía Saud se apoya en la capacidad militar de EUA. En materia petrolera EUA necesita precios estables y los saudíes un mercado en donde colocar su producción. Arabia Saudita ha construido capacidad adicional para hacer frente a las interrupciones en la oferta que pongan en jaque a sus principales compradores, en especial a los EUA. La producción Saudita va emparejada a los requerimientos norteamericanos. Cuando a principios de los ochenta las importaciones de EUA la producción del reino cayó. Después del derrumbe de precios en 86, la producción saudita se aparejó a la demanda estadounidense. En la PGG, con la salida de la producción de Irak y Kuwait, el reino aumentó su producción para compensar la disminución en la oferta. Durante la década de 1990 las importaciones totales de EUA aumentaron, mientras que la producción saudita se mantuvo sin grandes cambios (Noreng, 2003).

eses occidentales, pues unos productores desorganizados podrían ocasionar un mayor caos y severas fluctuaciones en los precios, que tarde o temprano podrían desencadenar un shock severo.

The dismantling or weakening of OPEC did not number among the objectives of the interventionary multinational force,...Their intervention in the zone,...had an aim that the subsequent course of events made increasingly more apparent: the reactivation of OPEC's functioning as a block and gaining influence over it, so as it could once again play a significant role in the regulation of World crude oil supply. (Delgado-Wise, 1999, p.78)

La influencia en la OPEP permitió a los EUA ejercer el control sobre la zona, lo que se vio reforzado por la apertura al exterior de muchos países de su sector petrolero, gracias a las dificultades económicas contraídas por la crisis de los ochenta. Esta guerra posicionó a los EUA en MO de manera significativa, sobre todo militarmente, y continuó minando el poder de la OPEP, pues retiró a Irak de la producción mundial. Por otra parte, la caída de la URSS hacia finales de su cuatrienio significó dejar la puerta abierta para la ofensiva petrolera sobre Asia Central y el Cáucaso ex soviético. Los republicanos Reagan y Bush, como se ve, desarrollaron toda una serie de maniobras para hacer que no faltara petróleo en EUA y reposicionar a sus empresas petroleras en la cúspide del escenario petrolero.

III) Mandato de William Clinton: en 1992 llega a la Casa Blanca el demócrata William Clinton. Este presidente cosechó los frutos de las medidas tomadas por las dos anteriores administraciones. La mayor parte de la década de los años noventa estaría marcada por precios muy por debajo de los alcanzados en los años setenta y principios de los ochenta, favoreciendo a los países consumidores. Esta presidencia no tenía vínculos tan marcados con el sector petrolero, por lo que varias de sus medidas iniciales se alejaron de sus antecesores, sin embargo, esto no significó que no diseñaran una serie de maniobras en materia petrolera. En materia interna se percató sobre la gran dependencia del crudo, por lo que promovió la disminución del consumo local de hidrocarburos, poniendo énfasis en el crudo, la sustitución de energéticos por otros más limpios como el gas natural y el cuidado al medio ambiente. Siguió con la estrategia de minar a la OPEP con el impulso, en la crisis de 1998, de una triple alianza entre Venezuela, México y Arabia Saudita, al que posteriormente se unieron Rusia y Noruega. En la parte externa, continuó con la búsqueda de proveedores confiables para EUA y fomentó el avance del CPT. La atención se centró principalmente en América Latina y Asia Central, aunque también destaca África Occidental. (García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005, pp. 112-113; Noreng, 2003, p.225). A lo largo de

este período una política similar a las tres administraciones fue la de buscar fuentes alternas de energía a la de MO, pues es una región demasiado inestable, aunque con las mayores reservas. Esto se vio ayudado por las decisiones de seguir importando petróleo del exterior y las políticas aperturistas de los países menos desarrollados a favor del capital petrolero. Como el principal importador de petróleo que alberga la mayor parte de la industria petrolera mundial, los EUA tienen un interés constante en conservar una tajada o preferentemente el control de las principales regiones petroleras del mundo, sin importar donde se encuentren. Así, el gobierno estadounidense y las CPI de los EUA marcharon de la mano en la búsqueda de nuevas zonas para extraer petróleo¹⁵⁸

¹⁵⁸ África: hacia el año 2000, doce países eran productores y exportadores netos de petróleo, con 40% de la población del continente: Argelia, Nigeria y Libia (OPEP), Camerún, Túnez, Angola, Costa de Marfil, Congo, Egipto, Gabon, Guinea Ecuatorial y Sudan. Hacia el 2001, el continente producía el 10% del total mundial y tenía el 7% de las reservas globales. El 66% de la producción del continente es hecha por países de la OPEP. EUA domina el sector petrolero africano. El 73% de la IED de EUA se destina al petróleo. El 15% de las importaciones norteamericanas provienen de África: Nigeria, Angola, Argelia y Gabon son los principales proveedores, y se espera que la participación alcance el 25% en 2015. Sudan, Gabon y Guinea Ecuatorial son los países que están aumentando su producción fuertemente, lo que los convierte en países muy atractivos para la inversión norteamericana. Además, son países que no se encuentran en la OPEP, lo que facilita las cosas para lograr acuerdos. El petróleo africano es de gran calidad, pues es bajo en sulfuro, excelente para los procesos de refinación de EUA (Knight, 2001pp.1-5; Tablada y Hernández, 2004, p. 50).

América Latina: desde los años setenta los EUA han considerado a AL como una región estratégica por ubicación geográfica y una mayor estabilidad política que otras regiones productoras. Para 1999, las exportaciones de AL representan un 12% del total mundial, segundo lugar después de MO, se dirigieron básicamente hacia los EUA (80%) y, en menor medida, Europa Occidental (9%). En el mandato de Bush padre se presentaron las bases para lograr un acuerdo de integración energética que vaya de Alaska a Argentina, donde los latinoamericanos enviaran al norte el crudo para ser refinado. Dentro de estos acuerdos se encuentran el TLCAN, el ALCA y el Plan Puebla-Panamá. Estos acuerdos son una manifestación del poder estructural de EUA, pues son acuerdos que modifican las estructuras económicas de los países en cuestión, no sólo las energéticas. Con la excepción de México, es claro el avance de la privatización total o parcial y la desregulación de los sectores energéticos. Clinton recuperó las negociaciones con México para que ambas naciones pudieran iniciar las labores de exploración en los hoyos de dona, considerado uno de los yacimientos más grandes en el mundo. Estos campos se localizan en el norte del Golfo de México (Rousseau, 2006, p.15; García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005). Exceptuando a Arabia Saudita, los principales proveedores son Venezuela y México, países con recursos y producción significativos.

Asia Central y la cuenca del Mar Caspio: sin duda, la región más caliente del mundo en materia petrolera. En la parte del Mar Caspio se encuentran: Georgia, Armenia y Azerbaiyán; mientras que Asia Central engloba a: Kazajstán, Kirguistán, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán. Con el desmembramiento de la Unión Soviética, esta zona del mundo despertó grandes expectativas, pues se han hecho estudios que arrojan un gran potencial en materia petrolera y gasera. Klare (2002, p.85), basado en informes del Departamento de Energía de EUA, sostiene que Azerbaiyán, Kazajstán, Turkmenistan y Uzbekistan, junto con algunas partes de Rusia e Irán, contienen 270 mil millones de barriles de petróleo, es decir, un quinto de las reservas probadas del mundo. Además, en materia de gas se estima que la región contiene 665 billones de pies cúbicos de gas natural, la octava parte de las reservas mundiales. Estas cifras ponen a ésta zona del mundo en un lugar clave en el escenario petrolero del presente y futuro. Por lo mismo, la zona esta en el radar de las principales potencias del orbe: EUA, Rusia y China, países que compiten por el flujo de petróleo y la renta petrolera que se genere. Aunque también hay potencias menores como Irán y Turquía que esperan lograr algún beneficio. En esta zona existen riesgos que deberían analizarse desde por lo menos tres ángulos: los problemas de transporte, las grandes implicancias de poder, y la potencial inestabilidad de los actuales regímenes. Estas tres dimensiones están interrelacionadas (Noreng, 2003, p.115 y 118). Los EUA, en especial desde mediados de los años noventa con Clinton, han estrechado vínculos comerciales (llegada de empresas petroleras y el desarrollo de ductos para sacar el petróleo) y militares (ejercicios de tropas conjuntas y venta de armamentos) con varios de estos países. Los EUA pretenden, con el crudo de la zona, equilibrar el liderazgo de la OPEP en la

Capítulo 5

Desarrollo del mercado petrolero internacional en los primeros años del siglo XXI

5.1 Introducción

Este capítulo analiza la situación de la industria petrolera internacional del 2001 hasta los primeros meses del 2010. En primer lugar, se abordan sucintamente los principales eventos a nivel mundial que incidieron en el comportamiento del sector petrolero a lo largo de estos años: a) el advenimiento crisis del neoliberalismo; b) el papel de los mercados financieros en la industria petrolera; c) la guerra de Irak, y d) la problemática medio ambiental. En segundo término, se analiza el comportamiento del precio internacional del petróleo y su relación con el consumo, la producción y los inventarios. En tercer lugar, se disecciona el fuerte crecimiento alcanzado la renta petrolera, en sus vertientes diferencial y de monopolio, asociadas al alza espectacular que experimentan los precios del crudo. Asimismo, se analiza el nuevo montaje de la renta diferencia en su secuencia ascendente que toma lugar. Por último, se describen las principales estrategias impulsadas por los agentes centrales de la IPI, incluyendo la incursión de nuevos actores: Capital Petrolero Transnacional (CPT), OPEP, las CSP, los principales países consumidores y los Estados Unidos, incluyendo el importante papel desempeñado por el capital financiero.

5.2 Principales eventos globales que tuvieron efectos en la industria petrolera

5.2.1 El neoliberalismo en severos aprietos: la crisis económica actual

Los malos resultados del neoliberalismo impulsan cambios

Los EUA usaron su poder estructural para modificar la forma bajo la cual se desarrollaban las relaciones económicas. Esto se logró bajo la aplicación de los Programas de Ajuste Estructural (PAEs) y los programas de estabilización, planes diseñados por el BM y el FMI, instituciones con vínculos estrechos con los EUA. Estas políticas modificaron las relaciones económicas a nivel mundial, al implantar un nuevo modo de ver la economía, donde el mercado se vio como la solución a las dificultades económicas que se hicieron presente desde mediados de los setenta. Los grandes beneficiarios de este modelo fueron las

fijación de precios; mientras que sus empresas quieren obtener jugosas ganancias. Al igual que los norteamericanos, los rusos han estrechado sus vínculos con sus ex repúblicas y suministrado armas. Estos yacimientos tienen costos menores a los de Siberia y los de Rusia Oriental. Los rusos tienen la ventaja geográfica sobre los estadounidenses, pues son vecinos de estos países y entran dentro de su esfera de influencia. (Klare, 2006; Tablada y Hernández, 2004; García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2006).

élites de los países desarrollados y sus transnacionales. Pero para los países del tercer mundo y la mayoría de sus pobladores el efecto fue pernicioso. A pesar de que el neoliberalismo se propagó con rapidez, los países del tercer mundo receptores de estas iniciativas, a diferentes niveles, presentaron resistencia a la implantación de este modelo. Sin embargo, los conceptos neoliberales tenían poca consistencia entre sí, lo que los volvió débiles. Con estas debilidades, quedó en entredicho la capacidad del mercado para resolver muchos de los desafíos económicos que se plantearon en estos años (Cypher, 1998). Tal situación llegaría a su máximo en la presente crisis económica que sacude al mundo.

En la práctica los PAE tenían como meta corregir los desequilibrios económicos por los que atravesaban varios países subdesarrollados, como la alta inflación, pero que desafortunadamente golpearon los niveles de crecimiento de los países que las llevaron a cabo. Ibarra (2003, p. 33) muestra que la inflación mundial fue de casi 16% en 1985-1989 y de más del 30% entre 1990 y 1994, pero se ha reducido a 4% en el lapso de 2000-2003. La economía planetaria creció de manera titubeante, creció a razón de 3.6% anual entre 1985 y 1989, bajó a 1.4% entre 1990 y 1994 para hacerlo en 3% entre 2000 y 2003; mientras que América Latina apenas alcanzó 1.5% en esos últimos cuatro años. En promedio el acrecentamiento del ingreso per cápita entre 1975 y 2000 muestra que la brecha de atraso se amplía, los países de alto desarrollo humano registraron 2.1% por año, 1.6% las zonas intermedias y 0.5% las naciones más pobres. Más grave aún, es el hecho de que los PAE arrojaron un incremento en la desigualdad y la pobreza en los lugares que las adoptaron, como fue el caso de América Latina¹⁵⁹. Por otra parte el neoliberalismo produjo: i) que la fuerte liberalización comercial, haya hecho que el crecimiento de las importaciones sobre pase a las exportaciones, destruyendo las firmas nacionales; ii) la falta de participación de los exportadores en el diseño e implementación de las políticas comerciales, las han hecho ineficientes; iii) los activos financieros se han concentrado; iv) los niveles de empleo y

¹⁵⁹ Bell y López (n.f), en base a información de la Comisión Económica Para América Latina (CEPAL) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) encuentran para América Latina que durante la década perdida los trabajadores habían perdido un 25% de su ingreso, mientras que los empresarios habían ganado 15%. En 2001, el 10% de los hogares con mayores recursos, superan en 19 veces al 40% más pobre. Si se compara al 1% más rico con el 1% más pobre encontramos que en 1980, la diferencia es de 237 a 1, en 1980 fue de 360 a 1, y en 1995 resultó de 417 a 1. En 1990, ocho países tenían grados de desigualdad altos o muy altos, para 2002 esa cifra se había elevado a 11. En materia de pobreza, para 1990 el 48.3 % de la población vivía en pobreza, al finalizar el siglo XX, el 43.8% vivían en condiciones de pobreza, y el 18.5% en condiciones de indigencia. En un informe de CEPAL, fechado en 2004, se dice que los pobres ascienden a 224 millones y los indigentes a 98 millones. La pobreza se convirtió en los últimos 20 años en un fenómeno predominantemente urbano, aunque la intensidad de la pobreza es mayor en el campo. De ahí que en 1999 el 54% de los hogares rurales eran pobres, frente a un 30% en las ciudades; pero en cifras los pobres urbanos ascendían a cerca de 134 millones, mientras los rurales eran 77 millones.

salarios reales han empeorado, produciendo una distribución del ingreso más desigual, v) las reformas financieras han traído especulación de corto plazo e inversiones no productivas; y vi) la eliminación de subsidios en bienes básicos ha afectado a los más pobres. (SAPRIN (2002), citado por Cypher & Dietz (2004, p. 520)). Estos datos demuestran los decepcionantes resultados de la aplicación de este modelo en materia de crecimiento económico y reducción de las desigualdades sociales.

Estos magros resultados empezaron a minar la legitimidad de las instituciones encargadas de poner en marcha las medidas neoliberales. El FMI quedó muy dañado después de su pésimo desempeño en la crisis asiática. El BM, que junto con el FMI, aplicó los PAE en 90 países del mundo vio que sus medidas aumentaron la pobreza, el desempleo, desigualdad y produjo mayor estancamiento (Bello, 2006, p. 1352). Por si fuera poco, a lo largo del orbe se han dado movimientos de resistencia en contra del neoliberalismo como el EZLN. En AL, desde el plano político, se ha movido a sistemas políticos de tendencia de izquierda (Bolivia, Venezuela, Argentina y Ecuador) que ponen énfasis en el regreso del Estado como rector de la vida económica y centran en la recuperación de sus recursos naturales claves su identidad y motor de desarrollo.

La crisis económica socava la economía mundial

Pero el evento que pone en la palestra la continuidad o salida del neoliberalismo como modelo económico en el mundo es la actual crisis económica por la que pasa el mundo. Las políticas neoliberales aplicadas en los últimos 25 años reestructuraron la economía mundial, produjeron altas tasas de ganancias en el sector financiero, que aumentó en detrimento del sector productivo. La liberalización financiera permitió un aumento sin control de la liquidez y a la creación de burbujas especulativas (Aguirre, 2009, p.3). El avance de la financiarización¹⁶⁰ en la economía mundial vino de la mano con el arribo de las políticas neoliberales que desde fines de los setentas hasta los noventas se aplicaron en el mundo por parte del BM y FMI, organismos apoyados por los EUA e Inglaterra. Cuando EUA fue incapaz de respaldar en oro la enorme liquidez de dólares en el mundo, el sistema monetario de la posguerra se desplomó. El esquema de tipos de cambio fijos se sustituyó por uno flotante, donde el “mercado” fijaría el precio de equilibrio de las monedas (Guillén, 2007,

¹⁶⁰Para Epstein, 2005, p.3 “So here we will cast the net widely and define financialization quite broadly: for us, financialization means the increasing roles of the financial motives, financial markets, financial actors and financial institutions in the operation of the domestic and international economics”.

p.229)¹⁶¹. A partir de este momento los mercados financieros atravesaron por una feroz y renovada competencia entre empresas financieras y no financieras por la búsqueda de mayores rendimientos (Soto, 2010).

El avance de la globalización financiera hizo necesario que las economías nacionales desregularan y liberalizaran su sector financiero y sus respectivas cuentas de capitales, claro, todo con el impulso de los gobiernos de los países desarrollados (EUA), los cuales desplegaron una estructura para este fin (Das, 2006). William Clinton (1992-2000) da un fuerte impulso al desarrollo del capital financiero. La crisis de sobreproducción por la que pasaba el sector productivo de EUA ocasionó una reducción en las ganancias. La financiarización fue vista como la solución a estas dificultades (Bello, 2006). Por lo cual, los EUA permitieron la creación de grandes conglomerados financieros¹⁶². Surgieron una serie de nuevos participantes en el escenario financiero, que en la cúspide tienen a las grandes transnacionales¹⁶³; a los grandes bancos, los cuales combinan una gran gama de funciones: banca comercial, banca de inversión, inversionistas institucionales (aseguradoras y fondos de pensiones); y a los grandes fondos de cobertura: los *hedge funds* y los *private equity funds* que tienen vínculos con las principales bolsas del mundo (Guillén, 2007; Guttman, 2009 y Levy, 2010). La expansión de los años noventa que impulso la burbuja especulativa de la "nueva economía" finalizó con el estallido, en el 2000, de una crisis financiera que desplomó las bolsas de valores de varios países y llevó a la recesión a la economía de EUA entre 2001-02, situación que se agravó por los ataques terroristas.

La recuperación de la crisis del 2000, fue factible por el surgimiento del boom inmobiliario. La atracción de fuertes flujo externos de capital dio continuidad al crecimiento del consumo privado y de las inversiones. La burbuja de bienes raíces sustituyó a la burbuja de la nueva economía (Guillen, 2009, p.3). El auge inmobiliario llegó a su fin en 2005 y

¹⁶¹ En agosto de 1971 la administración Nixon giró instrucciones para que el Departamento del Tesoro suspendiera todas las transacciones en oro. Esta decisión acabó con el sistema de Bretton Woods basado en la convertibilidad del dólar estadounidense y en un esquema de tipos de cambio fijos entre las principales divisas del mundo (Nadal, 2006, p.19)

¹⁶² En 1999 se derogó la ley Glass-Steagall que restringía la participación de los bancos en el financiamiento mediante acciones y establecía una separación entre los bancos de inversión y los bancos comerciales, lo que favoreció el nacimiento de la banca múltiple (Aguirre, 2009, p.57).

¹⁶³ Con este nuevo modo de hacer dinero se maximiza la riqueza de los accionistas. Lo que les importa es el valor accionario de la corporación y aumentar las ganancias de la misma a corto plazo, para lo cual impulsan la recompra de sus propias acciones. Su rentabilidad y los ingresos de sus directivos dependen del comportamiento de las acciones en la bolsa, ya no de su capacidad productiva. Los procesos de fusiones y adquisiciones han estado ligados a la financiarización (Guillén, 2007). Una empresa al fusionarse con otra aumenta su valor en bolsa. El mayor frenesí de este proceso se alcanzó de mediados de los años noventa al 2000, pero terminó con la caída de la bolsa en los primeros años del presente siglo. Este fenómeno de adquisiciones y fusiones fue muy importante en la industria petrolera internacional.

los problemas se hicieron patentes a principios de 2007. Los primeros síntomas de debilidad financiera se dieron con los créditos *subprime* (créditos sin garantía y riesgosos). Estas dificultades se originaron por la falta de regulación, e intensa competencia en el sector financiero, que facilitaron a los bancos y entidades financieras colocar créditos de manera irresponsable, lo que aumentó la cartera vencida de los bancos. Freddie Mac y Fannie Mae, las principales compradoras de hipotecas entraron en quiebra y debieron ser nacionalizadas. Los principales bancos de inversión de EUA (Bear Sterns, Merrill Lynch, Lehman Brothers, Goldman Sachs y Morgan Stanley) quebraron o fueron fusionados con otros bancos (Guillen, 2009; Aguirre, 2009). La crisis financiera se trasladó al sector real, produciendo la mayor crisis económica desde la “Gran depresión”. El mundo entero sufrió por la crisis, las bolsas de valores de los principales mercados se desplomaron, se dieron fuertes paquetes de estímulos fiscales para evitar que la recesión fuera mayor, los gobiernos nacionalizaron o tomaron el control de las instituciones financieras. Pero aún hoy el panorama se mantiene nublado, no está muy claro que el mundo en su conjunto haya dejado atrás los terribles efectos de la crisis¹⁶⁴. Pero la crisis no es únicamente económica sino se da de manera general en el sistema a distintas dimensiones: financiera, de sobreproducción, ambiental y social (Delgado-Wise, Márquez & Puente, 2010).

5.2.2 Los mercados financieros y el sector petrolero

Las políticas neoliberales impulsan el crecimiento de los mercados financieros

Una de las explicaciones del ¿por qué? del avance significativo del precio del petróleo¹⁶⁵ es el hecho de que ha tenido un fuerte impulso de los mercados financieros que ven en el petróleo una forma de resguardo ante imprevistos y, especialmente, de fuertes ganancias cortoplacistas, donde el petróleo es tratado como una materia prima común (*commodity*), que se vende o se compra al mejor postor.

En los mercados financieros, los participantes realizan operaciones de inversión, financiamiento y cobertura, a través de diferentes intermediarios, mediante la negociación de diversos instrumentos (Banco de México, s.f). Se clasifican según por el tipo de activo

¹⁶⁴ La crisis ha generado pérdidas en el valor de los activos, en especial los vinculados con el precio de las acciones y de las viviendas, equivalentes a un 25% de la riqueza mundial. A fines de diciembre, pérdidas de alrededor del 40% al 45% afectaban los mercados de valores de las economías más importantes del mundo y superaban el 60% en el caso de China. Esta caída de la riqueza es, junto con la incertidumbre, uno de los principales factores que explican la profundización de la recesión (Machina, 2009, p.34).

¹⁶⁵ El precio promedio anual pasó de los 35.5 dólares por barril (dpb) en 2000 a los 97 dpb en 2008, un crecimiento del 173%¹⁶⁵. Alcanzando el 11 de julio de 2008 la cotización diaria más alta con 147 dpb.

(Mercado de capitales, de deuda, de derivados, Materias primas y divisas)¹⁶⁶, por el grado de organización (Mercados organizados y no organizados)¹⁶⁷, etc (López-Sherman, 2004).

El desarrollo de los mercados financieros han desembocado en lo que Susan Strange denominó un “casino”, puesto al igual que en uno, en los mercados financieros se ofrecen una gran cantidad de “juegos” (derivados, mercado de divisas, acciones, fondos, etc) en donde se apuesta para obtener ganancias fuertes y rápidas pero con un alto riesgo de pérdida, y principalmente las operaciones se realizan con liquidez virtual (capital ficticio).

Este tipo de capital es papel que se comercia y representa derechos sobre riqueza. Estos derechos son ficticios en virtud de que ellos no tienen contraparte en el valor de los activos físicos y en lugar de ello producen sus ingresos de la capitalización de un pago anticipado. Aunque la diferencia con un casino, es que en éste en el momento de que se termina el dinero ya no puedes “jugar”, en cambio dado que existe liquidez virtual, en los mercados financieros se puede seguir actuando.

Para Marx, el dinero en su variante de crédito producido por el sistema bancario sin su respaldo en oro era en sí mismo la forma más importante de capital ficticio, porque su generación, sin respaldo, produce poder de compra sin relación con el valor de alguna mercancía, consumo o activo físico subyacente (Guillén, 2007 y Guttman, 2009, p.35). En el mundo actual el capital ficticio tiene muchas caras, puesto que existen un sin fin de mercados e instrumentos en el mercado pero que no tienen un respaldo físico. La capacidad de los agentes financieros para administrar los recursos de los inversionistas, a la par de la desregulación, ha permitido el nacimiento de un buen número de instrumentos financieros, los cuales pueden sobrepasar las ganancias obtenidas en el sector real de la economía.

¹⁶⁶ De acuerdo a Banxico (s.f) los mercados financieros según tipo de activo son:

- Mercados de deuda: foros, espacios físicos o virtuales, y las reglas que permiten a inversionistas, emisores e intermediarios realizar operaciones de emisión, colocación, distribución e intermediación de los valores instrumentos de deuda. Los títulos de deuda también se llaman instrumentos de renta fija.
- Mercado accionario o de capitales: Son los espacios físicos o virtuales, y el conjunto de reglas que permiten a inversionistas, emisores e intermediarios realizar operaciones de emisión colocación, distribución e intermediación de títulos accionarios.
- Mercado de derivados: En él las partes celebran contratos con instrumentos cuyo valor depende o es contingente del valor de otro(s) activo(s), denominado(s) activo(s) subyacente(s). La función primordial del mercado de derivados consiste en proveer instrumentos financieros de cobertura o inversión que fomenten una adecuada administración de riesgos.
- Mercado cambiario: Es el lugar en que concurren oferentes y demandantes de monedas de curso extranjero. El volumen de transacciones con monedas extranjeras determina los precios diarios de unas monedas en función de otras, o el tipo de cambio con respecto a la moneda nacional..

¹⁶⁷ El mercado organizado o mercado bursátil: Es aquel en el que las transacciones se realizan en una bolsa reconocida. En cambio, el mercado no organizado u OTC (Over the Counter): Es aquel en el cual se pactan las operaciones directamente entre compradores y vendedores, sin que exista una contraparte central que disminuya el riesgo de crédito. (Banxico, s.f)

La innovación financiera a partir del rompimiento de Bretton Woods, incrementó las operaciones con productos derivados (*opciones, futuros, forwards, swaps*¹⁶⁸) y con la titularización (*securitización*)¹⁶⁹ (Levy, 2010); permitiendo a los conglomerados financieros y no financieros¹⁷⁰ utilizar la ingeniería financiera para poder aumentar su liquidez y dispersar los riesgos (Soto, 2010b, p. 2).

Un derivado es un producto financiero que se sustenta en el precio de otro activo, denominado activo subyacente (acciones, tipos de interés tipos de cambio, materias primas, índices bursátiles, etc). Estos instrumentos se hacen presentes en los mercados organizados y no organizados (*Over The Counter*). En 2008, el mercado de derivados representó 12 veces más el producto mundial. El 92% de este mercado se llevan a cabo en mercados no organizados, es decir, sin regulación (Soto, 2010a, pp.77-78), siendo un claro ejemplo de la poca supervisión existente en este mercado y su capacidad para generar liquidez virtual.

Los derivados surgieron para protegerse de los riesgos del mercado, sin embargo, se han vuelto una forma de obtener ganancias cortoplacistas y un excelente vehículo para la especulación, pues su valor modifica en un horizonte del tiempo, el precio de los activos subyacentes, con lo que puede desencadenar en cualquier momento una crisis financiera (Guttman, 2009, Levy, 2010 y Sarialioglu-Hyali, 2010).

¹⁶⁸ Gonzáles y Mascareñas (1999, p. 7) dicen:

a) Opciones: los contratos de opciones dan a su propietario el derecho, pero no la obligación, de comprar o vender un activo financiero a un precio determinado (que se denomina precio de ejercicio) y durante un cierto período de tiempo. Como es lógico, al ser un derecho es necesario pagar por él, por ello el comprador del contrato deberá pagar al vendedor el precio de ese derecho al que se denomina prima o precio de la opción. El vendedor, a cambio, se obliga a entregar (o a comprar) el activo financiero en cuestión cuando así se lo demande el comprador (siempre que éste ejerza el derecho antes del plazo marcado, puesto que después del mismo la opción ya no tiene valor), siendo el precio de compra (o de venta) el precio de ejercicio.

b) Futuros: consisten en que dos partes contractuales están de acuerdo en negociar un determinado activo financiero a un precio prefijado y en una fecha futura determinada. Una vez realizado el acuerdo, una de las partes (el comprador) está obligada a adquirir el activo financiero, mientras que la otra (el vendedor) está obligada a venderlo.

c) Forward: es un contrato a futuro que se presenta en un mercado no organizado (OTC)

d) Swap: Un swap, o permuta financiera o préstamo interbancario, es un contrato por el cual dos partes se comprometen a intercambiar una serie de cantidades de dinero en fechas futuras. Normalmente los intercambios de dinero futuros están referenciados a tipos de interés, llamándose IRS (Interest Rate Swap) aunque de forma más genérica se puede considerar un swap cualquier intercambio futuro de bienes o servicios (entre ellos el dinero) referenciado a cualquier variable observable.

¹⁶⁹ La titularización consiste en convertir activos financieros (tarjetas de crédito hasta hipotecas) en valores que se encuentran bajo el poder de instituciones de crédito, aseguradoras y sociedades financieras que se negocian en mercados secundarios sin prestar atención a los deudores (Chapoy y Girón, 2009).

¹⁷⁰ Los conglomerados financieros son las instituciones financieras como son los bancos comerciales, los fondos de cobertura, sociedades de inversión, etc., y los conglomerados no financieros son las grandes empresas que forman el sector productivo como son las automotrices, comerciales, etc (Soto, 2010).

Con la desregulación del sistema financiero global y los nuevos instrumentos se hizo más fácil “especular”¹⁷¹. La Commodity Federal Trading Commission (CFTC) define “A speculator is one who does not produce or use a commodity, but risks his or her own capital trading futures in that commodity in hopes of making a profit on price changes”¹⁷². Desde el rompimiento de Bretton Woods, el 88% de las transacciones financieras a escala global son especulativas. La especulación se centra en tres mercados: el de cambios, las bolsas de valores y los mercados de derivados¹⁷³(Chapoy & Girón, 2009, p.20). Pero donde más predomina esta operaciones es en el de derivados, donde se complejidad ha evitado el poder regularlo de forma eficiente.

Financiarización y su relación con los commodities

La desregulación financiera ha incrementado la especulación, por lo que los conglomerados financieros y no financieros han desviado su actividad tradicional a la parte especulativa. Se dio un crecimiento desordenado de la liquidez y la creación de burbujas especulativas con la acumulación de posiciones de riesgo (Aguirre, 2010, p. 50). Tales burbujas han terminado en abruptas crisis financieras que se han trasladado hacia la economía real, porque los participantes se dan cuenta que los precios inflados de los productos financieros están alcanzando un gran nivel de desconexión de la economía real que hace imposible seguir vendiendo a precios tan altos.

¹⁷¹ La especulación es el conjunto de operaciones comerciales o financieras que tienen por objeto la obtención de un beneficio económico, basado en las fluctuaciones en los precios de los bienes. Toda forma de inversión es especulativa; sin embargo, se suele limitar el término a aquella inversión que no importa ninguna clase de compromiso con la gestión de los bienes en los que se invierte, limitándose al movimiento de capitales. La especulación se basa por tanto en la previsión y en la anticipación, de forma que el especulador también puede equivocarse si no prevé correctamente la evolución de los precios futuros, de forma que tendrá que vender barato algo que compró (Especulación, s.f).

¹⁷² While speculation is not considered one of the economic purposes of futures markets, speculators do help make futures markets function better by providing liquidity, or the ability to buy and sell futures contracts quickly without materially affecting the price. Types of speculators include: Position traders have an opinion about general price trends and will hold a position for several days or weeks. Day traders will close out positions by the end of the trading day (and avoid overnight margin calls). Scalpers are exchange members who only hold positions for a few minutes or even seconds (U.S. Federal Trade Commission, <http://www.cftc.gov/ConsumerProtection/EducationCenter/economicpurpose.html>).

¹⁷³ En el mercado de cambios es el más importante en término de volumen de transacciones, pues en 2002 se manejaban recursos diarios por 1'200,000 millones de dólares, de esto, el 59% eran transacciones entre bancos, el 28% a operaciones con inversionistas institucionales y otros intermediarios, y sólo el 13% en operaciones de comercio internacional de bienes y servicios. En relación a las Bolsas de Valores, en 1990 el volumen de acciones negociadas en NYMEX era de 39.9 miles de millones y pasó a 265.4 miles de millones en el 2000. Entre el 90 y 95% de las acciones negociadas en las principales bolsas se dieron en el mercado secundario. Por su parte, el mercado de derivados pasó de 5 billones de dólares en 1990 a 134 en 2001 (Guillén, 2007, pp. 65-69).

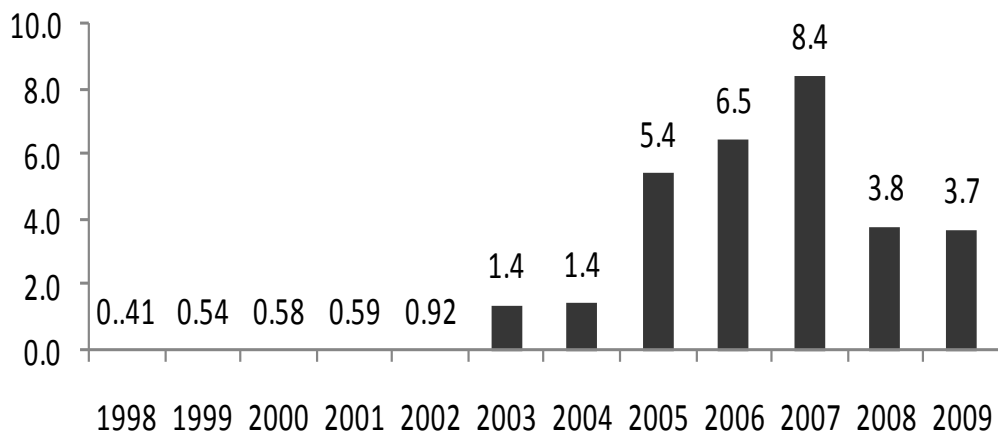
La financiarización de la economía ha sido el resultado de este proceso, el cual ha tenido efectos adversos: a) el peso relativo de las finanzas en relación al sector real ha crecido de una forma sorprendente; b) transferencia de recursos monetarios del sector real al financiero y c) contribuir en el crecimiento de la desigualdad de ingreso y un estancamiento en los salarios¹⁷⁴ (Palley, 2007, p. 3).

Las operaciones en el mercado de derivados hicieron que los productos como los granos, minerales y los metales tuvieran una subida sorprendente en sus cotizaciones entre 2003-2008. Entender que sucedió con esta alza es importante, pues dentro de esta categoría se encuentra el petróleo, insumo que pasó a ser una materia más que se puede vender y comprar según las leyes del mercado, es decir la principal razón del auge en la cotización de las materias primas (MP) es la especulación, siendo los futuros los principales vehículo de ésta¹⁷⁵ (Wray, 2009; Soto, 2010b).

¹⁷⁴ Guillén (2007) sostiene “Con la financiarización se eleva parte del ingreso nacional que se dedica al pago de intereses, resta recursos a la inversión productiva y reduce el correspondiente al pago de salarios” (p. 70).

¹⁷⁵ Los precios de las MP son determinados por un gran número de contratos derivados que son manejados por un pequeño grupo de inversionistas institucionales que se encargan de especular. Nos referimos a las compañías de seguros, fondos de pensión, sociedad de inversión y fondos de cobertura principalmente (Soto, 2010b, p. 6). Además, las MP se han vuelto una pieza central en la formación de activos, gracias a las operaciones que se hacen en el mercado de futuros cuyos subyacentes son entre otros, los productos agrícolas y los energéticos (petróleo y gas), lo que ha provocado una volatilidad en estos bienes (Soto, 2010b). Los futuros crecieron enormemente después del derrumbe accionario del año 2000 y por el hallazgo de que el precio de las materias primas no seguía el mismo camino que el de las acciones. Con esto, una manera de reducir el riesgo de un portafolio era invertir en futuros.

Gráfica 5.1
Contratos OTC sobre *commodities*, 1998-2009



Fuente: Bank for International Settlements, Información en línea

¹ La información del 2009 corresponde al primer semestre

Fuente: Soto, 2010b, p. 9

La gráfica ilustra el nivel de especulación que se hace presente en los mercados de derivados en el mercado extrabursátil (OTC). Se observa su sorprendente crecimiento entre 2003-07, alcanzando precisamente en 2007 los 8.4 billones de dólares, aunque cae a partir de 2008. Manteniendo esa tendencia al final de 2009, con un valor de 2.9 billones de dólares. Los principales especuladores en MP son los inversionistas institucionales: como son los fondos de cobertura, de pensiones y aseguradoras; ellos son insensibles al precio, ya que diversifican el riesgo del portafolio asignando a diferentes bienes un porcentaje sin tomar en consideración al precio. Lo anterior provoca que los precios al contado sigan el comportamiento de los precios a futuro, por lo que éste último determina los precios de los activos subyacentes, dejando de lado la hipótesis tradicional de que los precios se determinan según la oferta y demanda (Soto, 2010a).

¿Cómo la desregulación financiera transformó al petróleo en un commodity cualquiera?

Los precios del petróleo en una primera etapa estuvieron fijados por el CPT, posteriormente, la OPEP tomó el relevo en esta función. Sin embargo, a partir de los años ochenta no hay un único organismo que por sí sólo fije el precio del petróleo.

A la par de los bienes agrícolas los productos relacionados con el petróleo han sido los grandes participantes en los mercados financieros. Las MP relacionadas con la energía

dominan los índices, puesto que el petróleo crudo representa el 51.4% y todos los productos emparentados con el petróleo el 78% (Wray, 2009).

El uso de los derivados en la industria petrolera va de la mano con la aplicación de las políticas neoliberales en EUA por parte de la administración Reagan. En 1981 el gobierno se empezó a retirar del negocio petrolero quitando el subsidio a las pequeñas refinerías, eliminando la fijación de precios y la asignación de controles para gasolina y petróleo crudo. Esto abrió el camino al uso de los contratos de futuro petroleros. En 1981 se lanzaron contratos de futuro para gasolina y para 1983 se proyectaron los primeros contratos a futuro de petróleo crudo en la New York Mercantile Exchange (NYMEX)¹⁷⁶. Con estos pasos se empezó a mermar el poder de la OPEP como el fijador único de precios (Yergin, 1991).

La desregulación de los mercados financieros en torno al petróleo no fue producto de las necesidades de la mano invisible que regula los mercados, sino de un grupo formado por empresas ligadas a la energía y las finanzas (CF), las cuales usaron su poder relacional para lograr sus objetivos. En 1992 y en respuesta a una petición hecha por el “Energy Group” (Enron; BP; Conoco y Phillips, ahora fusionadas; Goldman Sachs; Coastal Corp, ahora El Paso Corp; J. Aron & Co; Koch Industries; Mobil (ExxonMobil) y Phibro Energy, ahora subsidiaria de Citi Group)¹⁷⁷ a la CFTC se exentaron ciertos contratos energéticos de la supervisión de la NYMEX, permitiendo a empresas como Enron y Goldman Sachs comercializar futuros entre ellos y sin regulación alguna (Slocum, 2007, p. 12).

En diciembre de 2000, bajo el auspicio del senador republicano Phil Gramm, fue signada por Bill Clinton la Ley de Modernización de Futuros de Materias Primas (Commodity Futures Modernization Act)¹⁷⁸. La ley establece las condiciones bajo las cuales los

¹⁷⁶ Es el mayor centro de intercambios físicos de materias primas (commodities), destacando los energéticos, seguidos de los metales y de algunos productos agrícolas como cacao, algodón, café y azúcar. Sus transacciones se encuentran reguladas por la Commodity Futures Trading Commission (CFTC) del los EUA. En agosto de 2008 la NYMEX Holdings Inc. fue adquirida por CME Group. Este grupo es resultado de la fusión, en 2007, de la Chicago Mercantile Exchange (CME) y la Chicago Board Trade (CBOT).

¹⁷⁷ Juhasz (2008, p. 144):

Koch Industries is one of the nation's largest privately held oil production and trading companies and a top contributor to both ultraconservative causes and Republican political candidates. Phibro Energy is an oil futures trading company, now a subsidiary of Citigroup. J. Aron & Company is Goldman Sachs's trading unit. If Coastal Corporation sounds familiar, it is most likely because company founder and CEO Oscar Wyatt pled guilty in 2007 to funneling \$200,000 in illegal kickbacks to Saddam Hussein as part of the oil-for-food scandal.

¹⁷⁸ De acuerdo con Jickling (2008, p.1) la nueva ley clasifica a los commodities según su grado de regulación:

Financial commodities (such as interest rates, currency prices, or stock indexes) were defined as excluded commodities. Excluded commodities can be traded in the OTC market with minimal CFTC oversight, provided that small public investors are not allowed to trade. A second category is

derivados financieros –futuros, opciones, swaps- pueden ser legalmente comercializados en el mercado OTC, es decir, fuera de la regulación de la CFTC. En especial, la ley exime de cualquier supervisión gubernamental a la mayoría de los contratos energéticos hechos en el OTC y a la comercialización de productos energéticos en los mercados electrónicos. A esto se le conoce como la “laguna Enron” (Enron Loophole) (Jickling, 2008), por tanto, es un mercado controlado por pocos y totalmente opaco, lo que da pie a la especulación y manipulación.

Las políticas a favor del CPT y de la banca estadounidense no se detuvieron ahí. En enero de 2006 el gobierno de EUA permitió a la ICE usar sus terminales de comercialización en EU para el intercambio de futuros del petróleo WTI en el mercado ICE de Londres. Esto dio pie a que los inversores comercializaran los energéticos centrales de EUA, pero sin sufrir ninguna regulación, puesto que la ICE de Londres se encuentra bajo las leyes inglesas (Engdahl, 2006). La gráfica es muy clara al presentar el crecimiento exponencial que se dieron en estos contratos no regulados a partir de 2003 a 2007.

A los pocos meses de aprobarse la ley del 2000, ciertos miembros del CPT (BP, Shell, TotalFinaElf) y el CF (como Goldman Sachs y Morgan Stanley) que se dedican a comerciar con energéticos formaron la IntercontinentalExchange (ICE), esta empresa adquirió la International Petroleum Exchange (ahora ICE Futures) en Londres. Con estos movimientos la ICE controla la forma de comercializar derivados en el mercado OTC. Obviamente, sus operaciones se encuentran fuera de cualquier tipo de supervisión. Con esto la se presenta dos tipos de mercado. El NYMEX que enfrenta la regulación de la CFTC y el ICE que no responde a ningún regulador¹⁷⁹. Las empresas petroleras participantes ganaron fuertes sumas de dinero¹⁸⁰, sin embargo, empresas como Shell y BP fueron acusados de

agricultural commodities; here, because of concerns about price manipulation, the law specifies that all derivatives based on farm commodities must be traded on a CFTC-regulated exchange; unless the CFTC issues a specific exemption after finding that a proposed OTC agricultural contract would be consistent with the public interest. Finally, there is a third “all-other” category — exempt commodities — which includes whatever is neither financial nor agricultural. In today’s markets, this means primarily metals and energy commodities.

¹⁷⁹ Los que actúan NYMEX se les obliga a guardar los registros de todos los contratos hechos e informar de los grandes tratos y los datos de comercio diarios que dan información del precio y el volumen a la CFTC. Estos datos son una herramienta para conocer el grado de especulación en los mercados y manipulación de precios. En cambio, los que contratan en el OTC no se les exige que guarden registros de ningún tipo y son exentos de la supervisión de la CFTC. En este mercado no hay límite para el número de contratos que puede hacer un especulador y no hay ningún informe de la cantidad de contratos excepcionales (Engdahl, 2008, p.4).

¹⁸⁰ En 2004, Exxon Mobil obtuvo una ganancia de 25 mdd negociando contratos en las bolsas de intercambio de mercancías de Nueva York (NYMEX) y Londres (ICE Futures) (Jalife-Rahme, 2006).

manipular y especular los precios de los energéticos mediante los futuros¹⁸¹. Las operaciones en estos mercados permiten obtener grandes ganancias a la empresa y sobre todo, a los accionistas. Esto en detrimento de las operaciones productivas de la empresa como son la exploración y producción.

Pero el mayor ganador fue el CF, encarnado en Goldman Sachs, Morgan Stanley, J.P Morgan, y los más nuevos en el mercado: los *Hedge Funds* (fondos de alto riesgo)¹⁸², puesto que han ganado grandes sumas de dinero y han pasado a tener activos físicos energéticos. El CF ha invertido grandes montos de dinero en la adquisición de ductos, campos de almacenamiento y sus propios campos petroleros. Goldman Sachs adquirió ductos, terminales, refinerías y pozos en Kansas y Luisiana; J.P Morgan tiene ductos e instalaciones de almacenamiento y Morgan Stanley junto con Apache Corp. compraron 26 pozos a Shell (Slocum, 2007). Estas entidades financieras también tratan de beneficiarse de la crisis mediante el almacenamiento de petróleo en grandes barcos. En 2009, Morgan Stanley y Citi Group almacenaron petróleo en buques en el GM que sacaron cuando el precio del crudo aumentó (Morgan Stanley alquiló un superpetrolero, 2009). Con esta situación el CF está en una situación ventajosa, pues además de ser los principales participantes en los mercados financieros, conocen cómo se encuentra el mercado físico, lo que les da posibilidad de expandir la especulación y manipulación de precios, y por ende, de seguir aumentando sus ganancias.

Las transacciones con los derivados en el petróleo se han multiplicado. Figueroa (2003) lo hace patente “ A partir de 1998, se vuelven a disparar las transacciones de crudo futuro alcanzándose, en el año 2003, su máximo histórico 4.1 veces la producción mundial” (p. 166). Éste es un claro ejemplo del capital ficticio.

Como se ha mencionado, el uso de los futuros ha eliminado las brechas entre los precios en varios mercados regionales tipo spot, los precios de las materias primas se crean

¹⁸¹ Entre 2003 al 2007 varias empresas se vieron envueltas demandas por manipulación. La CFTC libró una demanda civil en contra de Shell Oil por "transacciones no competitivas" en los mercados de futuro. Pagó más de 40 mdd por acusaciones de manipulación de precios. BP fue acusada de manipular el mercado de propano de EUA, pagando más de 6 mdd por esto. Marathon fue acusada de manipular el precio del WTI y tuvo que pagar 1 mdd (Slocum, 2007, p.16-17).

¹⁸² Para considerar la importancia de los Hedge Funds debemos considerar que son alrededor de 10,000 y manejan más de dos billones de dólares en activos financiados con deuda. Negocian cerca del 30% del mercado de renta fija, 55% del mercado de derivados, 55% de los bonos de los mercados emergentes, etc. Los inversionistas en estos fondos son: fondos mutuos, compañías de seguros, fondos de pensión, incluso lo Bancos Centrales (Soto, 2010b, p. 11). Los Hedge Funds usan técnicas de inversión financieras no permitidas para los fondos tradicionales: short-selling, derivados financieros y compra de valores usando un apalancamiento muy agresivo. No están obligados a dar información y son sujetos a una muy reducida regulación. Empezaron a proliferar a partir del cierre de Enron que lanzó al mercado a un buen número de traders que fueron absorbidos por varias empresas.

en los mercados de futuros y luego pasan a los mercados spot. Ahora los mercados físicos dependen cada vez más de los futuros como su principal fuente de información (Wray, 2009). Pero esta diferencia entre el “petróleo de papel” y el “petróleo real” enfrenta serios problemas que influyen en el precio. El mercado de papel da las señales bajo las cuales se puede fijar la cotización del petróleo real. Pero el precio del petróleo de papel sólo se basa en percepciones, que muchas veces no tiene nada que ver con la realidad. Desde 2002, el petróleo de papel ha leído mal el comportamiento del barril físico. Los administradores de los fondos afirman: los precios son altos porque hay escasez y la escasez responde a los precios altos, demostrando su poco conocimiento de la industria. Los precios de 2007-08 se fincaron siguiendo estos argumentos; pues a pesar de los precios altos, los inventarios de EUA no eran escasos (Stevens, 2009, pp.30-31)¹⁸³. Esto ha sido así porque el petróleo se ha convertido en un depósito de valor y en la actual situación económica es considerado como un activo por los inversionistas financieros, reflejando la integración entre el mercado del petróleo y los mercados financieros (Yergin, 2008 citado por Luyo, 2009)

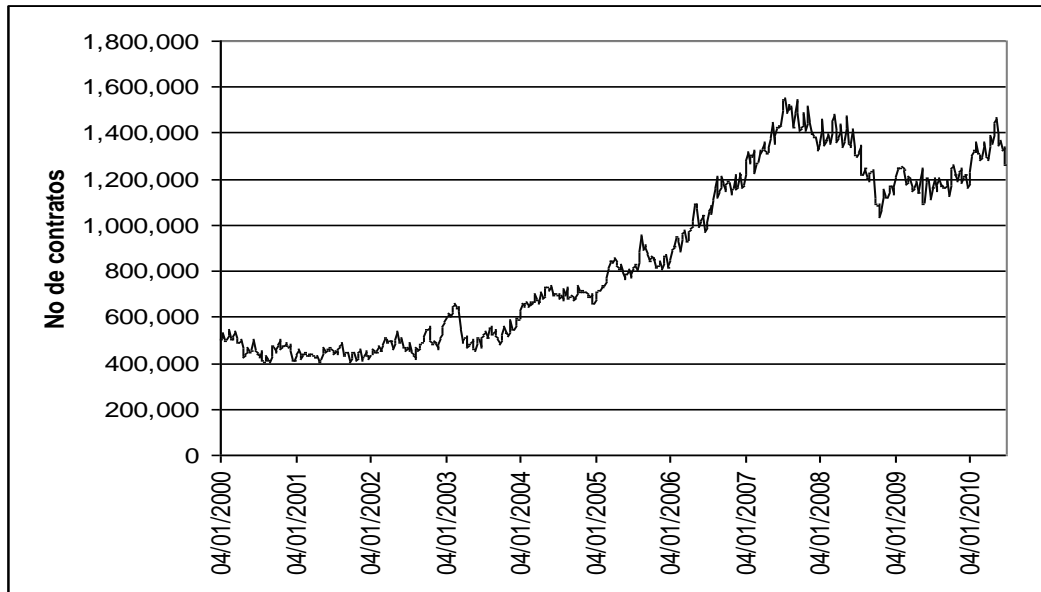
La especulación surgida de los mercados OTC produjo una burbuja en el precio del petróleo que reventó en 2008. Esta burbuja alcanzó su máximo en julio de 2008 cuando el precio del petróleo WTI alcanzó los 147 dpb. En 2006 se elaboró un informe al Congreso de los EUA, haciendo patente que la especulación en los futuros estaba elevando los precios del petróleo “Several analysts have estimated that speculative purchases of oil futures have added as much as \$20-\$25 per barrel to the current price of crude oil, thereby pushing up the price of oil from \$50 to approximately \$70 per barrel” (Coleman y Levin, 2006, p. 2).

La gráfica enseña cómo el número de contratos futuro en “interés abierto¹⁸⁴” de petróleo crudo fue en aumento. En el 2000, el 37% de los contratos futuros del WTI estaban en manos de especuladores (Hedge Funds), para el 2008 el nivel alcanzó el 70% (Hernández-Vigueras, 2008).

¹⁸³ En ciertas circunstancias, las expectativas pueden fijar el precio spot (corriente), como en el equilibrio de corto plazo, donde la cantidad de petróleo producido excede a la cantidad que es consumida, y los consumidores se encuentran en la mejor disposición de comprar el exceso producido y almacenarlo, bajo la idea de que el precio spot subirá lo suficiente para hacer un buen negocio. Esta situación especulativa tiene dos señales: por el exceso de producción alguien está acumulando inventarios y los mercados de futuro están en contango (Luyo, 2009, p. 3). El contango se presenta cuando el nivel de inventarios es alto en relación a la cantidad de petróleo demandado, por lo que el riesgo de escasez es menor. De tal suerte, el precio a futuro es mayor que el spot (Ramírez, 2009, p.132).

¹⁸⁴ El interés abierto corresponde al número total de opciones o contratos a futuro que los especuladores dejan abiertos en el mercado y que han de ser cerrados o mantenidos hasta las entregas del petróleo (Hernández-Vigueras, 2008, p. 6).

Gráfica 5.2
Futuros sobre petróleo crudo, 2000-2010
Interés abierto (número de contratos)



Fuente: elaboración propia con base en la Commodity Futures Trading Commission, información en línea.

La crisis financiera que se venía gestando desde 2007 estalló en 2008, provocando que el precio del petróleo se desplomara hasta los 33 dpb en diciembre de ese año. Este descenso disminuyó la actividad en el volumen de las transacciones de futuros (ver gráfica anterior). Con la crisis, varias empresas que se dedicaban a especular en los mercados financieros se vieron envueltas en severos problemas financieros que los obligó a cerrar, venderse o asociarse con otras instituciones o ser intervenidas por el gobierno de EUA.¹⁸⁵ Destacando entre ellas AIG, Bank of America, Citigroup y Lehman Brothers. Sin embargo, esto no ha frenado la actividad en los mercados financieros. Mora y Beramendi (2009) sostienen que en abril de 2009, con baja demanda de petróleo y alza en los inventarios, el precio del petróleo había subido un 97%, lo que desde el punto de vista de la Agencia Internacional de Energía (AIE) y la OPEP representaba pura especulación.

La situación sólo se modificará si las medidas regulatorias se hacen más estrictas en los mercados en general, pero muy en particular en el mercado OTC. Baste recordar un antecedente fundamental a esta crisis actual, el caso de Enron, de ser la principal empresa energética de los Estados Unidos, quebró por su participación en los mercados de derivados, al parecer este escenario de crisis no enseñó nada a las autoridades y participantes en

¹⁸⁵Guillén (2009) menciona que las principales instituciones financieras en problemas:

Los principales bancos de inversión de EU –Bear Stearns, Merrill Lynch, Lehman Brothers, Goldman Sachs, Morgan Stanley- quienes fueron los encargados de colocar toda la parafernalia de bonos y deudas colateralizadas en los mercados de capital, quebraron o fueron fusionados con bancos (p.64).

el mercado, tal parece que sólo interesa la ganancia en unas cuantas manos sin importar que desencadene profundas crisis.

La tarea de mejorar la regulación ya empezó, pues en julio de 2010 se aprobó una reforma financiera que permitirá al Gobierno de EUA aumentar la supervisión del complejo entramado financiero de los EUA¹⁸⁶. La mayoría de los mercados de derivados deberán comercializarse mediante las cámaras de compensación centralizadas o en mercados organizados bajo las leyes de la CFTC y sólo una pequeña parte quedará fuera de los mercados OTC. Además, los bancos que empleen este tipo de instrumentos deberán poner en una entidad de nueva creación, no bancaria, toda su operación (Pozzi, 2010a y 2010b). Ahora queda esperar que estas disposiciones se cumplan.

Por último, los mercados financieros enfocados en el petróleo provocaron que:

- Los integrantes del CPT lograron fuertes ganancias al invertir en estos instrumentos financieros, lo que fue en detrimento de las actividades de exploración y producción.
- Al ser el precio afectado al alza por el comportamiento de los derivados financieros, los ingresos tanto del CPT como de los países productores se incrementó en gran manera. Lo que mantuvo su estrategia rentista.
- Una gran renta petrolera que permitió que un buen número de países exportar grandes volúmenes de dinero al exterior¹⁸⁷(Rojas-Nieto, 2007).
- Permitió que los yacimientos marginales en el mundo (GM, Mar del Norte) no salieran del mercado. Asimismo, impulsó un precio de monopolio que dio pie a que a que la

¹⁸⁶ Dentro de la nueva reforma financiera destaca: 1) Liquidación ordenada: se establece un mecanismo que permitirá a la FDIC desmantelar entidades problemáticas; 2) Productos exóticos: los bancos deberán escindir en filiales algunos de sus negocios más rentables y de más riesgo en el mercado de los derivados. Para dar transparencia, la mayoría de estos productos -incluidos los seguros de impago de deuda (CDS)- se negociarán en cámaras de compensación centralizadas o en mercados organizados bajo la supervisión de la CFTC; 3) La Regla Volcker: la legislación restringe que los bancos inviertan sus recursos propios en operaciones especulativas a través de fondos de alto riesgo (hedge funds) y firmas de capital riesgo (private equity). Esas inversiones estarán limitadas al 3% de sus fondos propios (Tier 1). No podrán negociar por cuenta propia con los depósitos, salvo que lo hagan en nombre de sus clientes; 5) Los fondos de capital riesgo, las sociedades privadas de inversión y los fondos de inversión libre o alto riesgo tendrán que registrarse ante la Comisión de Valores estadounidense, y facilitar los datos que ésta les requiera, incluso de los activos que poseen fuera de balance (Pozzi, 2010; Puntos principales de la reforma financiera, 2009).

¹⁸⁷ Entre otras cosas, esta especulación se ve reflejada en las nuevas características –composición, nivel, dinámica, estructura y condiciones de operación– de un mercado mundial de dinero que –a manera de ejemplo– en el año 2006 mostró una interesante fisonomía. Un ejemplo. La tercera parte de todo el capital que se exportó en el mundo en 2006, provino de los fondos acumulados por países petroleros. Se trata de Arabia Saudita y Rusia (con 8.8 por ciento cada uno), Noruega (4.8 por ciento), Kuwait (3.6 por ciento), Emiratos Árabes Unidos (2.7 por ciento), Argelia (2.3 por ciento), Venezuela (2.1 por ciento) y algunos otros concentran cerca del 35 por ciento del volumen neto de dinero exportado el año pasado en el mundo. China (25 por ciento), Japón (12.2 por ciento) y Singapur (2.8 por ciento) concentraron el 27.5 por ciento. Y Alemania (8.8 por ciento), Suiza (3.7 por ciento) y Holanda (3.7 por ciento) 16.2 por ciento (Rojas-Nieto, 2007).

renta de monopolio alcanzará máximos históricos y que la renta diferencial creciera, pues la diferencia entre las zonas con los costos de producción altos y las de bajo costo se amplió.

- Al contribuir a la elevación del precio del petróleo, los mercados financieros ayudaron a la existencia de una RD de secuencia ascendente.

5.2.3 Irak, la guerra por petróleo

Uno de los puntos cruciales en la situación internacional de los últimos años ha sido la invasión norteamericana a Irak. Éste evento es muy importante, ya que los sucesos que ahí se presentan inciden en la industria petrolera mundial. En la década de los noventa Hussein había sido contenido por las sanciones económicas impuestas por la ONU a petición de los EUA, sin embargo, estas medidas hacían imposible que el capital privado estadounidense (CPT) aterrizara en Irak; además de causar una crisis económica que hundía al país y de aumentar el sentimiento antiestadounidense en la región (Klare, 2006, pp.147-149). Aunque Hussein había sido derrotado en la Guerra del Golfo (GG), su permanencia en el poder en Irak seguía siendo una amenaza para los EUA. Con Hussein en el poder, la hegemonía en MO por parte de los EUA enfrentaba retos, pues él se era una fuerza independiente difícil de controlar. Es así que a principios de 2003 los EUA e Inglaterra, principalmente, lanzan una ofensiva militar con el fin de sacar del poder a Hussein.

Uno de los detonantes de la invasión fue el cambio que hizo Hussein, hacia finales del año 2000, al reemplazar al dólar por el euro para sus transacciones petroleras¹⁸⁸(Phillips, 2006, p.93). Esto fue visto por los estadounidenses como un desafío a su autoridad y encendió algunos focos rojos sobre la posibilidad de que los demás miembros de la OPEP pudieran hacer lo mismo. Aunque no hubo nada en concreto, otros países exteriorizaron la idea de seguir el camino de Irak: Rusia, Irán, Indonesia, Malasia y Venezuela lo declararon (Clark, 2005 y Phillips, 2006). De cristalizar la iniciativa pondría en serios aprietos la supremacía del dólar¹⁸⁹, la cual le había arrojado grandes beneficios y minimizado riesgos a

¹⁸⁸ Clark (2005, p. 31):

It is not clear if Saddam Hussein initiated the idea of transitioning to a petroeuro or if the EU approached him with this idea. Regardless, Iraq opened up a euro-based bank account with the leading French bank, BNP Paribas. Shortly thereafter, Iraqi oil proceeds went into a special UN account for the Oil for Food program and were then deposited in BNP Paribas.

¹⁸⁹ De darse esta situación los países consumidores de petróleo tendrían que reemplazar sus dólares por euros, provocando una caída fulminante del dólar. Esto arrojaría una inflación masiva, una salida de los fondos externos del mercado de EUA y un desprendimiento de los valores en dólares por parte de los bancos y de ahí se daría un efecto contagio a todo el sistema (Tablada y Hernández, 2003, p.120). Claro esta situación era poco probable en el corto plazo, sin embargo, la sola idea era alarmante para EUA.

EUA¹⁹⁰: el tener al dólar como la moneda universal para el comercio -70% del comercio mundial es llevado en dólares- permite a los EUA mantener su abultado déficit, realizar fuertes cortes al gasto, tener un gigantesco aparato militar de alcance mundial, y hacer que otros acepten su moneda como medio de pago por los bienes y servicios importados¹⁹¹(Clark, 2005, p.28).

El otro motivo son los vastos recursos petroleros iraquíes. En 2002, las reservas probadas de Irak eran de 115 billones de barriles, las terceras del mundo después de Arabia Saudita e Irán; su producción fue de 2.1 millones de barriles diarios (mbd) (2.8% mundial) (BP, 2009), pero con potencial de incrementarla hasta los 7 mbd¹⁹². El petróleo iraquí es fácil de extraer y los costos de exploración y el desarrollo se estiman entre 1.50 dólares por barril (dpb) y 2.25 dpb, comparado con 5 en Malasia o 20 dpb en Canadá (IAR Noticias, 2009). Datos que ayudan a ver el gran monto de renta petrolera que está en juego. Estos datos enfatizan la centralidad de los recursos petroleros de Irak en el escenario mundial.

De acceder a estas reservas los EUA tendrían la capacidad de ejercer su poder en la zona y garantizar el abasto seguro y suficiente de petróleo para las futuras necesidades del país; además otorgar fuertes ventajas a sus empresas petroleras. La importancia de Irak para los EUA no recaía en el petróleo proveniente de este país, pues en 2002 el petróleo de Irak representaba sólo el 4% del total de las importaciones estadounidenses. De controlar el

¹⁹⁰ Clark (2005) sostiene que los EUA se beneficiaban de la siguiente forma por tener el monopolio de la moneda:

Another benefit in this process for the US is that when oil is priced in a monopoly currency, the nation that prints that currency greatly minimizes its exposure to “currency risk” for their oil/energy prices. In other words, as long as OPEC prices a barrel of oil in the \$22–\$28 range, US consumers have very steady oil prices regardless of whether the dollar is highly valued or highly devalued against other major currencies. Until the dollar’s devaluation relative to the euro in 2002, OPEC’s pricing band generally reflected the price of international oil trades, and the US enjoyed a stable “oil bill.” Under the OPEC pricing band established in 2000, a US petrodollar would be worth between 1.5 and 1.9 gallons of sweet crude, when the price of the barrel of oil was between \$22 and \$28 respectively (42-gallon production barrel) (p.33).

¹⁹¹ En este contexto, desde la década de los años setenta los EUA crearon dos mecanismos para mantener la hegemonía del dólar: 1) hacer que todas las transacciones petroleras de la OPEP se hicieran en dólares y 2) usar el excedente de petrodólares como un instrumento para revertir la caída internacional del dólar vía los altos precios del petróleo (Clark, 2005, p.30). Estos petrodólares son reciclados hacia los EUA, mediante letras del Tesoro, acciones y bienes inmuebles. Esta inversión en activos estadounidenses produce un superávit en la cuenta de capitales que hace posible financiar en gran parte el déficit comercial del país (Tablada y Hernández, 2003, p.118).

¹⁹² De acuerdo al EIA (2009c) de los Country Analysis Briefs:

The majority of the known oil and gas reserves in Iraq form a belt that runs along the eastern Edge of the country. Iraq has 9 fields that are considered “super giants” (over 5 billion bbls) as well as 22 known “giant” fields (over 1 billion bbls). According to independent consultants, the cluster of super-giant fields of southeastern Iraq forms the largest known concentration of such fields in the world and accounts for 70 to 80 percent of the country’s proven oil reserves. An estimated 20 percent of oil reserves are in the north of Iraq, near Kirkuk, Mosul and Khanaqin. Control over rights to reserves is a source of controversy between the ethnic Kurds and other groups in the area (p.2).

país, los EUA podrían convertir a Irak en un proveedor de igual calibre que Arabia Saudita y hacer que los iraquíes no respeten las cuotas de producción de la OPEP u obligarlo a salir de la misma, pudiendo aumentar o disminuir la producción según los deseos del CPT y de los EUA, lo que continuaría con la merma de la OPEP¹⁹³. Asimismo, hacer que las disputas por el petróleo se diriman en tribunales internacionales, dar marcha atrás a los contratos firmados por Hussein con las compañías petroleras no pertenecientes a EUA y eliminar la disposición de Hussein de realizar las transacciones petroleras en euros (Phillips, 2006; Clark, 2005; Juhasz, 2008). Muchos de estos planes ya están en camino de materializarse.

A la par, para el CPT el poder acceder a las riquezas petroleras de Irak produciría grandes beneficios, pues sus reservas van a la baja: en 2004, el CPT, a pesar de sus fusiones, tenía reservas de entre 11 y 14 años (Bureau of Economics, 2004, p. 68)¹⁹⁴. Sin embargo, la situación para acceder a las reservas iraquíes era complicada, pues la presencia de las petroleras de EUA e Inglaterra había sido suprimida del escenario iraquí desde la nacionalización de 1972. En cambio, en detrimento del CPT y en abierto desafío los EUA, Hussein había firmado acuerdos de producción o entablado pláticas con 60 empresas de 40 países del mundo; destacando las de Rusia, China y Francia (Orwell, 2006, p.107).

Ante el potencial de los recursos iraquíes y la actitud desafiante de Irak, los EUA decidieron que era tiempo derrocar a Hussein. Los EUA lanzaron fuertes acusaciones para invadir Irak: la primera, Irak cooperaba con el terrorismo, acusación impulsada por los ataques de Al-Qaeda a las torres gemelas; la segunda, Hussein estaba desarrollando armas biológicas y nucleares de destrucción masiva. Ambas acusaciones fueron echadas por tierra al no encontrarse evidencia que las soportara. Aún así se dio la orden de invasión, que según algunas fuentes había sido pospuesta en 2001 por los atentados del 9/11¹⁹⁵. De tal manera, los EUA usaron su poder relacional para incursionar en Irak de la forma más artera, quitar del poder a Hussein y quedarse con el petróleo del país. El ataque se inicio el 20 de Marzo de 2003 con la participación principal de EUA e Inglaterra, seguidos de pequeños contingentes de Australia, España, Dinamarca, Polonia y otros países.

¹⁹³ Bajo el yugo estadounidense Irak puede aumentar o disminuir la producción a petición de los EUA, lo que ya no es complicado, puesto que la OPEP eximió a Irak, desde 1990, de respetar las cuotas de producción por la difícil situación del país después de la GG.

¹⁹⁴ ExxonMobil, 13.3 años; Shell, 11.7 años; ChevronTexaco, 12.2 años; BP, 11.9 años y ConocoPhillips, 13.8 años (Bureau of Economics, 2004, p.68).

¹⁹⁵ Clark (2005, p.97):

Former secretary of the treasury Paul O'Neill recalled that, during the very first national security meeting of the Bush administration, toppling Saddam Hussein was its focus. *The Price of Loyalty* revealed that this was at the top of the national security agenda just ten days after George W. Bush was sworn in as the 43rd president, a full eight months before the September 11th terrorists attacks

Aunque el discurso estadounidense afirmaba que la invasión era por el bien del pueblo iraquí (democracia por dictadura), lo cierto es que era por el petróleo. El ministerio del petróleo y las instalaciones estratégicas ligadas a los hidrocarburos fueron los primeros en quedar bajo resguardo de las tropas invasoras. El CPT pronto hizo su aparición mediante la presencia de altos ex ejecutivos de importantes empresas petroleras (Shell y Exxon-Mobil) que en teoría eran asesores, pero que en la realidad controlaban el ministerio del petróleo de Irak. Además, Bush emitió una orden que concedió inmunidad a las petroleras para desarrollar actividades con el petróleo iraquí, a lo que hay que añadirle el hecho de que el consejo de seguridad de la ONU permitió a los ocupantes vender el petróleo de este país sin enfrentar sanciones económicas, que para entonces se comercializaba, de nuevo, en dólares (Juhasz, 2008; Orwell, 2006).

Una vez instalados en Irak, pero con la resistencia iraquí en marcha, los EUA decidieron hacer negocios con la reconstrucción del país. Se otorgaron jugosos contratos a empresas ligadas a la construcción de infraestructura y a la seguridad privada¹⁹⁶. Pero el gran reparto se dio en el petróleo. En principio, y al poco tiempo de arribar a Irak, los EUA-Inglaterra dieron preeminencia a sus empresas¹⁹⁷ sobre las de otros países, no haciendo caso de los acuerdos firmados por Hussein con otras petroleras.

El siguiente paso fue la imposición de una nueva constitución que sentara las bases para la transformación del sector petrolero estatal (*propietal*) a un modelo predominantemente privatizado y a modo a los intereses de los EUA-Inglaterra y sus empresas (*no propietal*), donde los contratos serán del tipo de producción compartida (CPC), los favoritos del CPT¹⁹⁸, donde las empresas se quedan entre el 20 y 40% de la producción total. Con base en la constitución, los EUA presionaron para el desarrollo de una nueva ley petrolera

¹⁹⁶ Juhasz (2008, p. 351-352):

Halliburton received a series of contracts, including for oil facilities restoration that have yielded the firm more than \$20 billion in Iraq War earnings to date. In addition to U.S. soldiers, Operation Task Force Shield employed approximately fourteen thousand private security guards, deployed along Iraq's oil pipelines in 175 critical installations, including 120 mobile patrols, to provide continual protection against sabotage

¹⁹⁷ Juhasz (2008,p.352):

Chevron received one of the first contracts to market Iraq's oil. It has since signed subsequent longer- term deals, as have ExxonMobil, Marathon, Shell and BP, among others. The companies have been shipping large quantities of their Iraqi oil into the United States ever since. In August 2005, for example, Energy Intelligence Research reported that more than 50 percent of all Iraq's oil exports went to the United States that month.

¹⁹⁸ La constitución de 2005 confiere la propiedad del petróleo al pueblo de Irak, también menciona que los recursos petroleros deben de extraerse usando los principios del mercado, es decir, motivando la inversión privada en él; afirma que los campos petroleros en funcionamiento deben seguir haciéndolo por la estatal (INOC), pero los campos no desarrollados deben ser otorgados a privados. Lo interesantes es que sólo 17 de los 80 campos petroleros conocidos están produciendo al día de hoy. Con esto, las petroleras extranjeras podrían controlar entre el 64 a 80% del total de las reservas del país (Orwell, 2006, p. 111).

a fin a sus intereses; sin embargo, esto no ha ocurrido, al ser rechazada tanto en el interior como en el exterior del país por su carácter depredador (Juhasz, 2008)¹⁹⁹. Empero, la no aprobación de la ley no ha impedido al CPT firmar jugosos contratos para explotar el petróleo de Irak. El gobierno iraquí ha lanzado dos rondas de licitaciones que contienen 84000 mb (EIA, 2009b). Las empresas más beneficiadas han sido: ExxonMobil, BP, Royal Dutch Shell, Lukoil, y CNPC²⁰⁰. Claro, que estas licitaciones empiecen a producir satisfactoriamente dependerá de que el país se pacifique, de que los gobiernos por venir respeten los acuerdos hoy firmados y que las empresas realicen todas las inversiones necesarias. De materializarse estos acuerdos, Irak se podría colocar como el mayor productor de petróleo del mundo, superando a A. Saudita. En este paso Irak podría abandonar la OPEP definitivamente, repercutiendo en la capacidad de controlar la oferta por parte del organismo.

5.2.4 El sector petrolero internacional en el debate medio ambiental

En los años noventa se inicio el debate en torno a la problemática ambiental (cambio climático y calentamiento global). Dentro de esta discusión el consumo de hidrocarburos saltó como el principal precursor del quebranto ambiental, pues éstos son los principales energéticos del hombre y dentro de ellos el petróleo destaca como el principal²⁰¹. El consumo de petróleo ha incrementado las emisiones contaminantes a la atmósfera.²⁰² Según Lovell (2009), 10% de los contaminantes producidos por la actividad petrolera provienen de la producción del mismo, mientras que el restante 90% es resultado de su uso.

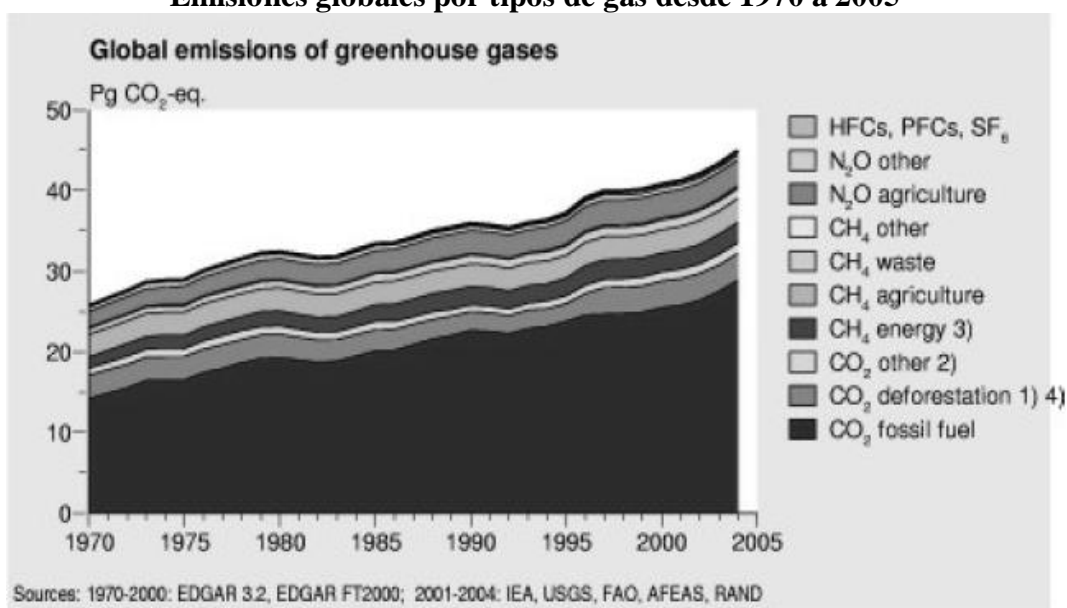
¹⁹⁹ Según Nadal (2007), La Ley Petrolera no es del todo compatible con la Constitución de 2005, ya que mientras la legislación afirma que el petróleo es propiedad del pueblo de Irak, la nueva Ley menciona que la propiedad del petróleo y gas natural pertenece al Consejo Iraquí de Petróleo y Gas (CIPG). Éste está bajo el yugo estadounidense, puesto que en el CIPG se encuentran las principales empresas petroleras privadas (CPT). El CIPG debe definir las razones y circunstancias para el otorgamiento de concesiones para la explotación y producción primaria, construcción y operación de oleoductos, transferencias de estas concesiones, derechos y regalías. Los contratos petroleros pueden alcanzar una duración de hasta 25 años. En materia de resolución de controversias, la ley se parece a los acuerdos bilaterales de inversiones (BITs) que tanto promueven el Banco Mundial y la OMC. Las disputas se arreglarán por medio de arbitraje internacional, ya sea por los Procedimientos de París o de la Cámara de Comercio de Ginebra. Esto está en línea con lo que Mommer (2003) denomina régimen fiscal de carácter público no propietal.

²⁰⁰ Royal Dutch Shell y su socia Petronas de Malasia ganaron la subasta para desarrollar el yacimiento de Majnoon, uno de los más importantes de Irak; mientras que BP y CNPC desarrollarán el yacimiento de Rumalia, el más grande de Irak y el segundo del mundo, por los próximos 20 años.

²⁰¹ De acuerdo con el World Energy Outlook 2008 de la AIE, la demanda de combustibles fósiles representaron para el 2006 el 80% de la energía consumida. El petróleo representó el 34% del consumo, el carbón el 26% y el gas el 20.5%. Entre petróleo y gas se tiene casi el 55% del consumo energético mundial.

²⁰² Los gases responsables de provocar el efecto invernadero son: dióxido de carbono (CO₂), el de mayor abundancia en la atmósfera; metano (CH₄); vapor de agua (H₂O); óxidos de nitrógeno (NO_x); ozono (O₃); clorofluorocarbonos (CFCs). La mayoría de estos gases están presentes en la atmósfera, sin embargo, la actividad humana ha hecho que sus niveles se vean aumentados peligrosamente, causando el efecto invernadero: éste se da cuando los gases antes descritos impiden que la radiación infrarroja de la tierra salga a la atmósfera y, por el contrario, la reenvían hacia la superficie terrestre calentando la misma.

Gráfica 5.3
Emisiones globales por tipos de gas desde 1970 a 2005



Fuente: Olabe, 2008, p.5

Como se ve en la gráfica 5.3 la mayoría del dióxido de carbono arrojado a la atmósfera proviene de la quema de combustibles fósiles²⁰³. Por lo cual, la industria petrolera tiene un papel importante en el medio ambiente, pues en la producción se causan daños al agua, a la atmósfera y al suelo, por mencionar los más importantes.

A raíz del calentamiento global y el cambio climático por el que atraviesa la tierra y la importancia de los gases de efecto invernadero en él, han provocado que se busquen acuerdos a fin de reducir la emisión de contaminantes a la atmósfera. El que más resalta es el Protocolo de Kyoto. Este acuerdo tiene el propósito de reducir los gases que causan el calentamiento global (dióxido de carbono, gas metano, óxido nitroso, el azufre y los cloro-fluorocarbonos) en un 5% por debajo de los niveles de 1990, para el período 2008-12. Empero, EUA, país con el mayor grado de emisiones contaminantes a la atmósfera ha rechazado el acuerdo.

La industria petrolera internacional emite importantes contaminantes a la atmósfera. Ante esto, el sector petrolero ha sido uno de los sectores más cuestionados en torno al de-

²⁰³ De acuerdo con el Olabe (2001, p. 2):

El 57% de las emisiones totales del año 2000 procedieron de la quema de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, el transporte, la industria, las viviendas y el comercio. El 41% procedía de los cambios en los usos del suelo, especialmente, la desaparición de las selvas tropicales. En cuanto a los gases emitidos el principal es el CO₂ que supone en torno al 77% del total. El 14% corresponde al metano. El 8% al óxido nitroso y 1% el resto de gases. Respecto al reparto de las emisiones históricas, el 75% del total de las mismas han procedido de Europa y Estados Unidos, mientras que las economías emergentes y en vías de desarrollo lo han sido del restante 25%.

sastre ambiental, por lo que se ha visto en la necesidad de realizar algunas acciones para mitigar sus emisiones. De acuerdo a Bauquis, Chétrit & Sigonney (2007) las compañías petroleras se han enfocado en reducir la quema de gas, las emisiones de los hidrocarburos para minimizar el impacto ambiental de sus operaciones y preservar la biodiversidad biológica. Se han tratado de reducir los derrames petroleros mediante la implementación de regulaciones y de la mejora tecnológica; sin contar con el hecho de que varias de ellas se han movido hacia el desarrollo de energías limpias o alternas. Sin embargo, sus medidas han tenido poco éxito en reducir el daño ecológico y, muy por el contrario, se han enfocado en atacar la idea del calentamiento global. Desde los años noventa el sector petrolero, encabezado ExxonMobil y otras empresas como Chevron y Koch Industries²⁰⁴, ha financiado estudios en contra del argumento sobre el papel del sector petrolero en el calentamiento global, puesto que la producción y quema de combustibles fósiles es un factor central de este fenómeno. ExxonMobil ha donado millones de dólares a cerca de cuarenta organizaciones para minimizar los estudios científicos sobre el cambio climático (Mooney, 2005)²⁰⁵. Una de las organizaciones más importantes en esta estrategia es la American Enterprise Institute (AEI) que ha recibido más de 1.6 mdd de Exxon. Sin dejar de lado que más de una veintena de sus empleados han trabajado como asesores del gobierno de EUA en la administración Bush (Una de las mayores petroleras del mundo paga a científicos para cuestionar el informe sobre el cambio climático, 2007). Lo anterior es un claro ejemplo de las ligas entre el gobierno de EUA y el sector petrolero.

A la par que muchas de las empresas petroleras niegan la veracidad del cambio climático y canalizan el mayor rubro de sus inversiones a la producción de petróleo y gas -incluyendo las arenas bituminosas y las operaciones en aguas ultra profundas-, se canalizan menores recursos al desarrollo de nuevas fuentes energéticas menos contaminantes a las provenientes del petróleo. Los pocos recursos que las compañías invierten en energías

²⁰⁴ De acuerdo con un informe de Greenpeace (2010), uno de los mayores patrocinadores son las Industrias Koch que junto con ExxonMobil son de los principales donantes al movimiento negacionista del cambio climático. Entre 2005-08, ExxonMobil destinó 9.1 millones de dólares (mdd) a la lucha en contra del planteamiento del cambio climático, mientras que Koch Industries donó 24.9 mdd a la misma causa; 37 mdd los condujo al lobby directo en materia de petróleo y gas, desde 2006; sólo superado por Exxon (87 mdd) y Chevron (50 mdd). En el mismo informe se menciona que Koch Industries es un conglomerado de industrias, con sede en Kansas, con intereses en la industria petrolera y química, con ventas de 100 mil mdd y con operaciones en 60 naciones alrededor del orbe.

²⁰⁵ Al respecto Sample (2007, 2):

Scientists and economists have been offered \$10,000 each by a lobby group funded by one of the world's largest oil companies to undermine a major climate change report due to be published today. Letters sent by the American Enterprise Institute (AEI), an ExxonMobil-funded think tank with close links to the Bush administration, offered the payments for articles that emphasise the shortcomings of a report from the UN's Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

alternas son resultados de las restricciones ambientales y de la creciente demanda de energía, más no por un compromiso con el medio ambiente. De acuerdo con un estudio de KPGM (2008) la inversión en energías alternas por parte de las petroleras a nivel global no pasa del 10% de sus ingresos, lo que es apoyado por Juhasz (2008) que sostiene que ninguna de las grandes petroleras privadas estadounidenses destinó más del 4% de sus gastos totales entre 2006-07 en energías alternas²⁰⁶. Con BP y Chevron a la cabeza en los recursos destinados a nuevas energías respecto a su gasto total²⁰⁷. Con estos datos nos damos cuenta que el CPT no tiene, hasta el momento, grandes incentivos para moverse a un nuevo paradigma energético que se vaya alejando de los combustibles fósiles, pues hacer esto le representaría serios desafíos tecnológicos y financieros, que por el momento no piensan asumir.

a) El derrame de petróleo de la plataforma Deepwater Horizon, sus implicaciones para la industria petrolera: daño ambiental y evidencia de captura

A pesar de lo mencionado, los esfuerzos no han sido suficientes, puesto que la sed por petróleo y el arribo de la etapa actual donde el petróleo de fácil extracción parece haber llegado a su fin ha hecho que las compañías petroleras se aventuren en proyectos más costosos, riesgosos y contaminantes como las arenas bituminosas y la exploración en aguas profundas y ultraprofundas. Esta última es la nueva frontera en la exploración petrolera convencional. Sin embargo, a mayor profundidad se corren mayores riesgos en la extracción, ya que se enfrentan corrientes cambiantes, bajas temperaturas, nula o poca posibilidad, etc.

Con estos nuevos desafíos, y a pesar de la tecnología, siempre está presente el fantasma de un accidente petrolero. Lo anterior sucedió el 23 de abril de 2010 en la plataforma petrolera *Deepwater Horizon*²⁰⁸, contratada por BP y sus socios (Andarko y Matsui), la

²⁰⁶ Mouawad (2009, 11).

In the last 15 years, the top five oil companies have spent around \$5 billion to develop sources of renewable energy, according to Michael Eckhart, president of the American Council on Renewable Energy, an industry trade group. This represents only 10 percent of the roughly \$50 billion funneled into the clean-energy sector by venture capital funds and corporate investors during that period, he said.

²⁰⁷ Juhasz (2008, p.282):

BP, the company with the highest percentage, still only spent a pitiful 4 percent. Chevron ranked second with 1.8 percent, Shell ranked third with 0.8 percent, followed by ConocoPhillips with 0.5 percent. Marathon spent next to nothing, and ExxonMobil appeared to spend virtually nothing at all on green energy alternatives.

²⁰⁸ Deepwater Horizon era una torre petrolífera de diseño RBS-8D de quinta generación, semi sumergible, de posicionamiento dinámico y de aguas ultra-profundas, cuyos taladros perforaban el lecho marino, mientras que otro tipo de torres y plataformas son utilizadas para extraer petróleo de pozos ya taladrados. La torre tenía 121 metros de largo por 78 metros de ancho y, de acuerdo a las declaraciones de Billy Nungesser,

cual sufrió una explosión que mató a 11 trabajadores y provocó una fuga de petróleo del pozo “Macondo”^{209,210} que se terminó en julio. Este derrame ya es catalogado como uno de los peores a nivel mundial y el mayor desastre ecológico de la parte norteamericana del Golfo de México²¹¹. Hasta el momento no hay una estimación real de los daños causados. Hay grandes afectaciones a la flora y fauna marina que no será muy fácil de reconstruir; el daño económico es, también, muy grave ya que muchas industrias y comunidades en varios estados de EUA (Louisiana, Alabama, Misisipi y Florida) viven de la pesca y el turismo y del sin fin de actividades económicas que giran alrededor de estos sectores. BP ha constituido un fondo de 20,000 millones de dólares (mmdd) para hacer frente a los pagos por los daños causados por el derrame. Al momento, limpiar el vertido de petróleo ha alcanzado los 8 mmdd para BP. Este monto incluye las operaciones técnicas para tapar el vertido, así como las subvenciones a los estados del Golfo de México y el pago por reclamaciones (Crece costo de limpieza por escape de petróleo en el golfo, 2010). Como una medida ante tal situación, el gobierno estadounidense ha declarado una moratoria petrolera hasta el 30 de noviembre del presente año. Este desastre ha colocado en una situación muy comprometida a BP. Para recaudar los fondos suficientes para el pago de los daños, BP ha lanzado un agresivo plan de venta de activos que alcanza la cuantía de entre 25 mmdd a 30 mmdd en el próximo año y medio (BP vende activos en Venezuela y Vietnam, 2010).

Este derrame petrolero pone en el ojo del huracán los mecanismos y organismos de regulación de la industria petrolera de EUA. El *Minerals Management Service* (MMS) es el organismo regulador de las operaciones en ultramar²¹² ha sido severamente cuestionada

presidente de la Parroquia de Plaquemines, Luisiana, era una de las torres de perforación más grandes de aguas profundas. Podía operar en aguas de hasta 2.400 metros de profundidad, y tenía una profundidad máxima de perforación de 9.100 metros. La torre podía alojar hasta 130 miembros de la tripulación (http://es.wikipedia.org/wiki/Deepwater_Horizon).

²⁰⁹ Un preocupante informe ronda en el Kremlin. Tal informe fue elaborado por Anatoly Sagalevich, del Instituto Shirshov de Oceanología de Rusia y contratado por BP por su gran experiencia en trabajos en aguas profundas. En este reporte el investigador informa que derrame petrolero en el Golfo de México no salió sólo del pozo de 22 pulgadas que muestran los estadounidenses en la televisión, sino de por lo menos otros 18 sitios sobre el “fondo marino fracturado”, y que el más grande de 11 kilómetros, donde se hundió la Deepwater Horizon, está vomitando a borbotones a estas preciosas aguas unos dos millones de galones de petróleo al día (Preocupante informe por el derrame, 2010).

²¹⁰ Hasta el 15 de Junio del 2010 el derrame diario de crudo en el Golfo de México asciende a cerca de 60.000 barriles al día, más de 9,5 millones de litros, según una agencia gubernamental encargada de la medición. Las primeras estimaciones al comienzo de la crisis que dura ya ocho semanas -y entonces se pensaba que era un número muy elevado- hablaban de 5.000 barriles de petróleo al día (Monge, 2010, 1).

²¹¹ La mancha sobre el Golfo de México alcanzó la marca de 532 millones de litros (140,6 millones de galones), con lo cual supera los 530 millones de litros (140 millones de galones), derramados por el pozo Ixtoc I, en las cosas de México de 1979 a 1980 (Derrame: una historia sin fin, 2010, 2).

²¹² Según la página de Internet del MMS, es un organismo que depende del Departamento del Interior, es la agencia federal que administra los recursos petroleros, gaseros y otros minerales ubicados en la Plataforma

por sus ligas con la industria petrolera, donde el regulador estaba cooptado por la industria, por lo que se puede decir que las petroleras se regulaban así mismas. El presidente de los EUA, Barack Obama, lo hizo patente en un discurso a la nación:

Over the last decade, this agency [MMS] has become emblematic of a failed philosophy that views all regulation with hostility -- a philosophy that says corporations should be allowed to play by their own rules and police themselves. At this agency, industry insiders were put in charge of industry oversight. Oil companies showered regulators with gifts and favors, and were essentially allowed to conduct their own safety inspections and write their own regulations (Office of the Press Secretary, 2010, 18).

En este sentido, es claro que el MMS ha sido “capturada” por los intereses del sector petrolero. La Captura sucede cuando una agencia regulatoria creada para actuar en favor de la sociedad actúa en apoyo de los intereses que dominan la industria o sector que esta encargado de regular. Lo anterior pasó con la MMS. Los precursores de la teoría de la captura²¹³ ven que las agencias reguladoras al alcanzar su madurez aumentan su burocracia y se alejan de sus objetivos originales. Al alejarse de sus bases, la disciplina se relaja lo que resulta en un acercamiento a los intereses de las empresas reguladas (Etzioni, 2009, p. 319). Los lineamientos de la regulación se desvían a favor de la empresa regulada y en perjuicio de la sociedad, además de no alcanzar la eficiencia productiva, puesto que la corrupción y la actividad de los cabilderos resultan en costos que se incluyen en el precio. Las empresas que logran mayores ventajas no son las más eficientes sino las que tienen mayores “contactos” para lograr la mayor parte del pastel (Boehm, 2006, p.258).

El punto que marca el punto de inflexión en la regulación ejercida por el MMS a favor del CPT es la llegada al poder de George W. Bush (2000-08). Se pueden identificar dos maneras de cómo el MMS fue capturado por los intereses petroleros. El primero fue la incrustación de personal con fuertes vínculos con la industria petrolera en posiciones claves del órgano regulador:

Then, between January and March of 2001, incoming Vice President Dick Cheney conducted secret meetings with over 100 oil industry officials allowing them to draft a wish list of industry demands to be implemented by the oil friendly admini-

Continental Exterior (OCS, en inglés) de los EUA. Además de administrar los ingresos por el arrendamiento de los recursos minerales en altamar y de los que se ubican en tierras federales y de los indígenas estadounidenses. El programa es de alcance nacional y su sede esta en Washington. El MMS se divide en dos programas: el de Gestión de los energéticos ubicados en altamar y de minerales, y el de Administración de los ingresos por minerales. Esto con el fin de promover el uso responsable de los recursos naturales y de esta forma generar beneficios públicos.

²¹³ Etzioni (2010) sostiene que los aportes de la teoría de la captura han provenido tanto de la izquierda como de la derecha. En lo que respecta a la izquierda destacan Theodore Lowi y Gabriel Kolko, mientras que en la derecha están George Stigler y Robert Posner.

tration. Cheney also used that time to re-staff the Minerals Management Service with oil industry toadies including a cabal of his Wyoming carbon cronies (Kennedy, 2010, 4).

La otra forma de como el CPT controló el MMS fue mediante la “compra” de varios funcionarios de la MMS²¹⁴. Además, ex empleados del MMS se contrataron inmediatamente al finalizar su labor en el organismo regulador con las firmas energéticas o viceversa (*revolving door*)²¹⁵. Kennedy (2010) menciona que con la llegada de la administración Bush se relajaron aspectos de la seguridad que tuvieron efectos en el derrame²¹⁶. En concreto, él habla sobre la eliminación de un “regulador acústico” que en el 2000 se marcó como obligatorio, sin embargo, para 2003 había sido cancelado por “costoso”²¹⁷. Por último, dado el grado del desastre, que se haya producido en las costas de los EUA y que haya sido motivado en gran parte por falta de una supervisión adecuada, puede hacer que el modo de hacer la explotación petrolera en aguas ultraprofundas cambié sus reglas y su modo de operar. Claro, si el gobierno estadounidense mejora y cumple las regulaciones ambientales y de operación.

5.3 Comportamiento del precio internacional del petróleo y sus consecuencias

En la siguiente gráfica se contrasta los cambios entre la producción, consumo y el precio. A diferencia del período anterior donde había una tendencia del precio del petróleo a la baja, pero con fuerte volatilidad, el período comprendido del 2001 al 2008 se destaca por un solo movimiento: una sorprendente elevación del precio al pasar de los 29 dpb al inicio del período a los 97 dpb de 2008, un incremento del 227%; sin embargo, y como resultado de la crisis económica global el precio cayó hasta los 62 dpb en 2009. Buena parte de este

²¹⁴ “Industry lobbyists underwrote lavish parties and showered agency employees with illegal gifts, and lucrative personal contracts and treated them to regular golf, ski, and paintball outings, trips to rock concerts and professional sports events” (Kennedy, 2010, 7).

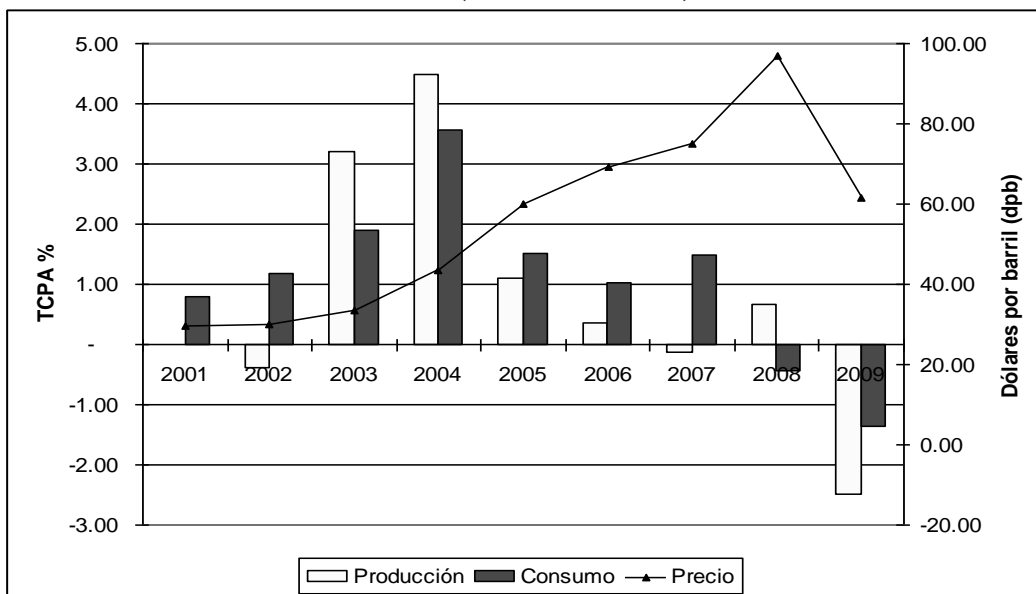
²¹⁵ Urbina (2010) describe la actuación de Sylvia Baca que trabaja en el DOI y ayuda a supervisar la perforación en mar adentro. Esta persona llegó al puesto justo después de trabajar 8 años en BP.

²¹⁶ Además, por la laxitud de la supervisión BP no instaló otra válvula de seguridad en lo profundo del pozo y perforó a una mayor profundidad que los 18 mil pies permitidos por ley. A lo anterior, hay que sumarle el hecho de que en la plataforma en cuestión no se hicieron las inspecciones necesarias desde hace cinco años. De haber cumplido estos requisitos el desastre se pudo haber evitado. Este hecho ha dejado en claro el poder que tienen las grandes petroleras privadas y de otros rubros de la energía en el gobierno estadounidense, en particular en su órgano regulador.

²¹⁷ The acoustic trigger costs about \$500,000. Estimated costs of the oil spill to Gulf Coast residents are now upward of \$14 billion to gulf state communities. Bush's 2005 energy bill officially dropped the requirement for the acoustic switch off devices explaining that the industry's existing practices are "failsafe" (Kennedy, 2010, 5).

aumento en el precio fue producto del avance sostenido que tuvo el consumo, el cual registró un crecimiento promedio anual de 1.5%; los mayores crecimientos se dieron en la primera mitad de la década. En cambio, la producción registró un ritmo de avance del 1.3%, impulsada principalmente por la OPEP. El alza de los precios respondió al avance sostenido de la demanda; al efecto de los mercados de derivados colocados en el petróleo; la sensación de una posible escasez por estar cerca del Peak oil; la falta de inversiones necesarias para hacer frente a la demanda, lo que ha reducido la capacidad de producción ociosa de varios productores importantes (OPEP), fenómeno que viene desde los noventa y eventos geopolíticos como los atentados terroristas de 2001 y la invasión a Irak.

Gráfica 5.4
Tasa de crecimiento anual de consumo vs producción de petróleo crudo y precio internacional de petróleo, 2001-2009
(Dólares de 2009)



Fuente: elaboración propia con base a datos de BP (2010). Precios del petróleo tipo Brent.

5.3.1 Del terrorismo a la guerra por el petróleo (2001-2004)

En 2001, el precio del petróleo presentó una caída en la segunda parte del año, por los bajos niveles de crecimiento en la mayor parte del mundo (la tasa de crecimiento descendió del 3.9% en 2000 a un 1.1% en 2001). A lo anterior, se suma el ataque a NY el 11 de septiembre, cuyas secuelas impactaron negativamente a la economía estadounidense y, por lo mismo, la demanda de productos petroleros. Aunque a principios del año la producción mundial aumentó 1.2%, en relación del primer cuarto de 2000, para el tercer cuarto del año, el consumo decayó un 3%, empujado por los EUA. Por lo cual se hicieron ajustes en la producción. La OPEP, menos Irak, disminuyó su producción en 0.7 mbd, pero no tuvo

efecto al ser compensada por la producción no OPEP (Rusia y México). La producción se mantuvo sin cambios y la demanda fue menor a la del 2000 (0.79%). Ante esta situación, los inventarios aumentaron (en los EUA se colocaron un 12% por encima del nivel del año pasado) y el precio decayó en relación del año anterior (EIA, 2003, p.2).

Con la recesión de 2001, los ataques terroristas de septiembre, un invierno no tan frío como en otras ocasiones, y una oferta sobrepasando la demanda hasta mediados de 2002, los precios se vieron presionados a la baja. La situación de exceso en el mercado hizo que la OPEP, ejerciendo su control monopólico sobre la producción, redujera su aportación en 1.9 mbd, haciendo que la producción global fuera 1.2 mbd menor a la del año anterior. El efecto conjunto de recuperación de la economía y de reducción de la producción eliminó el exceso de oferta en la segunda parte del año, a lo que se suma la situación de huelga en Venezuela. Por consiguiente, el volumen de inventarios se colocó por debajo del promedio alcanzado en los años recientes. Como resultado de este efecto el precio aumentó ligeramente (EIA, 2004, p.2).

En el primer trimestre del año del 2003, el precio presentó una tendencia alcista por la huelga en Venezuela y el posible ataque de Irak. Sin embargo, la guerra (marzo) no ocasionó un aumento en precios, sino que incluso decayó. Esto fue porque la OPEP manifestó que haría frente a cualquier escasez en el mercado, lo que dio confianza. En este sentido, en abril la OPEP decidió aumentar la producción en 0.9 mbd, lo que bajó el precio en los meses siguientes (OPEC, 2003, p.5). Sin embargo, ante el temor de la devaluación del dólar frente al euro, de una caída en la demanda y tener un precio a la baja, la OPEP retiró 0.9 mbd en septiembre. Todo este movimiento se reflejó en un aumento en el consumo del 2% y un incremento en la producción del 3.2%²¹⁸. Además de la incertidumbre por la guerra, el precio se vio forzado al alza por el aumento del consumo chino, por el agotamiento de los inventarios en los países desarrollados y la creciente especulación en los mercados financieros, alcanzando los 32 dpb en octubre (Balza, 2004, p.10; EIA, 2005).

Para el 2004, la demanda se vio al alza, por el crecimiento de la economía mundial. La demanda global alcanzó los 2.6 mbd, el mayor incremento en varios años, donde China

²¹⁸ En la gráfica se comparan cambios porcentuales de un año al otro, por lo cual la variación de la demanda puede ser superior a la de la oferta o viceversa, lo que no significa, necesariamente, que haya una predominancia de una de ellas sobre la otra. Esto pasó en el 2002-03, puesto que la oferta tuvo un cambio porcentual superior al registrado en el mismo período en el consumo, lo que no quiere decir que hubiera, necesariamente, más petróleo de lo necesario para cubrir la demanda. Esto es así, porque en la producción, entre 2001 y 2002 hubo un decrecimiento de 0.0028 mbd, mientras que de 2002-2003 se dio un aumento de 2.4 mbd. En cambio, en el consumo se dio un aumento en los dos años, entre 2001-02 de 0.91 mbd y en 2002-03 de 1.5 mbd. De tal suerte, la Tasa de Crecimiento Anual de la producción fue superior a la del consumo. Misma situación sucede entre 2005-06, pero con una demanda superior a la oferta.

y EUA contabilizaron el 65% del aumento. Este crecimiento de la demanda elevó los precios del hidrocarburo de los 33.4 dpb de 2003 a los 43.6 dpb de 2004. Para cubrir esta demanda y evitar un alza desmedida en los precios, la OPEP aumentó su producción en 2.2 mbd y los no OPEP, liderados por Rusia, añadieron 0.9 mbd. Con el incremento en la producción se redujo la capacidad ociosa y aumentó la tasa de utilización global alrededor del 99%. De tal suerte, el crecimiento de la producción fue de 4.5% y el consumo fue de 3.5%. Ante esta situación, se empezó a considerar que la capacidad excedente de los miembros de la OPEP se había agotado, y que incluso Arabia Saudita podría tener problemas para responder rápidamente a un nuevo incremento en la demanda (EIA, 2006a, pp. 21 y 23; Balza, 2004, p. 10).

5.3.2 Un período intermedio (2005-2007)

Entre 2005 y 2007 la demanda continuó con su tendencia alcista, lo que se reflejó en un aumento en el precio de los 60 dpb a 75 dpb. De 2004 a 2005 la demanda aumentó en 1.4 mbd; mientras que en 2006 subió 0.8 mbd, misma cantidad que presentó en 2007. Esto se puede ver en la gráfica, donde el ritmo de crecimiento fue superior al de la producción. Sin embargo, de acuerdo con la EIA, tanto en 2005 como en 2006 la oferta pudo hacer frente a este aumento en la demanda, no sin dificultades, ya que los inventarios pasaron de 0.5 mbd a 0.2 mbd en esos años (EIA, 2007). A pesar de que la demanda se satisfizo, la idea de enfrentar restricciones en la oferta (capacidad de producción y de refinación) que llevarían a una posible escasez contribuyó a que los crudos marcadores como el WTI y Brent (ligeros) que se cotizan en NYMEX e ICE aumentaran significativamente su cotización en los mercados financieros²¹⁹ (Stevens, 2008, p.23). En 2005, por primera vez desde 1993, la oferta de los productores no-OPEP cayó, empujada por las caídas en la producción en EUA y Mar del Norte, tal descenso fue compensado por la OPEP. Sin embargo, en 2007 la producción tuvo un decrecimiento del 0.1%, mientras que el consumo aumentó un 1.5% en relación al año anterior, lo que obligó a una caída de los inventarios de 1.4 mbd, presionando los precios (EIA, 2006b; EIA, 2008).

5.3.3 Los efectos de la crisis económica (2008-2009)

²¹⁹ Entre 2004 a 2006, el alza de los precios respondió a las condiciones en NYMEX con mayores expectativas de precios más altos en los contratos de cuatro meses que en los contratos spot (Luyo, 2009, p. 2)

En el 2008, el precio del petróleo se incrementó en el primer semestre, hasta alcanzar los 140 dpb, empujado por la especulación financiera. Los precios empezaron a desplomarse desde mediados de julio de 2008 y terminaron el año en 45 dpb. Hacia el final del año, la demanda decayó en 0.5 mbd (0.6%) respecto al 2007. La caída fue particularmente fuerte en EUA, pues entre enero y junio descendió 1.2 mbd, la mayor declinación desde 1980. Con este escenario, los inventarios fueron mayores a los de 2007, reflejando el exceso del producto en el mercado (EIA, 2009d, p.50). Para hacer frente a la caída del precio, en septiembre, la OPEP redujo su producción en 4.2 mbd. Entre los factores que impulsaron esta situación destacan: la caída de la actividad de los países desarrollados, el debilitamiento de la demanda y el fortalecimiento del dólar estadounidense y la reducción de la actividad especulativa (OPEC, 2008, p.3).

Buscando una estabilidad en precios, la oferta para 2009 se redujo en 2.0 mbd (2.5%). La OPEP presentó un descenso de 2.5 mbd (7%), resultado de los cortes a la producción en los primeros meses del año, como respuesta al descenso en precios; mientras los países no OPEP aumentaron su producción en 0.5 mbd (1%) en relación a 2008, siendo Rusia el país que más aportó a este incremento (BP, 2010). En esta primera mitad del año los inventarios fueron al alza. Desde septiembre de 2008 a marzo de 2009, la OPEP redujo en 4.3 mbd su producción (32.2 mbd a 27.9 mbd). De abril en adelante la producción OPEP se fue incrementando hasta cerrar el año en 29.1 mbd. En cambio, según BP (2010), la demanda presentó una caída de 1.1 mbd (1.6%), el mayor recorte tanto en volumen como en porcentaje desde 1982. Todo esto repercutió en el precio, ya que éste a nivel mensual pasó, de los 41.9 dpb en enero a los 74.6 dpb en diciembre, un aumento del 78%, el más sorprendente de la historia. Además de los fundamentales del mercado, el fuerte incremento en precios fue ayudado por los movimientos financieros²²⁰. Los precios altos permitieron que los pozos con los mayores costos de producción no salieran del mercado

²²⁰ Fregoso (2010), hacia mediados del año y citando a expertos, sostenía que había entre 50-60% menos capital especulativo en el petróleo, lo que quitaba presión al precio. Esperaban que en agosto el precio rondara los 70 dpb, pero que en los próximos meses iba a descender, pues se esperaba mucho petróleo en el mercado y poca demanda; sin embargo, el precio en vez de descender aumentó. Además, Velez (2010) hacia principios del año, sostenía que ante un escenario de demanda negativa y un aumento en inventarios en varios países, es decir, con petróleo de sobra, el precio subía. Esto respondía a que ante una expectativa de mejora económica hacia que varios especuladores (hedge funds, fondos de pensiones y gobiernos) acapararan crudo (físico y en contratos a futuro) en espera de un mayor precio; en este sentido hacia agosto se tenían 100 millones de barriles estaban almacenados en tanqueros en Mar del Norte y Golfo de México. Además, que ante la debilidad del dólar y un riesgo de mayor inflación, las materias primas se vuelven un buen instrumento contra el riesgo. Estas expectativas se volvieron ciertas, pues para el segundo semestre del año, la demanda por petróleo aumentó, aunque también lo hizo la oferta.

como el GM y Mar del Norte, zonas donde la presencia del CPT es total (Rojas-Nieto, 2009).

5.4 Evolución de la renta petrolera 2000-2008

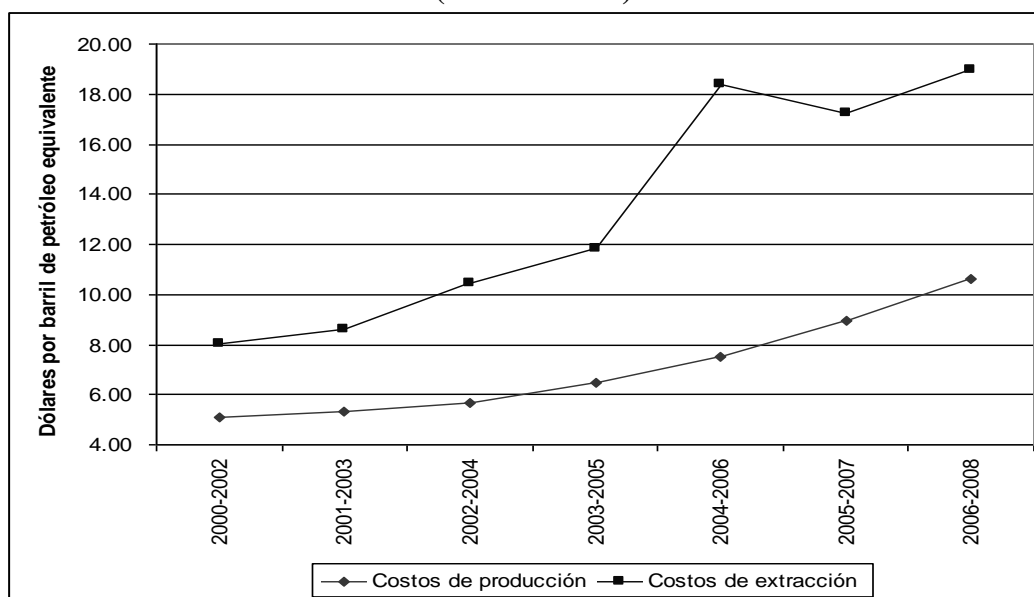
Como se vio desde el capítulo anterior existe una correspondencia entre los precios y los costos de reproducción de la industria. Esta correspondencia se relaciona con la idea de la renta petrolera, que es originada en el proceso de producción llevado a cabo por las empresas petroleras. Tal renta es muy importante, pues la disputa que hay por su generación y apropiación es central en la industria. En la industria petrolera se incluye una ganancia superior a la media, renta petrolera, la cual que cubre los costos totales de producción y el margen de ganancia normales de la mayoría de las mercancías. En las siguientes líneas se desglosarán los componentes que forman el precio de reproducción, pues es ahí donde se da en gran manera la formación de la renta petrolera.

5.4.1 Análisis de los costos de reproducción (2000-2008)

En la gráfica siguiente se muestra la evolución a lo largo del tiempo de los costos de reproducción: los costos de producción y de extracción.²²¹

²²¹ Los datos representan un promedio de tres años, lo cual responde al hecho de que en los informes los costos de extracción se ofrecen en promedio de tres años. Son expresados de esta forma con el fin de suavizar la volatilidad de los descubrimientos y para disminuir las diferencias entre el tiempo en el cual los gastos son hechos y el tiempo cuando las reservas adicionales son registradas. A raíz de lo anterior, los costos de producción se equipararon de igual forma para hacerlos perfectamente comparables.

Gráfica 5.5
Costos de reproducción promedio a nivel mundial, 2000-2002 a 2006-2008
(Dólares 2008)



Fuente: Elaboración propia con base en información de los *Performance Profiles of Major Energy Producers* (2001 a 2009) elaborados por Energy Information Agency (EIA).

a) Costos de extracción (lifting costs)

Los costos de extracción (mantenimiento y operación de los pozos) mantuvieron una senda ascendente que logró duplicar el costo, puesto que se pasaron de los 5.1 dpb a los 10.6 dpb²²², situación muy diferente al período anterior. Estos costos se dividen entre costos directos y los impuestos a la producción. A mediados de la década los costos directos aumentaron por la caída de la producción (los costos fijos se extendieron sobre menos producción), además, aumentaron por el lanzamiento de nuevos proyectos en el mundo. También, a lo largo de la década los altos precios del petróleo y gas repercutieron en los costos, puesto que con tales cotizaciones, los productores vieron una buena oportunidad para extraer petróleo, lo que demanda mayores gastos. Por otra parte, los impuestos aumentaron su peso en estos años al representar el 10% del costo, el doble del período anterior que fue de 5%, resultado del avance de los precios²²³. En el período, las zonas con los mayores costos

²²² Los costos de producción y los de exploración y desarrollo siempre se expresan en dólares del 2008

²²³ Estos impuestos son aplicados sobre el valor del petróleo y gas producidos, así que un aumento del precio incrementa el valor de la producción, de tal forma se aumenta la tasa impositiva por barril (EIA, 1997, p. 34). Regiones del mundo con bajos costos de producción (debido a las características geológicas y geofísicas favorables de sus campos de producción) por lo general tienen altos niveles de impuestos a la producción, y viceversa, lo que tiende a igualar el costo de producción a través de las diversas partes del mundo (EIA, 1993, p. 79). De esta manera, las zonas maduras como Mar del Norte (1.3 dpb) o Canadá (0.3

fueron EUA en la parte Onshore, seguido de Canadá y Mar del Norte, zonas de producción maduras, que enfrentan altos costos de operación debido al tamaño pequeño de los campos o porque el equipo necesario es muy caro de operar. A pesar de esto, con los altos precios del petróleo estas zonas tienen cabida para su uso. El costo de producción de 2008 fue el mayor desde 1983 (EIA, 2004; EIA, 2006; EIA, 2008).

b) Costos de exploración y desarrollo (finding costs)

Los costos de exploración y desarrollo (costos de adicionar reservas de petróleo y gas natural mediante la explotación, el desarrollo y la compra de propiedades que podrían contener reservas) se duplicaron al pasar de los 8 dpb 2000-02 a los 19 dpb en 2006-08. El alza en los costos se vio afectada por los altos precios del petróleo, haciendo que los productores destinaran grandes cantidades a la exploración y, en particular, al desarrollo de los yacimientos, en especial desde 2004. De 2007 a 2008, los costos aumentaron 31%, alcanzando los \$ 216 mdd en 2008, la cifra más alta reportada en la historia. El otro factor que tuvo efectos en el incremento de estos costos es el encarecimiento en el arrendamiento y la adquisición de equipo necesario para la exploración y desarrollo²²⁴. Esto fue producto de una creciente demanda, resultado del inicio de nuevos proyectos en zonas de difícil acceso (aguas profundas) donde la tecnología y equipo sofisticado son necesarios. Por lo tanto, el costo más alto se dio en el GM que pertenece a EUA (40 dpb), seguida del Mar del Norte (23.7 dpb); asimismo, sorprende el incremento en los costos en África, ya que en 2003-06 el costo fue de 10.5 dpb, pero para el 2006-08 alcanzó los 32.5 dpb, mostrando la creciente actividad en esta zona²²⁵.

dpb) pagan menos impuestos por barril, mientras que en el Medio Oriente con abundantes recursos por producir los impuestos son mayores (3.22 dpb), todo para el período de estudio.

²²⁴ La contratación de una plataforma representa entre 20 a 35% de los costos de perforación. A principios del año 2000, el costo de contratar una plataforma oscilaba entre 15 mil a 25 mil dólares diarios (dls/d) por equipo costa adentro y de 25 mil a 150 mil dls/d para operaciones costa fuera, pero para 2007 el arrendamiento de una plataforma costa afuera estaba entre 500 y 600 mil dls/d. Este espectacular incremento encuentra su explicación en dos razones. La primera, es el ciclo económico, pues los equipos e instalaciones que son necesarios para su elaboración como el acero (el sector petrolero es el mayor consumidor de acero, necesarios para los ductos) y otras materias primas registraron precios muy altos; y la segunda, es la escasez en el mercado de equipos de exploración, de capacidades técnicas y mano de obra calificada (Festor et al., 2007 y PEMEX, 2007). Por ejemplo, en 2006, se presentó una escasez de plataformas de perforación que obligó a retrasar e incluso posponer varios meses varios proyectos en operación (Webb, 2006). Hasta antes de la actual crisis económica se esperaba que en los próximos años la oferta se adecuara a los niveles de demanda: Ahn y Morse (2008) esperan que de 2008 a 2012 se entreguen 97 nuevas plataformas semisumergibles y buques perforadores (drill-ships); situación contraria a la presentada entre 1998-2008, donde la demanda por equipos excedía la demanda.

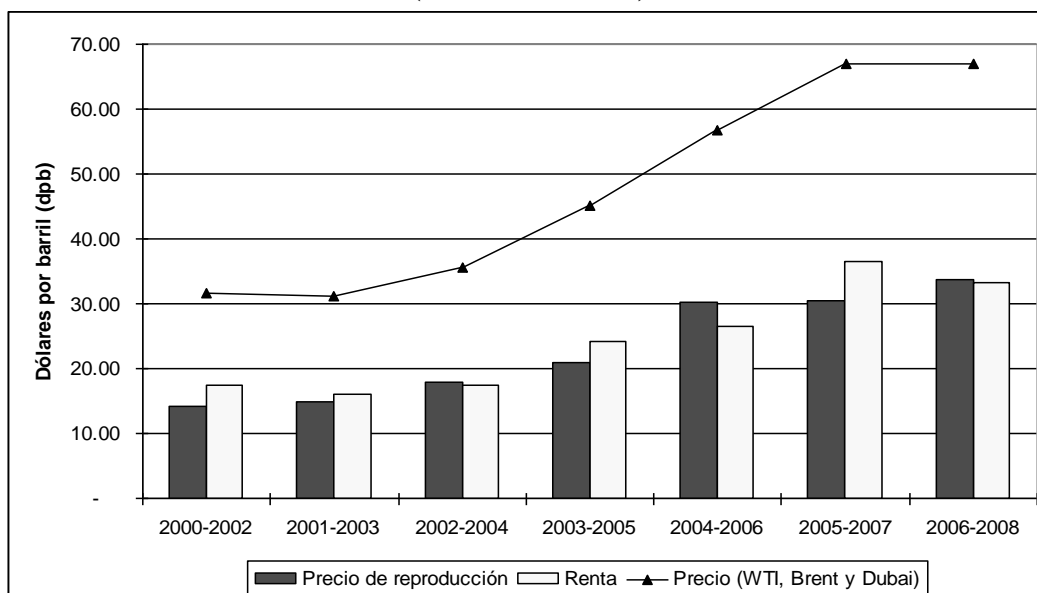
²²⁵ Entre 2003-08 han arrancado operaciones más de 30 campos en aguas profundas, es decir, han iniciado operaciones casi cuatro campos cada año. Sólo en Angola existen ahora 30 campos profundos, un número menor, pero puede ser comparado con Brasil, que tiene 38 campos profundos (Barbosa-Cano, 2008, p.23).

La estructura de costos muestra que los altos costos de reproducción, a pesar de la actual crisis, permanecerán por un largo tiempo, pues las condiciones estructurales del sector así lo demuestran. Las nuevas zonas de posible producción petrolera (Golfo de México, África, Brasil, entre otras) para el CPT son de difícil acceso y necesitarán fuertes gastos en tecnología para acceder a ellos, lo que repercutirá en los costos. Además, como se presentará más adelante, con el alza en precios las reivindicaciones nacionalistas de los países productores con menores costos de reproducción han hecho que el CPT enfrente dificultades para realizar sus operaciones en estas zonas. Con lo que establece que el petróleo barato (20-30 dpb) llegó a su fin, a menos que surja una nueva tecnología o se dé un evento que haga que los precios del petróleo bajen.

5.4.2 Análisis de la renta petrolera

La renta es muy importante, ya que desde siempre la disputa que hay por su generación y apropiación ha sido un punto vital en el modo bajo el cual los diversos realizan sus estrategias. En la industria petrolera se encuentran la de monopolio y la diferencial, puesto que las condiciones para que se dé la renta absoluta no se presentan. En relación a la renta de monopolio, ésta es creada por un precio de carácter monopólico; mientras que la diferencial se sustenta por el diferencial de los costos de reproducción. La renta en el sector petrolero se estima a partir de la diferencia entre el precio de venta del crudo y su precio de reproducción (costos de reproducción + ganancia media). El costo de reproducción es igual a sus costos de extracción más los costos de exploración y desarrollo (Angelier, 1980). Con base en lo anterior se tiene para el período 2000-2008:

Gráfica 5.6
Precio de reproducción, precio del petróleo y renta promedio a nivel internacional,
2000-2002 a 2006-2008
(Dólares de 2008)



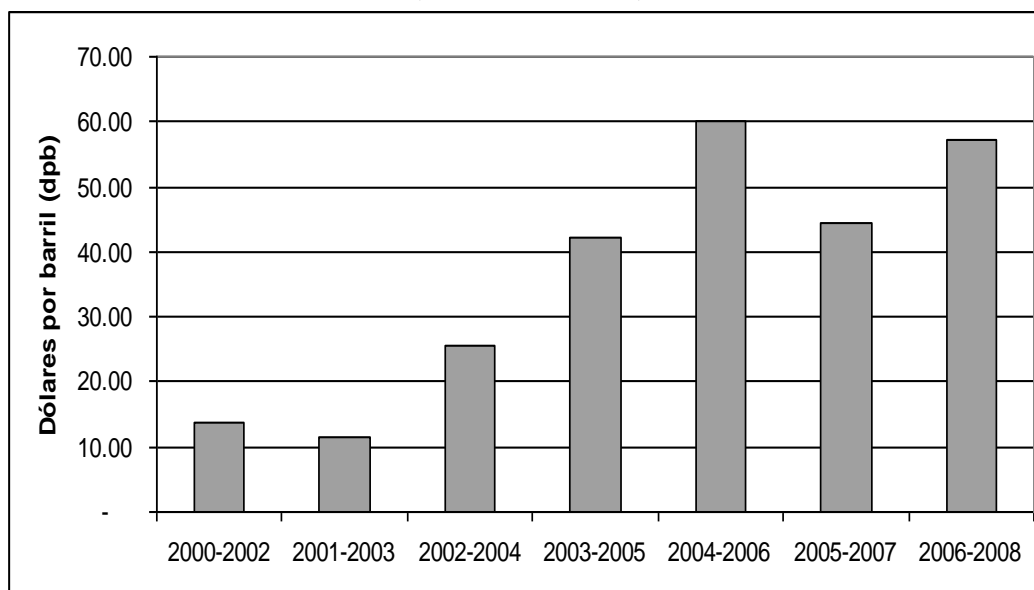
Fuente: Elaboración propia con base en información de los *Performance Profiles of Major Energy Producers* (2001-2009) elaborados por Energy Information Agency (EIA). El precio del petróleo se calculó con base a la información de BP (2008).

La renta petrolera de monopolio es resultado de lo siguiente. Un precio de monopolio promedio de 49.5 dpb, muy por encima de los costos de reproducción. Este significativo aumento, entre 2002-2008, fue en gran parte influido por la especulación en los mercados financieros dedicados al petróleo, claro, sin dejar de lado el peso de los fundamentales del mercado (producción, consumo e inventarios). Además del precio de venta, la renta es producto de un precio de reproducción en ascenso por todo el período y, también, superior al promedio del ciclo anterior (23.2 dpb vs 14.2 dpb, respectivamente). El PR respondió a que los costos subieron, en especial, los costos de exploración y desarrollo, resultado del encarecimiento del equipo necesario para la producción y de ir a zonas más difíciles y caras. Por tal situación, la renta de monopolio para el período 2000-02 a 2006-08 es de 24.5 dpb, más del doble del período anterior de 1992-94 a 1999-2001 que fue de 11.7 dpb; un período extraordinario de ganancias para todos los participantes inmiscuidos en el negocio petrolero. Por ejemplo, en 2006, la renta petrolera global alcanzó los 900 mmd (Rojas-Nieto, 2007).

5.4.3 La renta diferencial en su máximo esplendor

La renta diferencial (RD) resulta de los desiguales rendimientos existentes entre los yacimientos con los menores costos de producción y los mayores. La RD para cada año resultó de restar a la zona geográfica con el costo de reproducción más alto la zona que presenta el menor costo²²⁶.

Gráfica 5.7
Renta diferencial 2000-2002 a 2006-2008
(Dólares de 2008)



Fuente: Elaboración propia con base en información de los *Performance Profiles of Major Energy Producers* (2001 a 2009) elaborados por la Energy Information Agency (EIA)

La gráfica muestra el gran avance de la RD en el lapso de tiempo estudiado. La renta pasó de los 11.5 dpb en 2001-03 a los 57 dpb en 2006-08. El 2004-06 fue el punto máximo de la RD al alcanzar los 60 dpb. En promedio la RD para este período fue poco más de cinco veces superior al anterior (36.4 dpb vs 6.8 dpb). La zona que presenta el costo de reproducción promedio más alto es la parte estadounidense ubicado en la parte costa fuera del Golfo de México (46.3 dpb), en cambio, la región del mundo con el costo promedio más bajo es el MO (13.2 dpb). De tal suerte, el precio regulador del mercado es fijado por las petroleras (CPT) que operan en los yacimientos estadounidenses, pues de no ser así estos pozos dejarían de producir. A la vez, los productores de MO recibieron grandes ganancias, pues como se ve, los diferenciales les favorecieron ampliamente. La Renta Diferencial (RD) en MO evidencia este fenómeno. Ésta pasó de los 8 dpb en 2001-2003 a los 60 dpb

²²⁶ Por ejemplo, para el período 2006-08 el mayor costo de reproducción se presentó en EUA offshore con 74 dpb; en cambio, la zona con el menor costo se produjo en Medio Oriente (MO) con 17 dpb. De tal forma, la RD resultante fue de 57 dpb.

de 2004-2006, este último monto es muy lejano al valor más alto presentado en los años noventa: 8 dpb en 1996-98. De estos diferenciales queda claro la importancia de la RD para estos países con costos de reproducción mucho más bajos que los presentados en el GM y Mar del Norte.

Estos diferenciales sugieren un tipo de RD con secuencias ascendente, la cual depende de la cantidad producida en los mejores yacimientos, pues ésta puede aumentar hasta el punto de hacer innecesario la producción más costosa. Por tanto, quienes regulan el precio en esta secuencia son los productores que funcionan en los mejores yacimientos. En este tipo de renta es muy importante la aplicación de la tecnología (Delgado, 1989, p.25). Aspectos como la producción en aguas profundas, con gran dependencia del avance tecnológico, dan cabida a este tipo de renta. Para avanzar en esta línea se hace necesario aumentar sucesivamente el monto absoluto de la RD en posibilidad de ser apropiada, por lo que resulta central no sólo el ritmo de explotación de los mejores yacimientos, sino también que la demanda se vaya incrementando. Un aumento de ésta es una condición básica para el aumento de la ganancia extraordinaria. Hoy en día la RD con secuencia ascendente responde a lo siguiente:

- a) Los precios del petróleo aumentaron sorprendentemente entre 2002-2008.
- b) Una condición necesaria para que esta secuencia se dé es que la demanda se vaya incrementando. Entre 2001 al 2008, el consumo creció a un ritmo promedio anual de 1.5%, ritmo superior al de la producción que registró 1.3%.
- c) Es necesario controlar el ritmo de producción de las zonas más fértiles (MO), a fin de que no saquen de la jugada a los productores con los mayores costos (GM, Mar del Norte). La invasión a Irak produjo que los EUA se apropiaran y controlaran la producción de uno de los sitios con menores costos de producción²²⁷, con un escenario creciente demanda y alza de precios. La invasión ha hecho que zonas con costos más elevados entren en acción (Klein, 2007). Además, los países de MO, menos Arabia Saudita, redujeron sus inversiones para aumentar la capacidad de producción como una política deliberada para disminuir el ritmo de agotamiento de sus recursos (Argelia) o porque sus gobiernos no les proveyeron de los fondos suficientes para hacerlo (Stevens, 2008, p.25).

²²⁷ El máximo de la producción iraquí se alcanzó en 2001 con 2.5 mbd, el más bajo en 2003 con 1.3 mbd. Posteriormente, la producción se fue recuperando hasta alcanzar los 2.4 mbd en 2008, nivel que no iguala al máximo de 2001, por ende, la TCPA entre estos dos años fue de -0.6%.

- d) La situación de estos últimos años hizo posible que no salieran del mercado las zonas existentes con los costos de reproducción más altos, sino permitió que entraran yacimientos más difíciles de alcanzar. Destacan las actividades en aguas profundas y la explotación de arenas bituminosas en Canadá. En aguas profundas, Barbosa-Cano (2008) muestra que el despegue de las actividades en estas zonas fue de la mano con el alza de los precios (GM, África occidental y Brasil), donde las perforaciones se hicieron a mayores profundidades. Lo mismo pasó con las arenas bituminosas (una especie de alquitrán mezclado con arena, arcilla, agua y petróleo), donde el CPT ha invertido importantes sumas de dinero en el desarrollo de estos recursos (Klein, 2007)²²⁸.

5.5 Estrategias desarrolladas por el Capital Petrolero Transnacional (CPT): ganancias en el corto plazo

En las siguientes líneas se analizará los pasos que siguió el CPT en estos años. Se verá como el CPT, al recibir mayores ingresos, canalizó mayores recursos a la parte de exploración y desarrollo; aumentó el control monopólico del CPT en la parte de refinación en los EUA, lo que se tradujo en mayores ganancias; se concentró en la explotación petrolera en aguas profundas, empujado por los precios del petróleo y por la falta lugares con bajos costos de producción disponibles al CPT (nacionalismo petrolero); siguió con las fusiones y adquisiciones, que le permitió formar grandes empresas petroleras que controlan el mercado de derivados petroleros en EUA; y fortalecimiento de las ganancias cortoplacistas, buena parte de la renta petrolera fue a parar a manos de los accionistas mediante el pago de dividendos y a los mercados financieros. Estas estrategias cortoplacistas y rentistas ocasionaron que las reservas y producción del CPT vayan a la baja; que el CPT sólo se centre en determinadas áreas de frontera (aguas profundas); mientras las demás actividades lo hacen las CSP, empresas que tienen ya, un lugar preponderante en la industria. De tal suerte, el CPT ha perdido poder relacional y estructural, por lo que existe incertidumbre de su futuro próximo.

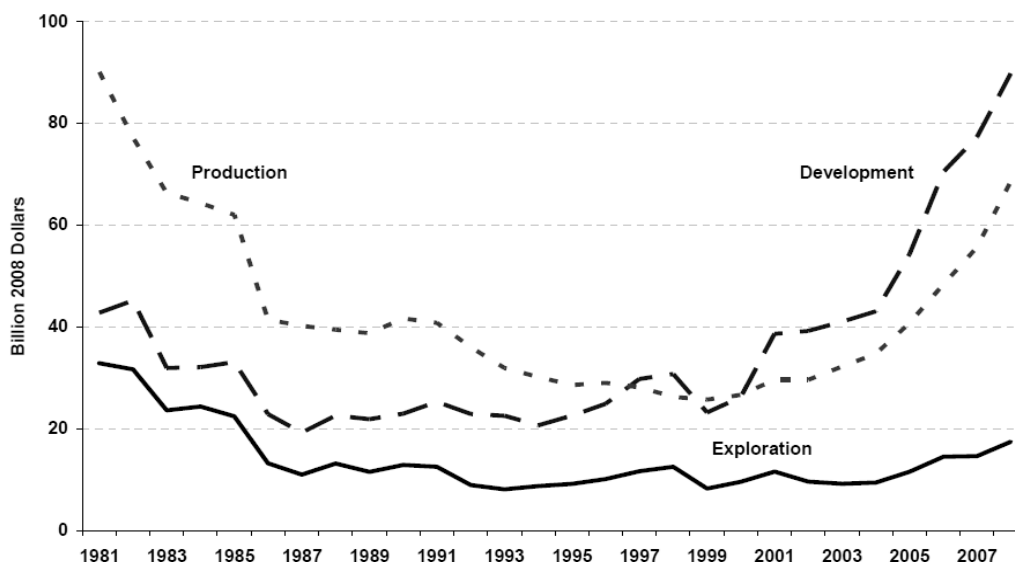
5.5.1 Aumento en los recursos destinados a la exploración y desarrollo

Una de las cuestiones que indudablemente destaca es el hecho de que los gastos en exploración y desarrollo aumentaron fuertemente desde principios de la presente década al 2008,

²²⁸ Las principales petroleras del mundo (ExxonMobil, Chevron y Total), menos British Petroleum, participan en la industria del petróleo en el norte de Alberta. Total proyecta invertir entre 9.000 y 14.000 millones de dólares. En abril, Shell pagó 8.000 millones de dólares para tomar el control total de su subsidiaria canadiense. Un setenta y cinco por ciento del petróleo extraído del alquitrán fluye directamente a Estados Unidos (Klein, 2007, 13).

situación totalmente opuesta a la sucedida en los años noventa, donde las medidas de ahorro y reducción de costos estuvieron a la orden. El alza en precios y los ingresos que de ello se derivaron hicieron posible que los gastos aumentaran, en especial a partir de 2003.

Gráfica 5.8
Gastos en exploración, desarrollo y producción mundial por parte de las principales petroleras que operan en EUA, 1981-2008
(Dólares de 2008)



Source: Energy Information Administration, Form EIA-28 (Financial Reporting System).
 EIA, 2009, p.10

La división de los gastos es interesante, pues el grueso del dinero canalizado a esta fase de la industria se dedicó al desarrollo de los yacimientos y en menor medida a la exploración²²⁹. La mayor parte de los gastos en exploración y desarrollo se hicieron en EUA (*offshore* y *onshore*), sin embargo, África destaca en este rubro como la zona del mundo de más rápido crecimiento desde 2003²³⁰. Una mirada más a fondo muestra lo siguiente. En

²²⁹ Los gastos en desarrollo son los hechos para el progreso de los pozos, más las instalaciones y equipo de apoyo para acceder y preparar los depósitos de petróleo y gas para la producción. En cambio, los gastos en exploración son los que se producen por la localización de yacimientos de petróleo y gas, incluyendo los costos de mantener y manejar los activos sin desarrollar, los costos geológicos y geofísicos, y los costos de perforación y equipamiento de pozos exploratorios. Los gastos en desarrollo pasaron de poco más de 20 mil millones de dólares (mmdd) en 1999 a cerca de 90 mmdd en 2008. Dentro de este rubro destacan los desembolsos en equipamiento y perforación y la adquisición de zonas con recursos probados para explorar. La mayor parte va a EUA, básicamente Offshore, seguido de Europa y Canadá; para destacar es el incremento que en estos gastos se dio en África desde 2003. Por su parte, los gastos en exploración pasaron de los 10 mmdd en 2000 a los 17 mmdd en 2008. En este apartado, los la mayor parte del gasto se destinó a equipos necesarios para perforar y en la adquisición de zonas donde existe la posibilidad de encontrar recursos. Desde mediados de los años noventa hasta el 2005, las zonas que recibieron mayores recursos para la exploración de petróleo y gas fueron los EUA, donde la mayor cantidad fue a la parte Offshore; seguidos de África y Canadá; mientras que Europa (Mar del Norte) presento una tendencia decreciente (EIA, 2006, pp, 13-14; EIA, 2009d, pp.9-10).

²³⁰ En 1999 los gastos eran menores a 2 mmdd y para el 2008 alcanzaron los 14 mmdd. Hasta el 2005, la mayor cantidad de este dinero era canalizado al desarrollo de los recursos existentes de petróleo y gas; aunque los gastos en exploración seguían a los destinados en EUA (EIA, 2006,p.13; EIA, 2009d, p.11).

palabras de Myers-Jaffe y Soligo (2007, pp.11 y 13), el CPT, del 2000 al 2006, destinó la mayor parte de sus gastos al desarrollo de los yacimientos (20 a 50 mmdd) y en mucho menor medida a la exploración (5 a 10 mmdd). Mismo patrón siguieron las otras 20 empresas que complementan su estudio; pues los gastos en desarrollo superaron a los de exploración; sin embargo, y a diferencia del CPT, las otras empresas presentaron unos desembolsos al alza en ambos gastos²³¹. Ligados a estos desembolsos se encuentran las adquisiciones de reservas petroleras provenientes de otras firmas. En este ramo se observa que el CPT presentó un descenso a partir del 2001. En cambio, el otro grupo de empresas aumentaron tres veces su monto entre 2002 y 2006.

Todos estos gastos tuvieron consecuencias en el monto de las reservas de las empresas y en su nivel de producción. En lo que se refiere al reemplazo de reservas el CPT tuvo un registro volátil entre 2001-2006. En este último año el reemplazo alcanzó el 100%. Por su parte, las otras firmas también tuvieron cierta volatilidad en el período que terminó en más de 150% de reemplazo en 2006, mejor situación que el CPT. En particular es de llamar la atención sobre la estrepitosa caída que está presentando el CPT, pues pasó de casi 200% en el nivel de restitución de reservas en 1996 al 100% en 2006²³².

En el cuadro siguiente, tanto en términos absolutos y relativos, se ve de manera más clara la caída de las reservas y de la producción del CPT. En el 2001 eran del orden de 38.6 miles de millones de barriles (mmb) pero para el 2009 había descendido a 32.3 bb. En relación a la producción, ésta tiene una secuencia similar a la de las reservas. El CPT presenta una caída en su nivel producción. En 2001 era de 10.1 millones de barriles diarios (mbd) pero para 2009 alcanzó los 9.7 mbd, aunque en 2004 se recuperó a 10.7 mbd. En cambio, el grupo que no pertenece al CPT presentó un avance en su producción, pues para el mismo período la producción pasó de 1.8 mbd a 2.1 mbd (Myers-Soligo, 2007, pp.16-17). Esto se reflejó en el tiempo de vida de las reservas dada la producción actual (R/P), pues en

²³¹ Los gastos en desarrollo para las otras 20 compañías se multiplicaron por 6, pues pasaron de 5 mmdd en 1999 a 39 mmdd en 2006. Los gastos en exploración también presentaron un avance importante, puesto que pasaron de 2.5 mmdd en 1999 a 15 mmdd en 2006 (Myers-Soligo, 2007, p. 13).

²³² En relación al volumen de las reservas totales de las empresas petroleras, la situación es preocupante pues éste ha venido descendiendo. La tendencia de las reservas en EUA viene a la baja desde principios de los años ochenta. En 1987 las reservas en EUA eran de 20 billones de petróleo equivalente y para el 2008 fueron de 13 billones. Las reservas en el exterior tuvieron una tendencia mixta. A partir de los años noventa las reservas aumentaron de 12.9 billones, en 1993, hasta los 18.7 billones en 2002. Pero a partir de ese momento las reservas disminuyen y para 2008 alcanzaron los 15 billones, resultado de los descensos en Europa y Canadá, zonas maduras de producción. Esta caída tanto en EUA como en el exterior tienen sus efectos en el total de las reservas petroleras de las empresas estadounidenses. En el 2000, las reservas totales eran de 32.2 billones de boe, pero para el 2008 éstas fueron de 27.8 billones (EIA, 2008, p.15-16).

2001 se tenía un horizonte de 10.5 años y en 2007 alcanzó su nivel más bajo con 8.1 años, aunque para el 2009 se elevó a 9.1 años.

Cuadro 5.1
Composición de reservas, producción y relación reservas/producción del CPT, 2000-2009

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Reservas (billones)	38.6	39.9	38.9	34.7	33.3	32.5	29.7	30.7	32.3
En relación al total global (%)	3.5	3.5	3.4	2.9	2.8	2.7	2.4	2.4	2.4
Producción (mbd)	10.1	10.4	10.4	10.7	10.4	10.4	10.1	9.6	9.7
En relación al total global (%)	15.5	16.3	15.5	15.2	14.5	14.5	14.1	13.4	14.1
Rel. R/P (años)	10.5	10.5	10.2	8.9	8.8	8.6	8.1	8.8	9.1

Fuente: OPEC Annual Statistical Bulletin 2003 y 2009

Esta mala posición en las reservas y producción del CPT responde a lo siguiente. En primer lugar, al resurgimiento del nacionalismo en zonas ricas en recursos y con bajos costos de producción como MO y AL, con esto el mayor problema del CPT es que tienen pocos lugares en el mundo donde buscar, no la escasez del recurso.²³³ Esto obliga al CPT a incursionar en zonas de más difícil acceso, además de seguir extrayendo petróleo de sus zonas tradicionales que van a la baja. EUA-Canadá y el Mar del Norte representan el 60% de la producción del CPT, pero donde más del 50% de las reservas se han extraído (Bozon, Hall & Oygard, 2005). De tal suerte, las CPI tiene acceso sólo al 6% de las reservas mundiales (casi 3% en manos del CPT), en especial, Europa y Norteamérica e indirectamente al 11% a través de las *joint ventures* (Mouawad, 2006, 12). Las asociaciones entre el CPT y las CPN serán decisivas para que el CPT pueda seguir añadiendo reservas a sus operaciones.

En segundo lugar, la creciente competencia por disponer de los recursos petroleros entre los participantes de la industria. Acceder a la tecnología, al financiamiento y a los mercados es menos complicado, puesto que están disponibles para las petroleras independientes, para las Compañías de Servicios Petroleros (CSP), y muy en especial, para las

²³³ El 75% de los pozos perforados entre 1997 y 2003 se hicieron en Norteamérica, donde la producción va a la baja, mientras que en MO, zona que tiene las mayores reservas de petróleo convencional, sólo recibió el 2% de la inversión petrolera global, permaneciendo fuera de los límites del CPT (Vivoda, 2007, p. 88).

CPN de varios países productores (Malasia, Brasil, Noruega) e importadores (China, India) (Vivoda, 2007, p. 89).

Por último, este declive en estas variables es resultado de la de la tendencia hacia las finanzas, criterios contables y las ganancias inmediatas. Debido a que la tasa de ganancia, del 2005-2008, en el sector de exploración y desarrollo decayó, las petroleras dieron más dinero a sus accionistas y menos a la producción, ya que es más conveniente canalizar dinero en inversiones financieras con riesgo pero con grandes ganancias en el corto plazo o a los accionistas, bajo la idea de que ellos saben el mejor lugar para maximizar el dinero recibido, que invertir grandes montos de dinero en la exploración y desarrollo, actividades también riesgosas, donde obtener grandes retribuciones es incierto y a más largo plazo²³⁴.

5.5.2 Los frutos cosechados por el CPT en materia de refinación y comercialización

En la parte de refinación y comercialización, los gastos hechos en el período se enfocaron a aumentar la capacidad para el procesamiento de petróleo pesado²³⁵, mejorar la calidad de los productos y la eficiencia operativa, y reducir las emisiones de contaminantes. Este último punto es el que más destacó en el período anterior, pues una buena parte de recursos se destinó al cumplimiento de las normas ambientales. Del 2000 al 2008, el gasto de capital fue el doble al de 1990-1999, lo que refleja los altos rendimientos que se dieron en los últimos años (EIA, 2009d, p. 13).

La ola de fusiones y adquisiciones que continuó en los primeros años de este siglo concentró en pocas manos el área de refinación y comercialización, particularmente en EUA. Los siguientes datos los ejemplifican. En 1996 el CPT controlaba el 25% de este segmento, pero para el 2007 era el 50%. El número de refinerías tuvo una espectacular caída en los años noventa (205 en 1990 vs 159 en 1999) lo que siguió en esta década pero a un nivel mucho menor (158 en 2000 vs 150 para 2008)²³⁶. Mientras el consumo de petróleo aumentó un 5.3% entre 2001-07, la capacidad de refinación lo hizo a un grado menor (4.7%) (BP, 2010). Esto hace que la capacidad ociosa en materia de refinación haya dismi-

²³⁴ Como se vio en la parte de la renta petrolera, las ganancias obtenidas en el período fueron muy grandes. Pero a pesar de esto, la tasa de ganancia de la industria, medida como Retorno de la Inversión (ROI), tuvo altibajos. Presentó un gran crecimiento del 2002 al 2005 (pasó del 10 al 25%), nivel no visto desde 1980. Sin embargo, en los años siguientes el indicador se desplomó hasta llegar al 13% en 2008, siendo las inversiones en suelo estadounidense las que peor desempeño tuvieron (EIA, 2009d, p. 5).

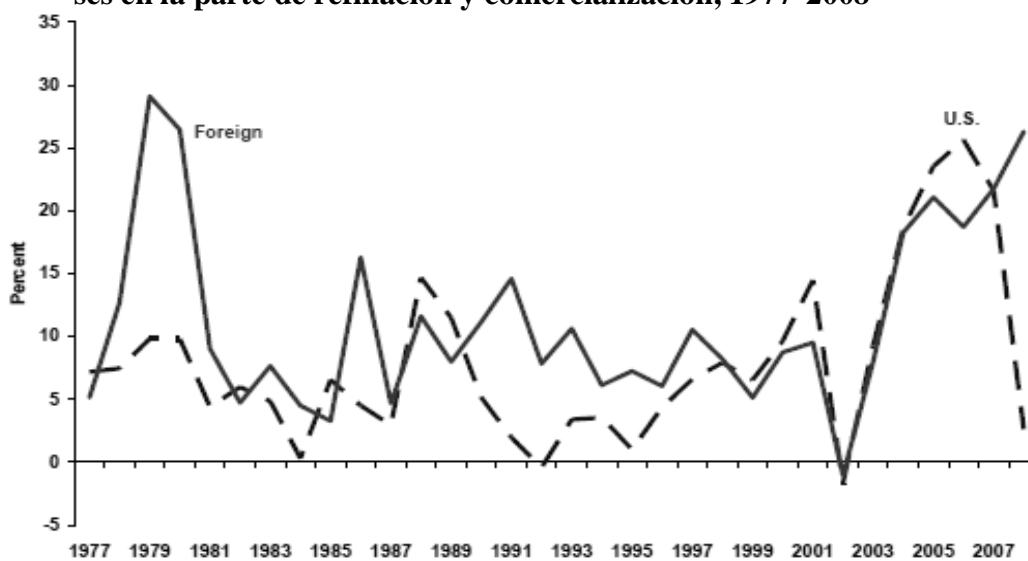
²³⁵ En EUA ha venido aumentando la densidad del petróleo procesado en las refinerías, es decir, se procesa más petróleo pasado. En 1990 se procesaba un petróleo de 31.9° API y para el 2008 fue de 30.2° API (<http://www.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MCRAPUS2&f=A>)

²³⁶ De acuerdo con Juhasz (2008, p. 172) en 1981 las 324 refinerías estaban en manos de 189 diferentes compañías, hoy, las 149 refinerías se encuentran bajo el control de 50 empresas.

nuido en el tiempo²³⁷. Ante esto, la tasa de utilización se mantuvo alta si lo comparamos con lo que en promedio pasaba a finales de los ochenta (84%), mientras que entre 2001-07 fue del 90% promedio (BP, 2010). Esta disminución de la capacidad de refinación en el país que más refinerías tiene en el mundo, ayudo a que la capacidad a nivel mundial también bajaría, lo que ayudó al aumento de los precios. Todo esto ejemplifica el control de la oferta de productos refinados en el mercado estadounidense y la incapacidad de surtirlos ante un aumento de la demanda sorpresivo.

Gráfica 5.9

Tasa de ganancia (ROI) de las principales compañías petroleras estadounidenses en la parte de refinación y comercialización, 1977-2008



Source: Energy Information Administration, Form EIA-28 (Financial Reporting System).

Fuente: EIA, 2009d, p. 5

Todas estas medidas, junto con el aumento en precios y en el consumo de productos refinados, tuvieron sus frutos en la última década. El margen de refinación (diferencia entre el ingreso por la venta de los productos petroleros y el costo de las materias primas necesarias para la producción) pasó de 8 dpb en 1999 a 12 dpb (nivel más alto desde 1983) en 2007. Además, resalta el espectacular aumento en la tasa de ganancia en este segmento, ya que como se ve en la gráfica pasó del 1% en 2001 hasta el 25% en 2006, pues tanto en EUA como en el exterior la rentabilidad en la refinación fue mucho mayor a la del período

²³⁷ En 1986 había una capacidad ociosa de refinación de 2.8 mbd, para el 2000 había descendido a 1.5 mbd, pero con las ampliaciones en las refinerías la capacidad ociosa aumentó para 2007 a 2.7 mbd (BP, 2010). Sin embargo, a pesar de que la capacidad ha aumentado, los refinadores han limitado su capacidad de aumentar la producción antes incrementos importantes en el consumo. La disminución en la capacidad ociosa puede ayudar al aumento en los márgenes de refinación, aumenta la vulnerabilidad para surtir la gasolina necesaria en el corto plazo ante un evento que disminuya súbitamente la oferta, lo que resultaría en aumentos de precios.

anterior²³⁸. Sin embargo, con la actual crisis económica la situación ha cambiado sustancialmente, ya que con ella se corren mayores riesgos para colocar los productos refinados en un mercado estrecho, por lo que algunas grandes empresas están empezando a deshacerse de activos o a no realizar nuevos proyectos (Shell y ConocoPhillips)²³⁹(Henni, 2010).

5.5.3 La última frontera de la exploración petrolera: aguas profundas

Un punto a destacar en la presente década es el crecimiento de la exploración y producción de yacimientos petroleros ubicados en aguas profundas²⁴⁰. La creciente demanda alimentada por el crecimiento económico mundial, la imposibilidad de las petroleras privadas (CPT) para entrar en las zonas de bajo costo por el retorno del nacionalismo, el temor de alcanzar el *Peak Oil* y el alza de los precios motivaron el desarrollo de estas zonas. En 1998, el petróleo proveniente de estas zonas era de 1.4 mb pero para el 2007 era superior a los 6 mbd, es decir, pasó del 2 al 7% de la producción global. Esta tendencia continuará en los próximos años (PEMEX, 2008, p. 2).

Debido a lo costoso del asunto, las principales empresas involucradas en estas regiones forman parte del CPT (ExxonMobil, BP, Shell), aunque a últimas fechas petroleras de menor envergadura están aumentando su actividad en estas zonas (Mackenzie, 2010)²⁴¹. La mayoría de los yacimientos en aguas profundas se descubrieron en los años noventa, sin

²³⁸ Con la caída del precio en 2002 el rendimiento se encontraba por los suelos (2%). Pero a partir de este punto la rentabilidad tiene un crecimiento exponencial hasta el 2008. En EUA, el rendimiento alcanzó su máximo en 2006 (25%) y después decreció fuertemente por la crisis económica. En lo que toca al rendimiento en el exterior, este pasó de casi el 0% en 2002 a más de 25% en 2008 (EIA, 2009d, p. 5).

²³⁹ "Si el costo del crudo es 80 dólares EE.UU. por barril y el costo de refinación es de \$ 20, mientras que el precio del barril equivalente de los productos refinados (como el diesel) en el mercado es de \$ 105, el beneficio refinaría en este caso es de \$ 5," dijo el Dr. Ahmed Al-Mazroui, analista de petroquímica en la empresa con sede Arabia Alpha Beta. "Pero si el precio del producto refinado en el mercado es de \$ 95, la refinaría en este caso las pérdidas de puesto de \$ 5." Este margen de ganancia depende de factores diferentes, incluyendo la capacidad de producción mundial, la tasa de utilización, así como de la demanda de productos refinados. Los márgenes de ganancias desaparecieron durante la crisis (credit crunch), y alcanzó sus niveles más bajos durante 2009 y principios de 2010. En comparación con los productos petroquímicos que mostraron incremento de precios, los precios de los productos refinados no aumentaron debido en parte a la capacidad de refinación adicional que superan los 4 millones de barriles por día (Henni, 2010, 6-8).

²⁴⁰ En la industria petrolera internacional no existe una definición universalmente aceptada sobre qué debe entenderse por aguas profundas. En EUA se denomina aguas profundas a las que se localizan en tirantes de 300 mts (1000 pies). Algunos analistas las colocan entre 200 a 1000 mts y ultraprofundas a más de 1000 mts. En México, Pemex ubica entre 500 a 1500 mts las profundas y de 1500 a 3000 mts son ultraprofundas (Barbosa-Cano, 2008, p. 104; Khalid, 2005, p. 3; PEMEX, 2008, p.1). En abril del presente año, ExxonMobil anunció que había perforado el pozo más profundo en mar adentro desde una plataforma fija. Mediante la más alta tecnología de perforación ExxonMobil perforó más de seis kilómetros en sentido horizontal y siete mil metros bajo el nivel del mar en la costa de California (Olmedo, 2010, 4).

²⁴¹ Para el 2010, se espera que el 60% de las operaciones en aguas profundas sea hecha por un puñado de empresas: el 45% es realizada por el CPT (ExxonMobil, Chevron, BP, Shell y Total); Petrobras y StatoilHydro (NOCs) hacen el 16% de las operaciones, mientras que el porcentaje restante se distribuye en otros operadores (Mackenzie, 2010).

embargo, por lo costoso de su desarrollo²⁴², su explotación tuvo que esperar a que el nivel de precios cubriera los altos costos de reproducción, lo que sucedió a partir de los primeros años de la presente década. Sin embargo, salvo honrosas excepciones (Brasil, Noruega, Malasia) las reservas extraídas de estas profundidades han sido poco significativas en el escenario mundial. Antes del presente siglo sólo había 16 campos profundos en operación, sin contar los de EUA²⁴³, ubicados en países que han agotado su dotación geológica o con escasas o nulas posibilidades en tierra (Estados Unidos y algunos países del Mediterráneo). En cambio, en 2008, había cerca de 60 proyectos, la gran mayoría inició operaciones en el 2003, destacando la costa occidental de África (Angola, Nigeria, Guinea Ecuatorial y Congo), Brasil y el Golfo de México²⁴⁴. A esta distribución geográfica se le denomina “el triángulo de oro”. Excluyendo a los EUA, cerca del 80% de las reservas estimadas en aguas profundas se encuentran fuera de ese país, siendo Brasil (25%), Angola(15%) y Nigeria (12%) los países con los recursos más importantes (Barbosa-Cano, 2008, p.123; Russell, 2007, p.7).

²⁴² Un pozo tiene un costo de perforación entre 70 y 150 mdd. Un proyecto en aguas profundas tarda en desarrollarse entre 8 y 10 años (PEMEX, 2008, pp.4 y 7).

²⁴³ Existen 327 campos descubiertos en estas zonas del orbe, de los cuales 181 están en explotación, 101 lo hicieron entre 2003-08 y 146 son vírgenes. EUA, en especial la parte del GM, es la zona del mundo con la mayor actividad en aguas profundas. Tiene 181 campos descubiertos, 115 en explotación y 66 son vírgenes (Barbosa-Cano, 2008, p. 122)

²⁴⁴ Estos tres lugares tienen 277 campos descubiertos del orbe (84%); de los cuales, 166 (91% del total) se encuentran en explotación; 89 empezaron a partir de los primeros años del presente siglo; el resto de pozos se encuentran en espera. África es la zona con el mayor dinamismo en la exploración en aguas profundas. Tiene 60 campos, de los cuales 35 están funcionando y el resto está en espera. Del 2003-08 han entrado 30 campos a explotación. El país que más destaca es Angola, cuenta con el 50% (30) del total de campos descubiertos en África, 65% (23) de estos campos en explotación, de los cuales el 95% iniciaron operaciones en 2003. En menor medida destacan Nigeria, Congo y Guinea Ecuatorial. Por su parte Brasil cuenta con 38 campos descubiertos, la mitad en explotación y la otra mitad en espera. De estos 19 campos, 7 empezaron su producción en 2003-08. Ellos empezaron a descubrir pozos desde 1985 y a explotarlos desde el 1991. El campo más profundo en explotación es Roncador a poco más de 1850 metros (mts) de profundidad. Entre 2007-08 se descubrieron los yacimientos importantes de Tupi, Sugar y Júpiter, que obligará a la explotación en tirantes de más de 2000 mts (Barbosa-Cano, 2008, p.119 y 122). Estados Unidos cuenta con el 55% de los campos descubiertos, con el 63% de los campos en funcionamiento y con el 53% de los campos puestos en funcionamiento a partir del 2003, todo en relación a los totales mundiales. Después de la SGM se iniciaron las primeras exploraciones en aguas más profundas a lo normal en el GM. Las operaciones iniciaron a principios de los años cincuenta con el descubrimiento del Ship Shoal 32, a 18 pies de profundidad, en Louisiana. Hacia la mitad de los años ochenta, alrededor de 1000 campos habían sido descubiertos y muchos analistas pensaban que la zona estaba en declive. Pero con el descubrimiento de Shell del campo Auger en 1987, la idea del declive fue descartada, pues su producción es mayor a los yacimientos que se encuentran en aguas someras. Un pozo en aguas someras produce 0.1 mbd, pero los pozos en el yacimiento Ursa produce 30 mbd. De 1993 al 2002 se extrajeron reservas por un monto de 2.5 veces el petróleo producido. De acuerdo al MMS, existen recursos por 71 mil millones (Barbosa-Cano, 2008, p.122; EIA, 2004, p.68).

La explotación petrolera hecha en aguas profundas encara dificultades técnicas, geológicas, políticas y financieras²⁴⁵, donde el uso de la tecnología²⁴⁶ más avanzada es imperioso; más cuando se calcula que aproximadamente el 40% de los recursos por descubrir en estas zonas se encuentran a profundidades de entre 2000 y 3000 mts; mientras que otro 30% enfrenta desafíos de entre 3000 y 4000 mts de profundidad (IEA, 2005, p. 66). El desarrollo tecnológico y los fuertes desembolsos de los anteriores años están rindiendo frutos, pues en la primera mitad del año 2009 se habían hallado 200 yacimientos con una cantidad probable de 10 mil millones de barriles en la primera mitad del año, el nivel máximo desde el año 2000 (Daganzo, 2009, 1). Sin embargo, el desastre de la plataforma petrolera *Deep Horizon* puso en el ojo del huracán los riesgos que implica hacer estas operaciones y las medidas de seguridad extremas que deben de adoptarse.

5.5.4 Las fusiones y adquisiciones como instrumento del CPT para tener un mayor control monopólico

En el capítulo anterior se detallaron las causas de la ola de fusiones y adquisiciones que sacudieron a la industria en los últimos años de la década pasada y que concentró el poder del CPT en la industria estadounidense. Este proceso de concentración no se acabó ahí,

²⁴⁵ Según PEMEX (2008, p. 6), realizar operaciones en aguas profundas encara dificultades: a) Corrientes marinas: originan movimiento de estructuras induciendo vibración en tuberías y fatiga en los componentes del equipo de perforación; b) Cambios de temperatura: debido a los diferentes grados de temperatura entre la superficie, el lecho marino y las formaciones perforadas, el bombeo del fluido de perforación es complicado, además de que las bajas temperaturas alteran las propiedades del cemento que se emplea para fijar las tuberías de revestimiento al pozo; c) Aspectos críticos al inicio de la perforación: al atravesar formaciones someras, se presentan flujos de agua de alta presión, flujos de gas y presiones anormales; y d) La geometría de los yacimientos en aguas profundas, podría ser diferente a la conocida en aguas someras, lo que dificulta su exploración y explotación; e) Políticas: muchas de las nuevas zonas de exploración se encuentran en países en dificultades políticas, conceden un acceso restringido o nulo a los recursos en estas zonas, o las posibles zonas se encuentran en disputas por varios países.

²⁴⁶ Se requiere el uso de robots submarinos operados a control remoto, capaces de: soportar las presiones y la obscuridad, realizar instalaciones submarinas o enviar una gran cantidad de datos (son submarinos autónomos, equipado con GPS y señales acústicas, capaces de agruparse hasta con 2500 robots de su misma especie para crear un grupo autónomo y enviar datos a la superficie); involucramiento de un menor número de pozos que sean desviados y horizontales para poder asegurar el flujo de hidrocarburos; el empleo de plataformas flotantes y mástiles para la producción y almacenamiento del petróleo; el empleo de taladros con puntas de tungsteno o de diamantes. En los últimos años se ha empleado el uso de la tecnología 3D y perfeccionado la 4D (realización de encuestas repetidas de tipo 3D a intervalos de tiempo regulares. A medida que la geometría del depósito no cambia, en principio, las diferencias entre las encuestas sucesivas puede revelar el movimiento de líquidos a través de los depósitos, en particular el petróleo que se produce y se sustituye por el agua. Esto se está convirtiendo rápidamente en una herramienta fundamental en la optimización de la producción y la recuperación). La exploración petrolera se ha beneficiado enormemente de los avances computacionales. Repsol desarrolló un chip que es capaz de manejar 200 Gigaflops de información, cuenta con mayor capacidad para procesar datos que los chips tradicionales y permite detectar con mayor precisión reservas de petróleo bajo las gruesas capas de sal en aguas profundas (entre 800 y 1.600 metros). Los datos que analiza el ordenador se recogen desde barcos que arrastran entre 6 y 12 cables de 12 kilómetros de longitud. Se envían señales sonoras al fondo, se reflejan y se crea una imagen. (PEMEX, 2008; IEA, 2005, p. 54; Daganzo, 2009, 5-6).

sino que siguió con fuerza hasta mediados de la presente década²⁴⁷. En 2002, Conoco y Phillips se fusionaron por 16 mil millones de dólares (mmdd), en 2006, ConocoPhillips adquirió Burlington Resources por 33.9 mmdd y en 2007, mediante asociación (*joint-venture*) con Encana adquirió activos por un monto de 10 mmdd. Con esto, la empresa se convirtió en la tercera compañía petrolera más grande de EUA y la mayor vendedora de gasolina de venta al por menor. Por su parte Shell, compró en 2002 a Pennzoil por 2.9 mmdd, empresa que se distinguía por la venta de aceites para motor y gasolina; además se hizo propietario de Equilon y del 13.5% de Motiva por 3.1 mdd. Estos movimientos le permitieron a Shell convertirse en la segunda empresa petrolera del mundo, detrás de ExxonMobil, y la tercera mayor corporación global. A su vez, ChevronTexaco, en 2005, adquirió Unocal por 17.2 mmdd y retomó el nombre de Chevron. Con esto, la empresa se volvió la segunda mayor empresa petrolera en EUA, la tercera mayor corporación de EUA y la séptima del mundo (Juhasz, 2008, pp.122-123; EIA, 2004, p.24; EIA, 2006, p.11; EIA, 2007, p.11).

Esta concentración le confirió un mayor poder monopólico al CPT, en el cual se fortaleció la integración vertical²⁴⁸. Con esto, el mercado estadounidense, el más grande del mundo, quedó a merced de las decisiones de un puñado de empresas (CPT). En el *upstream* las fusiones permitieron que la apropiación de una mayor renta, pues al fusionarse la renta petrolera apropiada de canalizó a un solo bolsillo. En especial llama la atención la parte referente a la refinación y comercialización, pues en él se procesan y venden los derivados básicos para el funcionamiento de la economía, destacando la gasolina. En este segmento la demanda por gasolina ha aumentado²⁴⁹, el número de refinerías disminuido y apropiado por pocas manos, la oferta no ha aumentado al ritmo necesario para satisfacer la demanda y la refinación y comercialización se ha convertido en un gran aporte a las ganancias de las grandes petroleras (CPT) (Juhasz, 2008, p. 181). Ante el aumento en el consumo y el control de la oferta por parte del CPT, el precio de la gasolina ha ido en aumento, lo cual ha impactado el bolsillo de los consumidores. De acuerdo con McCool (2007, p.1) las fusiones que se dieron hacia finales de los noventa aumentaron el precio al mayo-

²⁴⁷ Del 100% de concentración en estos años, el 80% se dio en exploración y producción, el refinación y comercialización (13%) y transporte con 2% (McCool, 2007, p.4).

²⁴⁸ Con la ola de fusiones y adquisiciones las barreras a la entrada se fortalecieron. Las barreras tienen implicaciones para tener un mercado competitivo, porque las empresas que operan en industrias concentradas con altas barreras pueden incrementar su poder de mercado. En la parte de refinación de EUA las mayores barreras son los grandes montos de capital que se necesitan y el cumplimiento de las disposiciones ambientales (McCool, 2007, p.12)

²⁴⁹ De acuerdo con el Departamento de Energía de EUA (DOE), entre 1977 -2002, la capacidad de refinación creció en poco más del 2%, pero la demanda por gasolina lo hizo al 30% (Juhasz, 2008, p.184)

reo de la gasolina entre 1 a 7 centavos de dólar por galón²⁵⁰, pequeño pero significativo incremento dado los grandes volúmenes que se manejan. Además, gracias al control de la refinación y comercialización, el CPT ha sido capaz de adueñarse del 30% del precio de cada galón de gasolina (Juhasz, 2008, p. 176).

5.5.5 Las ganancias financieras de corto plazo como objetivo del CPT

Tanto en el capítulo anterior como párrafos atrás se vio como la financiarización se apoderó de las empresas petroleras privadas en la década de los años noventa. El motivo fue el desarrollo de una nueva metodología contable conocida como el *Value-based Management*, enfoque que se desarrolló en las escuelas de negocios estadounidenses entre los setenta y ochenta y que fue puesto en marcha por las petroleras privadas hacia fines de los años ochenta y principios de los años noventa. Bajo tal perspectiva, si la empresa no obtiene mejores desempeños que sus competidoras debe regresar el rendimiento²⁵¹ obtenido a sus accionistas, pues ellos sabrán donde será el “mejor lugar” para que estas ganancias produzcan mejores resultados (Stevens, 2009, p.2).

Esta nueva manera de ver los negocios sentó las bases para buscar las mayores ganancias en el corto plazo. Significó que las ganancias se fueran a los accionistas mediante el pago de dividendos y la recompra de acciones, sin contar que muchos de ellos destinaron estos recursos hacia los mercados financieros, aprovechando la gama de nuevos instrumentos. En la década de los años noventa el pago de dividendos y las recompras de acciones representaron para el CPT alrededor del 40% de sus desembolsos totales, mientras que las otras veinte petroleras más importantes del ramo destinaron al mismo fin alrededor del 25%. Pero la situación se agrava en los últimos años con el aumento en precios, pues el

²⁵⁰ En abril de 2002 el reporte Gas Prices: How Are They Really Set? Encontró lo siguiente:

a) High concentration contributes to price spikes. In a tight market, high concentration exacerbates the factors that contribute to price spikes; b) Refiners have market power in concentrated markets. In concentrated markets, refiners can affect the price of gasoline by their decisions on the amount of supply. In a number of instances, refiners have sought to increase prices by reducing supplies; c) High concentration increases prices; d) Vertical integration increases prices. Markets in which there is a high degree of vertical integration between refiners and marketers have higher wholesale and retail prices; e) Gasoline prices are not based on cost. Oil companies do not set wholesale prices or retail prices based solely on the cost to manufacture and sell gasoline; rather wholesale and retail prices are set on the basis of market conditions, including the prices of competitors; f) Oil companies rather than service station operators set retail prices. For many service stations owned or leased by the major oil companies, it is the major oil company rather than the local dealer that determines the competitive price position of the local station and that benefits from higher prices and profit margins (Gasoline Price Investigation, s.f, 5-15)

²⁵¹ Para Stevens (2009) “The return to the shareholder is the dividend paid on the share plus any capital appreciation on the share price. The greater the value to the shareholder, the better is the performance of the company” (p.2).

CPT destinó de un 40% en el 2000 a un 60% en 2006 al pago de dividendos y recompra de acciones²⁵². En cambio, las otras 20 petroleras más importantes de EUA descendieron sus desembolsos, pasaron de poco menos del 30% en 2000 a cerca del 15% en 2006. Como se observa, las empresas más pequeñas están desarrollando una estrategia totalmente opuesta a la del CPT (Myers-Soligo, 2007, pp. 14 y 12).

A partir de 2003 y hasta 2008, los ingresos de las compañías petroleras, en especial las del CPT, se incrementaron fuertemente²⁵³. Sin embargo, la tasa de ganancia del CPT de 2005 al 2008 sufrió una severa caída del 20%. Por tanto, y como lo dicta el *Value Management System*, al caer la tasa de ganancia los desembolsos a los accionistas aumentaron²⁵⁴. Este desembolso se vio impulsado por la falta de nuevos territorios para invertir las utilidades. Ante el renacer nacionalista y las restricciones que se imponen al capital foráneo en las zonas de bajos costos de producción, el CPT enfrenta serios problemas para hallar zonas donde poner sus utilidades a manera de que la tasa de ganancia futura sea positiva. La tasa no sólo expresa los beneficios obtenidos, sino lo que cuesta producirlo. Esta caída en ella refleja que en los últimos años las empresas gastaron grandes montos para generar ese rendimiento (Stevens, 2008, pp.24-25; Vivoda, 2007, p. 88).

El problema de esta mirada cortoplacista y enfocada en un criterio contable es que durante los años ochenta y noventa se dejó de invertir en las actividades productivas (exploración y desarrollo) de la empresa. Esto, como se mostró y a pesar del repunte de los gastos en la última década, significó para el CPT una disminución en sus reservas y en el nivel de producción de las empresas, factores tradicionales y centrales, lo que se agravó en los últimos años por su incapacidad de poder acceder a los sitios en el mundo con los menores costos de producción (Arabia Saudita, Kuwait, Irán, Venezuela y la situación en Irak) y reinvertir sus ganancias.

²⁵² En términos absolutos el dinero canalizado por el CPT al pago de dividendos y recompra de acciones aumentó fuertemente del 2000 en adelante. En lo que respecta a la recompra de acciones, este rubro pasó de poco más de 5 mmdd en 2000 a más de 55 mmdd en 2006. Mientras que en el pago de dividendos se pasó de alrededor de los 17 mmdd a 30 mmdd. En cambio, las otras 20 empresas tuvieron un movimiento muy diferente al CPT. En lo que toca a la recompra de acciones, desciende casi a cero del 2000 al 2002, recuperándose en los años por venir hasta alcanzar los 5 mmdd en 2006; a su vez, la tendencia se mantuvo casi plana, al rondar los 2.5 mmdd en el período (Myers-Soligo, 2007, p. 13).

²⁵³ Los ingresos netos del CPT en 2001 fueron de 53.4 mmdd, para 2003 alcanzaron los 76.5 mmdd, pero para 2008 la cifra alcanzó grandes niveles con 136.2 mmdd. Sin embargo, 2009 fue muy complicado, pues sus ingresos netos fueron casi la mitad que 2008, con 68 mmdd (Cifras en dólares de 2009) (OPEC 2009).

²⁵⁴ Es paradójico este resultado, pues quitando estos años, las ganancias de las petroleras fueron de las más altas en su historia, pero por un criterio absolutamente contable resulta que no son satisfactorios.

5.6 Consolidación de las Compañías de Servicios Petroleros (CSP)

Al finalizar la década de los años noventa las empresas de servicios (CSP) emularon a las CPI, pues empezaron una serie de fusiones y adquisiciones que continuó hasta el 2005²⁵⁵. Este camino hacia la consolidación terminó hacia mediados de la presente década por el incremento de los precios del petróleo, el cual ha inducido un incremento en las inversiones necesarias en el *upstream*. De tal proceso resultaron tres grandes empresas: Baker Hughes, Schlumberger y Halliburton²⁵⁶, a las que se les conoce como las “*Petroleum Service Majors*”. Se estima que si se excluye el ramo de la perforación las tres grandes controlan el 50% del mercado de servicios petroleros (Festor *et al.*, 2007, p. 178). Con este crecimiento, este grupo se ha colocado como un pilar clave en la industria petrolera global, pues proporcionan a las compañías petroleras bienes y servicios tecnológicos altamente especializados para la extracción del petróleo obtenido: actividades de geofísica, perforación, ingeniería y diseño, y la construcción de plataformas²⁵⁷ (Festor *et al.*, 2007, p.170). En cambio, las CPT tienen sus mayores ventajas en la habilidad para poder manejar el riesgo, en la capacidad para manejar grandes proyectos que combinan el uso de múltiples y complejas tecnologías, y en el avance tecnológico en nuevas zonas (aguas ultraprofundas) (Stevens, 2008, p. 25). Esta mayor presencia de las CSP en las actividades ligadas a la producción las ha posicionado en un lugar importante de la disputa y apropiación de la renta petrolera disponible, en particular la diferencial, puesto que estas empresas prestan sus servicios en el desarrollo de los yacimientos, segmento donde se presenta la génesis de la renta petrolera. En este sentido, las CSP se han visto beneficiadas por el sentimiento nacionalista de varios países productores, puesto que son mejor vistas que las CPT, ya que la

²⁵⁵ Dentro de las adquisiciones destacan: Transocean Sedco que compró R & B Falcon por 8.8 mmdd (2000); Weatherford que adquirió a Energy Services & International Contract Drilling, 2.25 mmdd (2005); CGG compró Veritas por 3.1 mmdd (2006); Schlumberger que absorbió a Westengco por 2.4 mmdd (2006). Por su parte, las fusiones fueron: Western Geophysical con Geco-Prakla por 0.5 mmdd en 2000; Pride International con Marine Drilling por 2 mmdd en 2001 y DSND Subsea con Halliburton KBR en 2002 (Festor *et al.* 2007, p. 177)

²⁵⁶ Schlumberger se centra en las labores de geofísica, equipamiento y servicios asociados a la perforación; Halliburton se enfoca en el equipamiento y servicios asociados a la perforación y en la ingeniería e instalaciones Offshore; y Baker Hughes se especializa en el equipamiento y servicios asociados a la perforación (Festor *et al.*, 2007, p. 175)

²⁵⁷ De acuerdo a Serbutoviez y Silva (2008, pp. 28, 37 y 46): Los principales participantes en la geofísica son: a) en la parte de adquisición y procesamiento: CGG Veritas, 28%, y Westerg Geco (subsidiaria de Schlumberger), 26%; b) en equipamiento, Sercel (subsidiaria de GCC Veritas) 54%, e ION con 28%. En las plataformas de perforación en tierra las firmas dominantes son Nabors Industries (20%), Precision Drilling (13%), Paterson (11%) y Ensign Resources (10%); en cambio, en costa afuera destacan Transocean+Global Santa Fe (28%) seguida de Noble Drilling y Diamond Offshore, 8% cada una. Las compañías que tienen una mayor presencia en la construcción offshore son Aker Kvaerner (14%), Technip (9.5%) y Saipem (9%).

mayoría de ellas van por prestar un servicio por una parte de la renta petrolera diferencial y no les interesa adueñarse de reservas como el CPT.

En los últimos años los gastos en exploración y desarrollo hechos por las petroleras fueron al alza, entre otros factores, por el aumento vertiginoso en los precios del petróleo. Ante esta ola de recursos las actividades en el *upstream* se incrementaron, por lo que las CSP vieron aumentar su negocio. Entre 2004-2008 el sector tuvo un fuerte incremento sostenido. En conjunto el sector de servicios aumentó su valor de mercado de los 113 mdd en 2004 a los 228.5 mdd en 2008 (Datamonitor, 2010, p. 9). Básicamente, las operaciones de servicio petroleros se enfocaron en EUA y China. Las actividades referentes a la geofísica, perforación y la construcción de equipos para la producción costa afuera fueron en aumento a largo de estos años²⁵⁸.

A la par que la industria de los servicios petroleros incremento su actividad en el negocio petrolero, los gastos para adquirir estos equipos se fueron a las nubes. El equipo, en especial, el de perforación y el de construcción de plataformas fueron escasos. Por lo anterior, los costos de reproducción tuvieron un fuerte incremento en estos años. Este espectacular incremento en su contratación o adquisición encuentra su explicación en dos razones. La primera es el ciclo económico, pues los equipos e instalaciones que son necesarios para su elaboración como el acero (el sector petrolero es el mayor consumidor de acero, necesarios para los ductos) y otras materias primas registraron precios muy altos; y la segunda, es la escasez en el mercado de equipos de exploración, de capacidades técnicas y mano de obra calificada (Festor *et al.*, 2007 y PEMEX, 2007)

²⁵⁸ En lo que respecta a la geofísica, a partir del 2004-08 se da un aumento sostenido en los equipos sísmicos alrededor del mundo, pasando de 170 a casi 350. En 2007, los ingresos del mercado geofísico alcanzaron los 11.5 mdd. En 2008 el 73% de esta actividad se hace en tierra, mientras que la actividad costa afuera (offshore) se detuvo a mediados de la década por la falta de equipo, recuperándose posteriormente. Llama la atención que después de Norteamérica (EUA y Canadá), la mayoría actividad se concentra en el sudeste de Asia (China) y África (fue de menos a más). Por lo que toca a la perforación, en 2007 alcanzó ingresos por 50 mdd, monto duplicado en sólo 4 años, de esta cantidad 35 mdd vienen de la perforación hecha costa afuera, la cual es muy costosa, pues a pesar de estos montos, la perforación costa afuera sólo representa el 3.5% del global. La mayoría de la exploración en tierra se hace en EUA y Canadá (68%) y 17% en China; mientras que en la exploración costa afuera el 17% es en EUA, 15% en Europa y 9% en África. Por lo mismo, EUA encabeza la zona del mundo con mayor actividad con 120 mil pozos en perforación, seguida de China con 20000, cifras de 2008. En lo que respecta al sector de la construcción de equipo para la producción costa afuera (plataformas, instalaciones submarinas y equipos y servicios), éste pasó de 20 mdd en 2002 a los 43 mdd en 2007. Su construcción transitó de 200 unidades en 2002 a un estimado de 350 unidades en 2008, aunque entre 2002 y 2005 la fabricación cayó. La mayor parte de las unidades son plataformas fijas, seguido de instalaciones submarinas y plataformas flotantes. Para 2007, la construcción de plataformas fijas se dio principalmente en MO (32%) y Asia (32%); las flotantes en América del Norte (21%), América Latina (23%) y África (14%); y las instalaciones submarinas en Europa (31%), Asia (22%) y África (21%) (Serbutoviez & Silva, 2008).

Pero este proceso de auge se detuvo con la crisis económica que sacudió al mundo y que golpeó a la gran mayoría de los sectores de la producción. Hacia finales de 2008, la escasez de crédito disponible (*credit crunch*) y la caída en la demanda golpearon fuertemente a los proveedores de servicios petroleros. Estos fueron los primeros en ser sacudidos cuando las petroleras cortaron sus gastos. Ante esto, las firmas fueron puestas bajo presión. A principios de 2009, dos de las gigantes, Schlumberger y Baker Hughes, tuvieron que despedir personal en respuesta a la baja en la contratación de sus servicios. Otras empresas han seguido el mismo camino. Además, en el transcurso del año, los proyectos volvieron a ser tomados en cuenta a medida de que el precio del petróleo iba aumentando. A lo largo de este período oscuro, los participantes del mercado estaban convencidos de la temporalidad de la crisis. La perspectiva al final del 2009 era recesiva en la parte del *upstream*. En el largo plazo, el sector de Exploración y Producción debe de ver un retorno a los altos niveles de actividad (Saniere, Serbutoviez & Silva, 2009, pp. 11 y 24).

5.7 Exigencia de una mayor parte del “pastel” petrolero: el péndulo va de regreso

5.7.1 El resurgimiento del nacionalismo petrolero

En la década anterior se dio una apertura del *upstream* en una gran parte del mundo, lo que favoreció a las petroleras privadas y a los países consumidores. En cambio, esta década vio resurgir nacionalismo petrolero, el cual tiene dos componentes: 1) limitar el accionar de las petroleras internacionales en los países con recursos y 2) afirmar el mayor control nacional sobre el desarrollo de los recursos naturales (Stevens, 2009, pp.14-15). Tal nacionalismo fue producto de tres hechos que se dieron hacia fines de los años noventa y los primeros de presente siglo: el desencantó del neoliberalismo, el avance de los precios del petróleo y los cambios internos del CPT.

La aplicación del modelo neoliberal centrado en el mercado no produjo, en los países que abrieron su sector al capital privado internacional, los beneficios prometidos en principio (crecimiento económico, bienestar y fortalecimiento del sector energético nacional), por lo cual se dio un malestar general que lo ha presionado en los último años, siendo la actual crisis económica el cuestionamiento más claro a este modelo. El aumento en los precios fue resultado de las restricciones en el *upstream* y *downstream* por las bajas inversiones, del aumento en la demanda y del papel de los mercados de futuros. El avance de precios les dio a los países petroleros un mayor poder relacional, haciendo que su capacidad de negociación ante las CPI se incrementara. Este aumento de su poder se vio reflejado en la manera de cómo las naciones renegociaron sus acuerdos con las petroleras, exigiendo

una mayor participación mediante el cobro de regalías e impuestos, pues los consideraban bajos. Lo que sin duda, les proveyó de una mayor renta petrolera (monopólica y diferencial), lo que fue en detrimento de las petroleras privadas. Además, el precio dio la confianza a los productores para crear confrontación con las petroleras, al no necesitar el dinero extranjero tanto como antes para la realización de sus funciones (Mabro, 2007, p.6). La reorganización interna del CPT hizo que muchas actividades se subcontrataran a las empresas de servicios, las cuales ofrecen ventajas de contratación con los países productores y sus CPN. A la par, las CPN de los principales países productores desarrollaron cierta tecnología, que los hizo mucho menos dependientes de las CPI.

El movimiento del nacionalismo petrolero se refleja en cómo están repartidos los recursos petroleros alrededor del orbe. Usando una división por países, se encontró que del total de reservas a nivel mundial, el 23% de éstas se encuentran en países totalmente abiertos a las CPI, en especial: Libia, Kazakstán, Nigeria, EUA y Canadá; el 36% se ubican en países parcialmente cerrados a la inversión foránea: Irán, Venezuela, Rusia y los EAU; y el restante 41% se encuentra en manos de países que no permiten ningún tipo de participación: Arabia Saudita, Kuwait, México e Irak (antes del inicio del otorgamiento de las licencias) (World Bank, 2009, p.23). Este renacer nacionalista preocupa a los gobiernos occidentales más poderosos, como los de EUA, Inglaterra y la UE, ya que se traduce en una menor tasa de ganancia para el capital, menor control sobre los flujos de energía hacia los países industrializados, mayor poder de las CPN, y una mayor injerencia de los países menos desarrollados en el sistema mundial de suministro petrolero (Rodríguez-Padilla, 2007, p.24).

5.7.2 Los países productores contraatacan: cambios en los contratos petroleros

Johnston (2008) hizo un seguimiento de los cambios ocurridos en los sistemas fiscales petroleros²⁵⁹, de 1997-2007, en más de 40 países o zonas alrededor del mundo²⁶⁰, encuentran-

²⁵⁹ Hacia finales del siglo XX los sistemas fiscales de índole petrolero eran favorables al capital privado. Alrededor del 70% de los sistemas fiscales eran regresivos, el 20% progresivo, y la parte restante era neutral - Inglaterra y Noruega- donde el gobierno toma una parte independientemente del precio. Con los nuevos precios se pasó a un sistema fiscal de tipo progresivo, es decir, que a mayor precio del petróleo, mayores recursos se quedan en manos del país. Este investigador toma considera que los sistemas fiscales engloban: los sistemas impositivos y de regalías, los Production Sharing Contracts y los acuerdos de servicios. Los datos están en dólares de 2008. (Johnston, 2008).

²⁶⁰ Irlanda, Perú, Marruecos, Nueva Zelanda, Papúa New Guinea, Colombia, Holanda, Sudáfrica, EUA (Aguas profundas , Alaska, plataforma continental), Inglaterra, Argentina, Australia, Canadá Ártico, Filipinas, India, Mauritania, Tailandia, Colombia, Mozambique, Ecuador, Dinamarca, Angola Shelf, STP/Nigeria JDZ, Indonesia, Malaysia R/C, Rusia R/T, Gabón, Egipto, Noruega, Bolivia, China Offshore, Nigeria aguas profundas, Trinidad & Tobago, Túnez, Argelia, Nigeria Shelf, Omán, Yemen

do lo siguiente: 1) En términos generales la cantidad de las ganancias que toma el gobierno va en función de los recursos petroleros del país: los gobiernos con pocas reservas disminuyen la parte que toman de las ganancias (entre el 40-60%²⁶¹). En cambio, los países con mayores recursos aumentaron la apropiación tomando entre el 70-95%²⁶²; 2) los países con menos recursos modificaron su participación en las regalías y en los demás impuestos; mientras que los países con recursos, hicieron sus reformas fiscales en los acuerdos petroleros (contratos de servicios y acuerdos de producción compartida), exigiendo una mayor parte de la renta petrolera para ellos (Johnston, 2008, p. 39).

Esto es interesante, pues países que entraron en los Contratos de Producción Compartida (CPC), favorables al sistema no propietal, dieron marcha atrás a estos contratos o bien buscaron la manera de allegarse una mayor parte de la renta petrolera (se destaca el caso de Venezuela)²⁶³. Por lo que toca a la OPEP, la mayoría de los países que conforman la OPEP -salvo Arabia Saudita, Kuwait, Irak e Indonesia²⁶⁴- decidieron tomar una mayor parte del pastel, pues en promedio pasaron de quedarse con el 60% al 85% de lo estipulado en los contratos (Johnston, 2008). Otros ejemplos muy claros en este cambio de posición lo jugaron Rusia, Venezuela y Bolivia, países con importantes recursos petroleros y gaseros, pero que donde el neoliberalismo ocasionó severos problemas económicos y sociales que obligaron a un cambio en sus gobernantes (Hugo Chávez, Vladimir Putin y Evo Morales), los cuales, al llegar al poder impulsaron el retorno del Estado como rector del sector energético nacional²⁶⁵. De esta manera, la renta petrolera apropiada por los países produ-

Libia EPSA IV-1, Venezuela petróleo pesado, Libia EPSA IV-2, Venezuela 1996, Irán Buybacks.

²⁶¹ Irlanda Perú, Colombia, Papúa Nueva Guinea y la India redujeron en 20% la parte que se apropiaban, pasando de niveles de 70-80% a 50-40%. Sólo EUA e Inglaterra vieron aumentar su parte, Inglaterra del 30 al 50% y EUA del 40 al 50%.

²⁶² Destaca el caso de Venezuela, la cual pasó de quedarse con el 60% de los contratos de servicios a un 90%, esto para la explotación de petróleo extra pesado. También son importantes los casos de Rusia (60 a 70%, pero en regalías), Bolivia en gas (de menos del 60% a casi 82%), Nigeria (60 a más de 80%) e Irán (95%). Todos estos países, menos Rusia, hicieron estos ajustes en los contratos de servicios o de producción compartida. Otros países como Omán, Argelia, Túnez y Yemen tienen una participación de las ganancias entre el 80-90%.

²⁶³ Con la información de Johnston (2008) Países como Argelia, Libia, Ecuador, Angola y Nigeria, a pesar de seguir con los CPC, pudieron renegociar sus acuerdos y tomaron una mayor parte de la renta petrolera, en especial en su forma diferencial y si se cobraba una royalty en la forma de monopolio.

²⁶⁴ En el caso de Arabia Saudita y Kuwait, no se produjeron muchos cambios, pues son países que sólo permiten la presencia de capital privado externo en la forma de contratos de servicios. En el caso de Irak la situación es compleja, pues aunque a finales de 2009 se dieron los primeros contratos al CPT y a otras empresas para extraer petróleo, la producción sólo podrá hacerse posible si se logra la pacificación del país. Indonesia, por su parte, es el único país que disminuyó su participación fiscal en los acuerdos con el capital privado; además de salir de la OPEP en diciembre de 2008.

²⁶⁵ Son países que dieron marcha atrás a su proceso privatizador, exigiendo mayor participación en los contratos suscritos con las CPI. Venezuela, en los años noventa, pasó por un proceso de apertura que tenía como finalidad explotar los recursos petroleros contenidos en la franja del Orinoco y hacer a PDVSA, la CPN, una

tores fue mayor en este período. El CPT mediante el uso de su poder relacional obtuvo grandes beneficios de los procesos de negociación con los países productores en los años ochenta y noventa, sin embargo, con el movimiento nacionalista y otros factores internos ya mencionados, éste poder fue mermado. Ahora los países productores importantes logran que el CPT hiciera algo que por voluntad propia no haría (poder relacional).

5.7.3 Rusia retoma con fuerza el papel de la extinta URSS

Rusia es un caso particular, pues su industria petrolera sufrió mucho en los años posteriores al dismantelamiento de la URSS, empezándose a recuperar hacia fines del siglo pasado. En 1995, Rusia produjo el 9.2% del total global pero en 2008 fue del 12.4% (segundo productor mundial después de A. Saudita). Misma situación pasó con las reservas, en 1998 las reservas rusas representaban 5.3% del total y para el 2008 fueron el 6.3%. Sin embargo, estas reservas al ritmo de producción actual sólo alcanzan para los próximos 13.3 años, siendo este punto su talón de Aquiles (BP, 2009).

En el 2000 llegó a la presidencia del país Vladimir Putin, al arribar se dio cuenta de la dependencia de los ingresos provenientes de la venta de los hidrocarburos y de las desventajas y problemas de los acuerdos petroleros con las petroleras el capital privado externo. Putin se concentró en reafirmar el control estatal sobre los recursos energéticos del país, se apoderó de los principales activos, restringió la participación externa y se empeñó en hacer de Gazprom (gas) y Rosneft (petróleo) grandes conglomerados de clase mundial. Asimismo, el país presiona a los países vecinos, en especial a los del Caspio, para que por sus territorios pasen sus ductos que llevan los hidrocarburos a Europa (Frenton-Krysiak,

empresa de carácter internacional. Esta situación permitió un territorio fértil para las demandas de las petroleras privadas. Sin embargo, hacia finales del siglo tomó el poder Hugo Chávez, con un proyecto socialista y nacionalista, cuyo programa se ancló en el petróleo. A su arribo, él se dio cuenta de que el sistema fiscal de extracción del petróleo pesado era desfavorable para la nación. Por tanto, se decidió aumentar las obligaciones fiscales. Todas las empresas que operaban en el país fueron obligadas a cambiar sus contratos por joint ventures, donde PDVSA es dueña del 50% (Valera, 2007, p.4; Mabro, 2007, p.5). Bolivia, país rico en gas, privatizó su CPN (YPFB) en 1994 y promulgó una ley muy beneficiosa para el capital privado en 1996. Todo cambió con el arribo al poder de Evo Morales en 2005, el cual promulgó una ley que daba marcha atrás a las medidas impuestas en 1996. Para el 2006, el gobierno decidió nacionalizar a YPFB; cambiar los contratos existentes con las petroleras a contratos de servicios, bajo el cual la petrolera está obligada a entregar toda la producción a YPFB a cambio de que el gobierno le pague una cantidad y le reembolse ciertos costos. El Estado se queda con el 82% y las petroleras con un 18% (Valera, 2007, p. 3). Rusia es un caso particular, pues su industria petrolera sufrió mucho en los años posteriores al dismantelamiento de la URSS, empezándose a recuperar hacia fines del siglo pasado. En el 2000 llegó a la presidencia del país Vladimir Putin. Tuvo que lidiar con los contratos de producción compartida (PCA) signados en la era Yeltsin con empresas como Shell. En uno de los proyectos, en la clausula de recuperación de costo no se estipulaba ningún máximo (normalmente 70 a 80% cada año), lo que implicaba que el gobierno no iba recibir ningún ingreso (salvo regalías) de la producción hasta que las empresas recuperaran todos sus costos (Frenton-Krysiak, 2007, p. 27; Mabro, 2007, p.6).

2007, p. 27; Mabro, 2007, p.6; Soto, 2007, p. 1). Con este nuevo impulso, Rusia se ha convertido en el principal proveedor de petróleo y, sobretodo, gas a la UE. Sin contar que gracias a la gran dependencia europea, Rusia ha ganado un significativo poder relacional que pesa en la política exterior de la UE.

5.7.4 La OPEP y su importancia en el siglo XXI

Durante los años ochenta y noventa el organismo multilateral perdió poder en la esfera petrolera. El precio que la OPEP fijaba en Viena fue sucedido por las cotizaciones del hidrocarburo en Nueva York y Londres. La fase *upstream* que en los años setenta había sido nacionalizada por los países miembros, para los años noventa –por la crisis de la deuda y la implantación del neoliberalismo- tuvo que ser abierta de nuevo al CPT. Sin embargo, la situación mejoró para estos países a principios del presente siglo. Precios más altos que los dados en los años noventa, mayor demanda, un sentimiento antioccidental, fortalecimiento de las CPN y un rechazo a las condiciones existentes en los contratos signados en los años anteriores, hicieron posible un reposicionamiento de la OPEP en la industria petrolera internacional. Los países de la OPEP conscientes de la cantidad de petróleo en su territorio y sus bajos costos de extracción, empezaron a renegociar sus acuerdos con el CPT bajo términos más duros, exigiendo mayor participación en sus contratos (Stevens, 2008, p.24), lo que dio muestras de su fortalecimiento en su poder relacional. En las siguientes líneas se presentarán sus medidas más relevantes en esta primera década del siglo XXI.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) continúa siendo uno de los participantes más importantes en la escena petrolera, al tener entre sus filas a los principales países productores del mundo. La OPEP ejerce un gran control sobre la producción petrolera global y busca un precio que permita maximizar sus ingresos, a fin de satisfacer sus necesidades domésticas. La organización trata de coordinar las cuotas de producción de los países miembros, las discusiones políticas y reclamos comunes entre sus miembros o en contra del CPT y los países consumidores. Lograr acuerdos sobre la fijación de los precios y la participación de mercado ha sido un gran desafío que ha resultado en disputas entre sus miembros. Esto ha sido una de las causas de la disminución su poder en el tiempo al momento de negociar ante el exterior. Este organismo ejerce un control sobre gran parte de la producción mundial, pues en su subsuelo yacen grandes cantidades de petróleo y, por ende, pueden producir cifras considerables de hidrocarburos. Para el 2008, la OPEP contenía el 76% del total de reservas probadas del mundo, suficientes para

los próximos 79 años, y el 43.4% de la producción global. Del 2001 al 2008, las reservas probadas se incrementaron en un 21% y la producción en un 14%; lo que permitió que la vida de las reservas se incrementara en cinco años, es decir, de los 75 a los 80 años de vida (BP, 2010). La cantidad de reservas de los demás países de la OPEP han sido capaces de contrarrestar el estancamiento de Arabia Saudita, el mayor tenedor de reservas petroleras del mundo. De esta forma, se observa la centralidad de la OPEP en el universo petrolero, en especial, los países de MO²⁶⁶, pues los intentos de encontrar reservas abundantes y a bajo costo en otras partes del mundo no han sido del todo exitosos. La mayor parte de la producción OPEP es exportada hacia la zona de Asia Pacífico (47%), seguida de EUA (22%) y Europa Occidental (19.5%). Estas tres zonas representan casi el 90% de las exportaciones totales de la organización (OPEC, 2008)²⁶⁷. Estas cifras le conceden a la OPEP la clave de su poder y el porqué todas las grandes potencias seguirán disputándose el acceso a sus vastos recursos.

Dentro del organismo, el país que mayor peso específico presenta es Arabia Saudita. Sin embargo, la situación de esta nación contrasta con la de la organización y no es la mejor para el largo plazo. Éste país para el 2008, contenía el 20% de las reservas mundiales (26% de la OPEP); mientras que su producción es del orden del 12% del total mundial (41.4% de la OPEP). Estos indicadores sitúan al país como el primer productor mundial y, muy en especial, primer lugar en reservas probadas de petróleo a escala global. Dado esta importancia en el universo petrolero, preocupa su situación en materia de reservas probadas, puesto que en 2000 las reservas eran suficientes para 76 años, ahora, hacia 2008, los depósitos alcanzan para 66 años, lo que obedece a que las reservas se han mantenido estancadas, aumentando 0.5% de 2000 a 2008, mientras que la producción lo hizo en un 14% entre 2000-2008 (BP, 2010). Este incremento en la producción se ve motivado por los altos precios del petróleo que provocaron una gran avalancha de ingresos. El reino ha hecho inversiones en estos años, pero éstas no han sido las suficientes para mantener las reservas en un nivel suficiente para sostener una alta producción a largo plazo, lo que es preocupante no sólo para los sauditas, sino para un mundo aún muy dependiente del petróleo.

²⁶⁶ Las reservas probadas de petróleo de los países miembros de la OPEP localizados en MO representan el 56% de las reservas del orbe (BP, 2010).

²⁶⁷ Con base en el Annual Statistical Bulletin 2008 de la OPEP. Asia Pacífico fue la zona con mayor crecimiento, pues en el 2000 representaba el 40% de las exportaciones de la OPEP, para el 2008, la zona alcanzó el 47%, con Japón como el máximo consumidor (15%). Europa Occidental disminuyó su consumo relativo, pues pasó del 24% en 2000 al 19.5% en 2008. Por su parte EUA, se mantuvo estable al tener en 2000 el 23% y en 2008 el 22%.

5.7.5 La capacidad ociosa en peligroso declive

Una situación que se une a lo presentado en el párrafo anterior es el tema de la capacidad de producción ociosa, la cual resulta de la diferencia entre la Producción Máxima Sostenible (PMS) y la producción real. La OPEP es la que mayor capacidad ociosa presenta en el escenario petrolero. Este indicador permite a la OPEP aumentar o retraer su producción de acuerdo a sus necesidades. Lo que le concede una manera de disuasión en la industria petrolera. En estos momentos de petróleo caro, creciente demanda e incertidumbre sobre la escasez de petróleo, tener una capacidad ociosa a la baja es indicador de posibles interrupciones en la oferta en un futuro no muy lejano.

Gráfica 5.10
Capacidad ociosa (%) y precio del crudo de OPEP, 1971-2008

Figure 1: What a 'supply crunch' means and why it matters



Sources: Excess capacity – author's estimates; oil price – OPEC Secretariat.

Fuente: Stevens, 2009, p.9

Después de un repunte en los noventa por el papel de A. Saudita, la capacidad ociosa se desplomó hacia mediados de la década, aunque aumentó ligeramente en los últimos años, pero muy lejos de lo sucedido en los ochentas. Llama la atención que hasta antes del presente siglo, ésta seguía la misma tendencia que los precios del petróleo²⁶⁸. Lobo & Marcel (2008, p.3) calculaban que la capacidad ociosa iba llegar a los 5.5 mbd en 2009, una de las más altas de la década, lo que respondía a una contracción en la demanda mundial y a una reducción en la oferta OPEP, motivados por la crisis mundial, pero no por un aumento de la capacidad. Este declive responde a varios factores. Algunas importantes CPN de la OPEP enfrentaron problemas para acceder a fondos para el desarrollo de sus funciones,

²⁶⁸ El exceso de capacidad es impulsado por los altos precios del petróleo. A mayores precios, a menudo la demanda se deprime, pero con los recursos provenientes de los altos precios se aumenta la producción. Sin embargo, esto no opero durante la presente década (Stevens, 2009).

otros no invirtieron por políticas de conservación. Al tener unos precios altos, los países de MO, en menor medida Arabia Saudita, decidieron que el petróleo es más valioso en el subsuelo; y el renacer del nacionalismo marginó o limitó el papel de las CPI en países de la OPEP, lo que frenó su desarrollo.

Pero esta merma en la capacidad de producción de la OPEP se potencia por lo que sucede en el CPT y en los países productores importantes no OPEP. El CPT dejó de invertir y se concentró en las ganancias cortoplacistas; las inversiones que éste decide hacer son obstaculizadas por la carencia de nuevos territorios con bajos costos de producción, de mano de obra y de la competencia con la CSP. Asimismo, muchos de los países no OPEP enfrentan dificultades para seguir exportando, ya sea por el aumento de su consumo interno o porque su producción va en declive (México, EUA y Noruega) (Stevens, 2008, p.25; Stevens, 2009, p. 8). Lo que pone en evidencia que en los próximos años se enfrentarán serios problemas para cubrir la creciente demanda que se espera, una vez superada el escenario de crisis económica, lo que sugiere una posible dilema en el suministro de petróleo (*oil supply crunch*), situación que incrementará los precios. Tal evento se dará no porque la falta de petróleo en el planeta, sino porque las inversiones necesarias para aumentar la capacidad de producción no se llevaron a cabo en la velocidad y montos necesarios en los años anteriores.

5.7.6 Fortalecimiento de las CPN

Haciendo una búsqueda del control de las reservas petroleras por petroleras tanto estatales como privadas se encontró lo siguiente. En los años sesenta la mayoría de las reservas petroleras estaban en manos de las CPI (85%), el 14% en poder la ex URSS y sólo el 1% eran propiedad de las CPN. Casi 50 años después la situación es diametralmente opuesta. Ahora, con la subida en los precios y el sentimiento nacionalista sobre el petróleo, las CPI poseen el 7% de las reservas totales; 12% de las reservas presentan un acceso limitado a las CPI, generalmente en unión con alguna CPN propietaria de las reservas, 8% en manos de las petroleras rusas; mientras que el 73% de las reservas son propiedad de CPN que no permiten ningún acceso a las CPI (Aysev, 2008, p.24). Las CPN son empresas que son controladas total o parcialmente por el Estado (51% o más de sus acciones). De las 5 petroleras más importantes del orbe, cuatro son CPN controladas en un 100% por el Estado, si la muestra se amplía a las 50, se ve que 28 son manejadas mayoritariamente por el Estado (Scotland, 2009, 2).

Hasta hace unos años, los países productores se encontraban en gran desventaja con las petroleras privadas, pues sus CPN carecían de dinero, tecnología y equipo para desarrollar sus proyectos más básicos, lo que las hacía muy dependientes de las privadas. Las CPI aparte de apropiarse de una parte significativa de la renta petrolera, también buscaban obtener mayores accesos a las reservas de estos países sin tantas trabas. Hoy en día, la situación es diferente, pues algunas petroleras estatales han desarrollado su propia tecnología para extraer petróleo. La mayoría puede acceder a ella a través de las CSP, las cuales rentan o venden la tecnología y equipos necesarios para el desarrollo del yacimiento, lo que ha limitado el papel de las CPI, ya que se vuelven necesarias sólo en la administración de proyectos o en actividades de frontera como la exploración en aguas muy profundas. Además, en palabras de Aysev (2008), muchas CPN limitan las oportunidades de inversión para las CPI en sus países al aumentar la competencia con ellas; aumentan el costos de los servicios petroleros; incrementan los costos de inversión en terceros países; cooperan entre ellas²⁶⁹; tienen presencia internacional y acceden a recursos de varias maneras, incluido su participación en los mercados financieros²⁷⁰; y han reforzado su integración vertical. Aunque como se mostrara más adelante las CPN más importantes del orbe van juntas con el CPT en algunos proyectos importantes como en el caso de Irak.

Ernst & Young (2008) clasifica a las CPN en función de sus reservas petroleras: a) las que tienen recursos, empresas enfocadas en el desarrollo de sus grandes recursos petroleros. Se encuentran la gran mayoría de las empresas nacionales de la OPEP (SaudiAramco de A. Saudita, KPC de Kuwait, PDVSA de Venezuela, NIOC de Irán, y Qatar Petroleum de Qatar) que no necesitan buscar fuera de su territorio, aunque algunas tienen participación en el *downstream* en el exterior, y otras como Gazprom y Rosneft de Rusia y Petronas de Malasia; b) las que buscan recursos, compañías que tienen recursos nacionales limitados, tratan de asegurar la oferta de petróleo a sus países, por lo que necesitan salir a explorar nuevos territorios en el exterior. En este grupo encontramos a empresas como Petrobras de Brasil, CNPC/Petrochina de China, ONGC de India y StatoilHydro de Noruega. Empresas pertenecientes a importantes países importadores netos de petróleo. Su caso es intere-

²⁶⁹ Por ejemplo, Venezuela e Irán firmaron un contrato de tipo joint venture para desarrollar los crudos pesados por 4 mdd. Además, busca alianzas con las demás naciones del Caribe para construir una refinadora en Cuba, cuyo producto se adquirirá por los países miembros (Ernest & Young, 2008, p. 5)

²⁷⁰ Las CPN tienen varias formas de allegarse recursos. Mediante financiamiento del gobierno: PEMEX, NIOC, NNPC, SOC y MOC (Irak); reteniendo ganancias: Saudi Aramco, PDVSA, KPC, SONANGOL SONATRACH, STATOIL; asociaciones con extranjeros (PSAS, JVs o acuerdos de servicios) NNPC, NIOC, ADNOC, Sonatrach, SOC, PDVSA, SOC y MOC; préstamos y emisión de bonos: Sonatrach, NIOC, PDVSA, CNOOC, PetroChina, PEMEX; mercados de acciones: Petronas, Petrobras, Petrochina, Statoil (Lobo & Marcel, 2008, pp.16-18).

sante, pues buena parte de su renta petrolera obtenida se deriva de sus operaciones externas; y c) los desarrolladores domésticos: se sitúan detrás de los dos grupos. Son empresas de países que por diversos motivos internos buscan desarrollar sus recursos y su capacidad de producción nacionales. Necesitan ayuda de otras empresas petroleras para desarrollar sus recursos. Aquí están Pemex de México, NNPC de Nigeria, Sonangol de Angola y Pertamina de Indonesia.

Sin embargo, una forma importante y complementaria de ver el desempeño y futuro de las CPN es su capacidad de acceder y adaptarse a la tecnología, factor central de la industria. Tomando este criterio, se encuentran en mejor posición las CPN que tienen grandes recursos y gran producción, pero además, utilizan los adelantos tecnológicos. Las empresas estatales más importantes en esta posición son: SaudiAramco, Gazprom, NIOC, Petrobras, Petronas, CNPC y PDVSA²⁷¹. A estas empresas se les denominan las nuevas “siete hermanas” en alusión al término acuñado por Enrico Mattei que denominaba a las CPI que

²⁷¹ SaudiAramco: es la CPN más grande y sofisticada del mundo. Después de 2002 lanzó un ambicioso programa de inversiones para aumentar la capacidad de producción hasta en 15 millones de barriles diarios. Piensa invertir en los próximos 20 años alrededor de 50 mmdd, de concretarse mantendrá su posición como proveedor de último recurso. Su mayor problema es que sus campos petroleros están envejeciendo. Tiene participación en varias partes del mundo, que datan desde los años noventa, en la parte de refinación, además de fortalecer su proceso de integración vertical (Hoyos, 2007; Ernest & Young, 2008, p 4).

PDVSA: en 2007, Venezuela aprobó una ley que permite a Pdvsa tomar el control de los proyectos para extracción de crudos pesados en la franja del Orinoco, donde se invertirán 30 mil millones de dólares, los acuerdos serán de tipo: contratos de servicios. Aunque la producción de Pdvsa está disminuyendo, sigue siendo importante para el futuro de diversos grupos energéticos internacionales (Hoyos, 2007)

NIOC: controla el subsuelo iraní donde descansan grandes yacimientos de hidrocarburos que permiten inversiones privadas. La National Iranian Oil Company está asociada con compañías italianas, francesas, holandesas y noruegas y colabora con grupos chinos y rusos. NIOC sigue siendo importador de gas a pesar de controlar South Pars, el campo gasífero más grande del mundo. Además, no puede incrementar su producción de crudo o reparar sus refinerías debido a la carga financiera que implica subsidiar la gasolina para venderla a sólo 10 centavos de dólar por litro (Hoyos, 2007).

Petronas: tiene operaciones en al menos 33 países, 22 en operaciones upstream, en el resto de países tienen operaciones en downstream, incluyendo la distribución de gas natural y gas licuado en Europa y Asia. Para 2007, el 25% de las reservas totales y el 34% de la producción de la empresa provinieron del exterior. El 100% de las acciones de la empresa están en manos del Estado, pero cuatro de sus subsidiarias cotizan en la Bolsa Malaya (Ernest & Young, 2008, p.4).

CNPC: China National Petroleum Corporation y su subsidiaria Petrochina. Cuenta con el absoluto respaldo del gobierno chino. CNPC está imponiendo las reglas sobre el acceso a reservas en nuevos mercados y está transformando la competencia por recursos, servicios, capitales y mercados. Su poder radica precisamente en la rapidez con que ha acumulado reservas internacionales y tiene activos propios en 27 países. Proporciona sus conocimientos y habilidades en los servicios de campos petroleros, ingeniería y construcción en medio centenar de países. En 2005 adquirió PetroKazakhstan por 4.18 mmdd. En 2007, la empresa emitió acciones tipo A en la Bolsa de Valores de Shanghai, aumentando sus fondos en 8.9 mmdd, además convirtió a Petrochina en la petrolera de mayor valor de mercado en ese año (Ernest & Young, 2008, p.4)

Petrobras: la empresa tiene operaciones en 20 países con inversiones proyectadas entre 2008-2012 del orden de los 15 mmdd, de los cuales el 70% se va al upstream. Su mayor fortaleza es su tecnología desarrollada en aguas ultraprofundas y el desarrollo de biocombustibles (Ernest & Young, 2008, p.5).

Gazprom: esta empresa se centra en el gas. Es la compañía gasera más grande del orbe, tanto en el upstream como en downstream. Se centra en diversificar (petróleo y electricidad) y asegurar mercados para su gas. Tiene operaciones en Libia, Vietnam, Venezuela e India (Hoyos, 2007).

dominaron la escena petrolera hasta antes de los años setenta y que actualmente forman parte del CPT. Estas nuevas hermanas controlan un tercio de la producción mundial y son verticalmente integradas, por lo que no sólo venden petróleo y gas, sino derivados petroleros. Han incursionado en los mercados financieros. A finales de 2006, BP y Shell dejaron de estar entre los primeros lugares en los mercados bursátiles; en cambio, Gazprom de Rusia, y Petrochina (subsidiaria de CPNC) de China (88 por ciento propiedad de CNPC), se colocaron respectivamente en segundo y tercer lugar entre las firmas del sector energético que cotizan en bolsa (Hoyos, 2007).

Pero aún en las “nuevas hermanas” hay significativas diferencias. De las siete, Petrobras, Petronas y CNPC pertenecen a países importadores de petróleo. Por lo mismo, tienen que buscar los recursos fuera de su país, situación que los ha obligado al desarrollo de su propia tecnología. Su avance tecnológico las coloca a la vanguardia de las CPN, pues gracias a su tecnología pueden acceder a nuevos recursos; participar con las petroleras estatales de países reacios a permitir el acceso al CPT, y acceder a fuertes financiamientos²⁷², e incluso pueden competir de buena forma con el CPT o unírseles en proyectos importantes fuera de sus países. Un ejemplo de esto es la situación del reparto de Irak: CNPC-Total-Petronas van a explotar el yacimiento de Halfaya; BP-CNPC se adjudicaron Rumalia, Petronas-Shell se apropiaron de Majnoon (Escobar, 2009). Esta situación es una forma mediante la cual el CPT puede seguir accediendo a nuevos recursos petroleros.

En cambio, las hermanas de la OPEP que se encuentran en la lista (Arabia Saudita, Irán y Venezuela) aunque han tenido avances en la investigación y desarrollo, no destacan a los mismos niveles que las otras en el desarrollo de su tecnología (los adaptan a sus necesidades), sino resaltan por sus vastos recursos, ya que tienen acceso al 43% de las reservas del mundo y producen el 20% del total internacional (BP, 2010). Cabe mencionar que estas empresas junto con la de Kuwait y, en menor medida, las de Libia y los EAU venían invirtiendo en el exterior desde los noventa. En los últimos años, salvo Arabia Saudita, Kuwait e Irán, todas las demás CPN de la OPEP participan en *joint ventures* con el capital privado en materia petrolera. Sin embargo, y a pesar de estos logros de ciertas petroleras de la OPEP, su situación es de incertidumbre a largo plazo, pues sus ingresos colaboran en gran medida al erario público, por lo cual sus presupuestos dependen de las decisiones políticas;

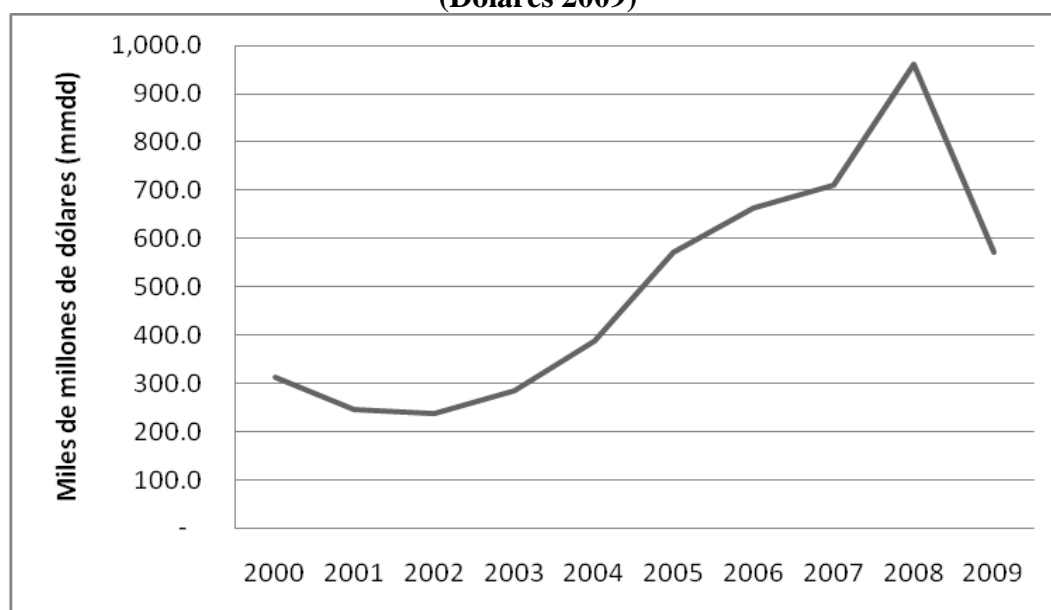
²⁷² Petrobras, en septiembre de 2010, reunió 70 mdd en la mayor oferta de acciones de la historia mundial. El dinero ayudará a financiar el mayor plan de exploración petrolera mundial, que con 224 mdd para 2010-2014 apunta a convertir a Brasil en un gran exportador petrolero. El plan de inversiones fue elaborado por el Gobierno para dar a Petrobras los derechos exclusivos para desarrollar 5 mmb de petróleo en las aguas profundas de la costa sur de Brasil, que se cree contienen más de 50 mmb. (Petrobras reúne US\$70.000M en la mayor oferta de acciones de la historia, 2010).

y en muchos casos carecen de transparencia y rendición de cuentas, a pesar de los esfuerzos en esta materia.

5.7.7 Continuidad del rentismo petrolero

La mayoría de los países de la OPEP son países rentistas. Países que viven de las rentas generadas externamente en lugar de los excedentes producidos por la población del país. En el caso de los países petroleros, el rentismo se refleja en unas finanzas públicas petrolizadas²⁷³(Karl, 2007, p.2). Esta situación se reforzó con el vendaval de ingresos que recibieron entre 2003-2008, pues pasaron de los 237 mmdd en 2002 a los 962 mmdd en 2008 (aumento del 306%), situación muy diferente a la producida por los menores precios de los años noventa (ver gráfica 5.11).

Gráfica 5.11
Ingresos por exportaciones netas de petróleo de la OPEP, 2000-2009
(Dólares 2009)



Fuente: Datos elaborados con base en http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/OPEC_Revenues/Factsheet.html

Ante el cambio de tendencia en los precios del petróleo y la insatisfacción de los contratos firmados con el capital extranjero muchos productores, algunos de ellos contenidos en la OPEP, demandaron la apropiación de una mayor renta petrolera tanto de monopolio como diferencial. Situación beneficiada por el aumento de su poder relacional. Su

²⁷³ La mayoría de los países de la OPEP dependen en gran manera de los ingresos petroleros para sus presupuestos fiscales, porcentajes que van desde un 65% a un 83%, sólo Indonesia representaba el 30%, para el período de 2000-05. Para el período de estudio los países OPEP dependían fiscalmente en: Argelia 70.5%, Angola 80%, Ecuador 26%, Nigeria 79%, EAU 66%, Libia 80%, Qatar 68%, Indonesia 30%, A Saudita 83%, Irak 79%, Irán 66%, Kuwait 75% y Venezuela 49% (IMF, 2007, pp.54-55)

poder se reflejó en la revisión de los contratos hechos en los años anteriores, donde pidieron y lograron mejorar sus condiciones, aunque en muchos caso no cambiaron la naturaleza *no propietal* de los mismos, con el fin de pedir mayores ingresos para ellos y hacer los nuevos contratos de acuerdo a las nuevas condiciones de la industria. En este sentido, se puede ver que en el caso de la OPEP, Venezuela es el país que más destaca. La llegada de Chávez a la presidencia con un proyecto económico sustentado en el control de los hidrocarburos y el alza en los precios, hicieron que el poder relacional de Venezuela aumentara. Ante esto, los CPC fueron modificados por acuerdos de servicios, es decir, se hizo válido el pago de una renta por extraer y producir petróleo en su territorio. En la ley de hidrocarburos de 2001, se establece una *royalty* mínima del 30% sobre los hidrocarburos líquidos, la cual puede ser movida a discreción por el gobierno. Además, el Estado se reserva el mayor porcentaje de participación en un contrato en el *upstream*. Las empresas que no acataron la disposición fueron expulsadas o se retiraron (ExxonMobil, ConocoPhillips y BP han salido de Venezuela). Se pasa de un acuerdo de tipo *no propietal* a uno *propietal* (Johnston, 2008; Mommer, 2003).

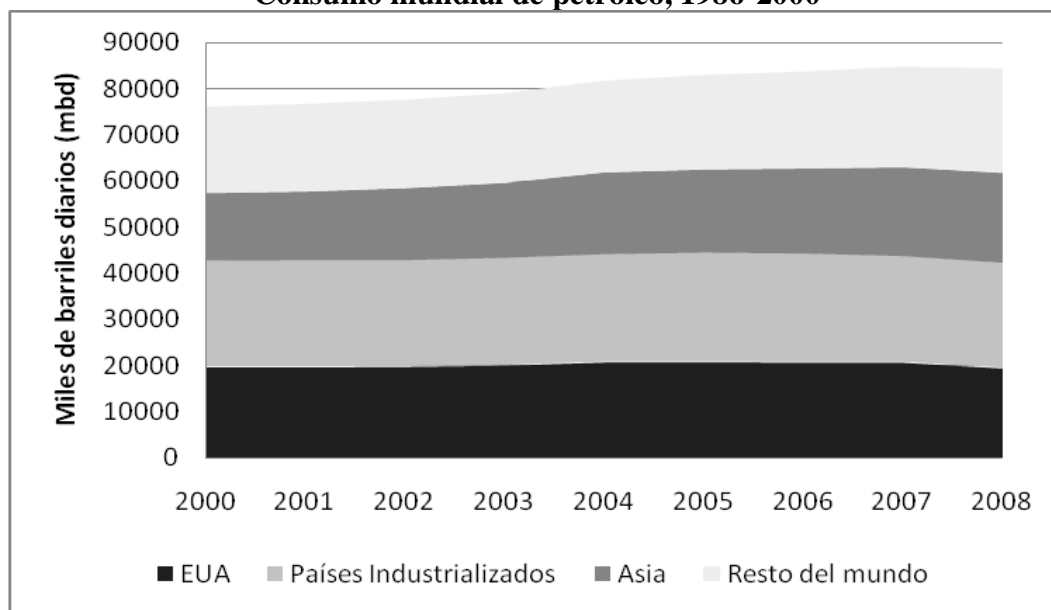
Esta avalancha de ingresos por los precios del petróleo y por los cambios en los contratos con las petroleras privadas no se tradujo en un significativo fortalecimiento de las industrias petroleras de la OPEP, lo que se refleja en el crecimiento de reservas y, en especial, en la capacidad de producción ociosa que va a la baja; ya sea por políticas de conservación, por decisiones fiscales que repercutieron en las CPN, o porque los fondos dedicados a ello fueron insuficientes dados los rezagos heredados de los años noventa (Stevens, 2008). Esto es un problema, pues mientras no fortalezcan sus CPN, no disminuyan su dependencia petrolera en sus economías y no ocupen al petróleo como una palanca para el desarrollo, estos países seguirán condenados a continuar en el subdesarrollo.

5.8 Comportamiento de los principales países consumidores

Toca el turno conocer y analizar la senda que siguieron los principales países consumidores a nivel mundial para el período de 2000-2008: EUA, los Países Industrializados (UE, Canadá, Japón y Australia) y Asia. En el siguiente apartado se presenta un análisis más detallado de los EUA. En el período de estudio los Países Industrializados y los EUA han continuado con políticas tendientes a disminuir o al menos a no aumentar el consumo de

petróleo²⁷⁴. En el 2000, ambos representaban el 56%, pero para el 2008 había caído a un 50%. En cambio, los países menos desarrollados han venido incrementando su apetito por el petróleo, en especial, destaca el caso de Asia, zona que pasó de un 19% en el 2000 a un 23% en el 2008 (BP, 2009). Esto manifiesta que el consumo se está moviendo de los países con economías maduras del alto consumo a países con economías emergentes que están concentrados en expandir su crecimiento económico, para lo cual tienen que consumir mucho petróleo.

Gráfica 5.12
Consumo mundial de petróleo, 1986-2000



Fuente: elaboración propia con base en BP (2009)

5.8.1 Los Países Industrializados siguen enfocados en la reducción de su consumo

Los Países Industrializados (PI), en especial la UE y Japón, se han enfocado en reducir el consumo de petróleo desde el shock petrolero de 1973. Porque son países que carecen de petróleo o sus recursos son insuficientes para abatir su consumo, por lo que se ven obligados a comprar petróleo al exterior. En 2008, su consumo representó el 18% del total mundial, por lo cual tuvo que importar el 85% (BP, 2009). En las últimas décadas los PI han establecido los siguientes pasos para reducir la demanda: desarrollo de energías alternativas (nuclear, eólica, solar), mejora de la eficiencia energética, aumento de impuestos para desalentar el consumo e incremento de los inventarios petroleros. Se busca reducir el con-

²⁷⁴ En términos absolutos los Países Industrializados consumían 23 mbd en 2000 pero para el 2008 la cifra alcanzó los 22.8 mbd. A su vez, los países menos desarrollados incrementaron su consumo de 33.4 mbd a 42.2 en 2008. Casi la mitad de este aumento es producido por el impulso asiático. En 2000 consumían 14.7 mbd y 19.5 mbd en 2008 (BP, 2009).

sumo de petróleo por las dificultades para mantener la seguridad energética y por frenar el cambio climático.

Los PI, en especial la UE, mantienen la política de aumentar los impuestos a los productos petroleros importados (aumentan su apropiación de la renta de monopolio) por: a) desalentar el consumo de los hidrocarburos a fin de disminuir la dependencia petrolera; b) mejorar el medio ambiente, mediante la reducción del consumo y c) los gobiernos conscientes de los fuertes desembolsos por la compra de petróleo al exterior, buscan apropiarse de buena parte de la renta petrolera transferida a los productores. En este sentido, los PI tienen los impuestos al consumo de petróleo más altos del mundo, destacando los países de la UE (50% en 2005)²⁷⁵.

A pesar de las medidas a favor de la reducción del consumo de petróleo, éste continúa siendo significativo, por lo cual la UE tiene que importar grandes cantidades para cubrir su déficit petrolero. La mayoría de las compras las lleva a cabo en dos zonas del mundo: MO (OPEP) y Rusia, entre los dos suman el 70% de las compras al exterior²⁷⁶, zonas inestables políticamente hablando.

Por tal concentración en sus proveedores energéticos y las complicaciones geopolíticas y económicas que de esto se deriva, la UE está buscando diversificar sus fuentes de hidrocarburos. La opción que han visto como la más viable es Asia Central²⁷⁷, en particular, Kazajistán²⁷⁸ (Soto, 2007, p. 1); país que representa el 5% de las importaciones totales de la UE. Europa desde los noventa entra en estos países mediante los lineamientos del Energy Charter Treaty, tratado desarrollado para impulsar las economías de los países del ex bloque socialista, mediante la cooperación industrial en materia energética. La mayoría

²⁷⁵ De acuerdo con los Annual Statistical Bulletin de la OPEP, los impuestos cobrados por las siete economías más fuertes del orbe (G7) (EUA, Canadá, Inglaterra, Alemania, Japón, Italia y Francia) representaron en el 2000 el 59.4% de un barril de petróleo, pero para el 2008 fueron 48%. Aunque en términos relativos se marca una tendencia decreciente, en términos absolutos se dio un aumento sostenido. El descenso en el porcentaje es resultado de que las otras partes que componen el barril aumentaron: precio del crudo y margen de la industria. Al interior de los PI que conforman el G7 hay diferencias, mientras que los EUA cobra en impuestos alrededor de un 25%, el más bajo de los países analizados, Alemania cobró alrededor del 55%. En promedio la UE cobro en impuestos un 50%.

²⁷⁶ La UE, en 2006, compró el 38% del petróleo importado a la OPEP y el 33% a Rusia. En menor medida compró a Noruega (16%) y Kazajistán (5%) (European Commission, s.f)

²⁷⁷ Se estima que hay acumuladas unas reservas de gas natural que alcanzan los 9,5 billones de metros cúbicos, cerca de un 50% más que Arabia Saudí, con una producción estimada superior a los 250000 millones de metros cúbicos (mmc) al final de esta década, equivalente a la producción actual de Oriente Próximo. En cuanto al petróleo, las reservas no son las espectaculares que ofrece el gas, aunque sí son importantes, alcanzando los 40 mmb, una tercera parte de lo atesorado por Irak (Soto A, 2007, p. 2).

²⁷⁸ Este país es el más importante de Asia Central en materia petrolera. Tiene el 3.2% de las reservas globales y el 1.8% de la producción mundial. La producción pasó de 0.7 mbd en 2000 a 1.5 mbd en 2008 (BP, 2009)

de los acuerdos suscritos bajo este esquema son de tipo *no propietal* (CPC) (Mommer, 2003). Este tipo de acuerdo refleja el poder estructural de la UE sobre estos países. Este nuevo enfoque hacia Asia Central no está exento de dificultades, pues en esa parte de Asia están activas todas las potencias del orbe: EUA, UE, Rusia y China, las cuales están desplegando una amplia actividad política y militar en la zona para acceder a los yacimientos petroleros y construir una red de ductos que permita sacar los hidrocarburos de esta región²⁷⁹ (Klare, 2006).

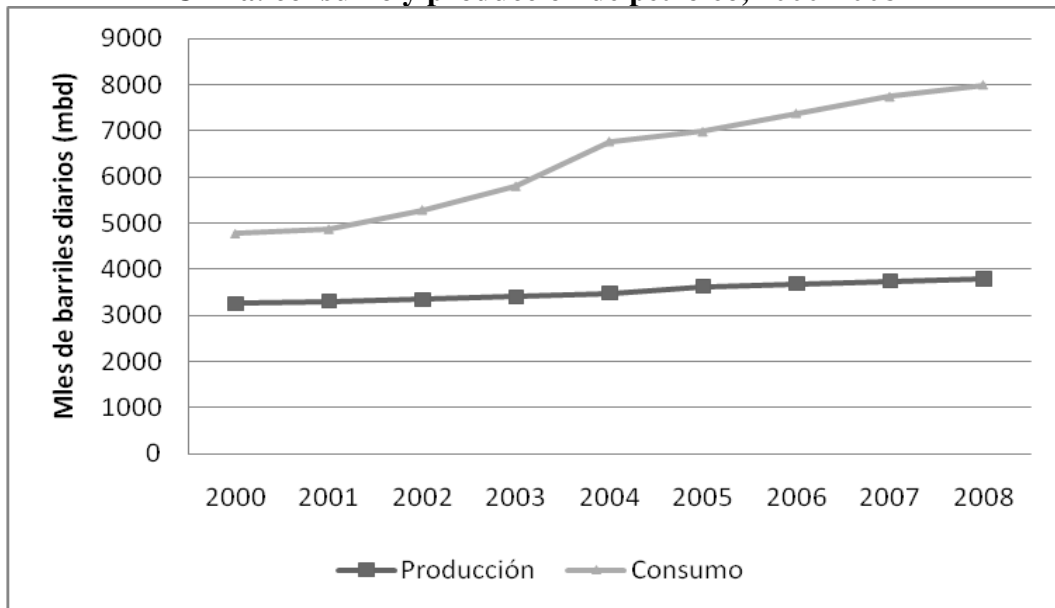
5.8.2 Consolidación de China como un gran consumidor de petróleo

Asia es la región del mundo de más rápido crecimiento en el consumo. Dentro de ella el país que más destaca es China. El coloso asiático se encuentra en una senda de crecimiento económico desde hace tres décadas. En el 2000 su PIB alcanzó casi el 9% y para 2007 un 11.4%, aunque en 2008, con la crisis, terminó en 8.5%. En 2007, su economía representó el 17% del total mundial. Todo esto refleja su importancia como motor del crecimiento económico mundial (Quiroga, 2009, p. 466). Para sostener estos números necesita grandes cantidades de energía, donde el petróleo juega un papel importante y creciente, ya que es el segundo energético más consumido²⁸⁰. Sin embargo, como la gráfica y los datos siguientes ilustran, China es un país fuertemente dependiente del petróleo externo. A partir de 1993, China es un importador neto de petróleo.

²⁷⁹ A parte del acceso a los yacimientos de petróleo y gas, los rusos y estadounidenses se disputan los tendidos de ductos de la zona. Los rusos quieren que el petróleo y gas que se saque pase por sus ductos, mientras que los norteamericanos pretenden que los ductos pasen fuera del territorio ruso, en especial por Georgia. Hay 40 proyectos en marcha en Kazajstán y Azerbaiyán, en los cuales hay once empresas de EUA, dos rusas y veinticuatro de otros países occidentales. Por otra parte, a las disputas entre las grandes potencias hay que sumarle los conflictos regionales (Klare, 2006; Tablada y Hernández, 2004; García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2006)

²⁸⁰ En 2006, el 70% del consumo energético chino provino del carbón, seguido del petróleo con 20% (EIA, 2009b, p.1).

Gráfica 5.13
China: consumo y producción de petróleo, 2000-2008



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP (2009)

En 2008, el país poseía el 1.2% de las reservas probadas del mundo, la producción representó el 4.8% de global, y su consumo fue del 9.5% del total mundial, lo que significó que las importaciones representaran el 52.5% del consumo del país (BP, 2009). Este vertiginoso crecimiento presionó la demanda por petróleo, factor que contribuyó el avance de los precios en esta década. Por tanto, China necesita buscar en el exterior el petróleo necesario para mantener y expandir su poder económico y militar, pues es consciente de su papel como una de las grandes potencias del orbe, junto con EUA, Rusia y la UE. Para tal fin ha implementado una serie de pasos para seguir recibiendo petróleo del exterior y, por ende, mantener su seguridad energética.

Una preocupación de las autoridades chinas es que se produzcan interrupciones al flujo de petróleo que llega al país, particularmente en los estrechos de Ormuz y Malaca, lo que pondría en aprietos su seguridad energética, pues el 42% del petróleo importado por China viene de MO (Vivoda, 2009, p.4619). Ante la dependencia del petróleo de MO la nación ha buscado diversificar sus suministros. Ha iniciado una búsqueda de petróleo por Asia Central, África, Rusia y América del Sur. En 2008, sin contar MO, China importó petróleo de varios lugares: 18% de África occidental, 10% de Rusia y las exrepúblicas socialistas, 7% de Sudamérica y el resto de otras partes (BP, 2009). Desde los años noventa a la fecha se ha impulsado la diversificación a través del avance de sus petroleras estatales:

CNPC y Sinopec, a demás de la CNOOC, empresa especializada en producción costa afuera. Estas empresas ofrecen ventajas sobre las del CPT. Las empresas chinas entran en lugares donde el CPT tiene prohibida asistir, pues hay sanciones económicas por parte de los países occidentales; pueden acceder a grandes financiamientos por parte de los bancos estatales chinos, que respaldan proyectos que tienen un riesgo superior al promedio; el gobierno asiático puede proporcionar armas y ayuda económica a estos países a cambio de la compra de activos petroleros (US-China Economic and Security Review Commission, 2006, p.3).

Las petroleras han establecido inversiones por todo el mundo para llevar petróleo a China²⁸¹. Con reservas en divisas por 2 billones de dólares, y los problemas para acceder a nuevos créditos por las petroleras de otros países o empresas, se ha presentado una coyuntura favorable para que China logre incrementar sus posesiones petroleras e influencia política en el mundo. En 2009, China concedió una serie de préstamos por petróleo a muchos países por 50 mmd²⁸². Además, está pensando en invertir más recursos en MO (Irán e Irak) y América Latina. Su búsqueda de petróleo por el mundo está empezando a dar sus frutos. La producción de los activos en el exterior representa el 29% de la producción total de China. En 2005, la producción externa representaba menos del 10% del consumo del país, pero para 2008 alcanzó el 19% (EIA, 2009b, p.5).

Paulatinamente China está cobrando un papel central en la geopolítica de la energía, pues la necesidad de comprar petróleo y activos petroleros en varios países productores del tercer mundo conlleva una mayor influencia económica, política y militar en ellos. Dados sus requerimientos petroleros, China recibe su mayor flujo de MO, África occidental y Asia Central. Por tal motivo, sus inversiones petroleras más importantes se centran en estas

²⁸¹ La CNPC está imponiendo las reglas sobre el acceso a nuevos mercados y está transformando la competencia por recursos, servicios, capitales y mercados. Su poder radica precisamente en la rapidez con que ha acumulado reservas internacionales y tiene activos propios en 27 países. Proporciona sus conocimientos y habilidades en los servicios de campos petroleros, ingeniería y construcción en medio centenar de países. En 2005 adquirió PetroKazakhstan por 4.18 mmd (Ernest & Young, 2008, p.4).

²⁸² EIA (2009b, p.6):

China finalized loan for oil deals recently with Russia, Brazil, Venezuela, Kazakhstan, Ecuador and reportedly agreed to a loan of \$3 billion to Turkmenistan to assist in developing the South Iolotan gas field project to feed the Central Asia Gas Pipeline. China agreed to loan Russian companies, Rosneft and Transneft \$25 billion to finance the East Siberia Pacific Ocean oil pipeline in exchange for 300,000 bbl/d of oil shipments. The Chinese Development Bank (CDB) also agreed to loan Petrobras of Brazil \$10 billion so that Sinopec can access 200,000 bbl/d of oil for export to China. The loan to Venezuela stands at \$4 billion to finance various projects increasing oil exports to China almost three-fold to 1 million bbl/d by 2015. CNPC and the China Export-Import Bank intend to lend Kazakhstan \$5 billion each in two loans allowing CNPC a much larger role in the upstream oil development in the Central Asian country, following the company's acquisition of PetroKazakhstan in 2005.

zonas. Medio Oriente tiene las reservas más grandes del mundo y continuará con esta preponderancia en los años por venir, por lo que tanto la UE, China y EUA están presentes y moviendo sus piezas para acceder a sus yacimientos (China se enfoca en Irán e Irak). Una zona sensible a EUA, UE, Rusia y China es Asia central. Esta zona, como se ha comentado, guarda importantes recursos en hidrocarburos, y las potencias se disputan las mejores opciones en cuestión de rutas para sacar estos recursos a sus países. Aquí, China se ha enfocado en Kazajistán, país vecino y con recursos. Sin embargo, tiene un serio desafío por la creciente participación europea en él. En África se centra en Sudán, país seriamente cuestionado por sus malos antecedentes en derechos humanos, lo que hizo que Washington prohibiera la inversión privada estadounidense en este país; pero que tiene costos de producción parecidos a los de MO. Las potencias han sostenido encuentros y desencuentros políticos por el aseguramiento de estas zonas, pues no están dispuestas a entrar abiertamente en conflicto, además, deben de tomar en cuenta los complejos problemas internos de las regiones de interés (Klare, 2006, pp.242-265). En particular, China tiene como su principal competidor a los EUA. Las necesidades petroleras de ambos colosos son tales que es inevitable que los intereses de ambas naciones choquen en varias partes del mundo. La emergencia de China en el escenario energético es un serio obstáculo a los grandes consumidores como EUA y la UE, más, cuando en este capítulo vemos que hay serios problemas en el lado de la producción para satisfacer un consumo cada vez más creciente. Por último, el acercamiento que China ha tenido con Venezuela, Irán y Rusia, no es bien visto por Washington, pues son países que enfrentan dificultades con los EUA.

5.9 Los EUA y el control de la industria petrolera internacional

Después de la caída de la URSS el panorama para los EUA era excepcional, pues quedaba como única superpotencia económica y militar del orbe. En estos años EUA ejerció su poder estructural y relacional para hacer su voluntad en la economía mundial, el vehículo fue la implantación del neoliberalismo por todo el mundo. En materia petrolera, los países del tercer mundo con recursos a dar marcha atrás a sus avances en las nacionalizaciones de los setenta mediante la apertura del su sector petrolero a las CPI, y en específico, al CPT. Las condiciones resultaron ventajosas para sus petroleras. Pudieron acceder a yacimientos antes prohibidos y quedarse con una buena parte de la renta petrolera generada. El precio del petróleo dejó de ser controlado únicamente por la OPEP, pues la cotización se vio influida por las bolsas de valores de Nueva York y Londres. Las medidas estadounidenses cambiaron la forma de ver y hacer las cosas en la industria petrolera.

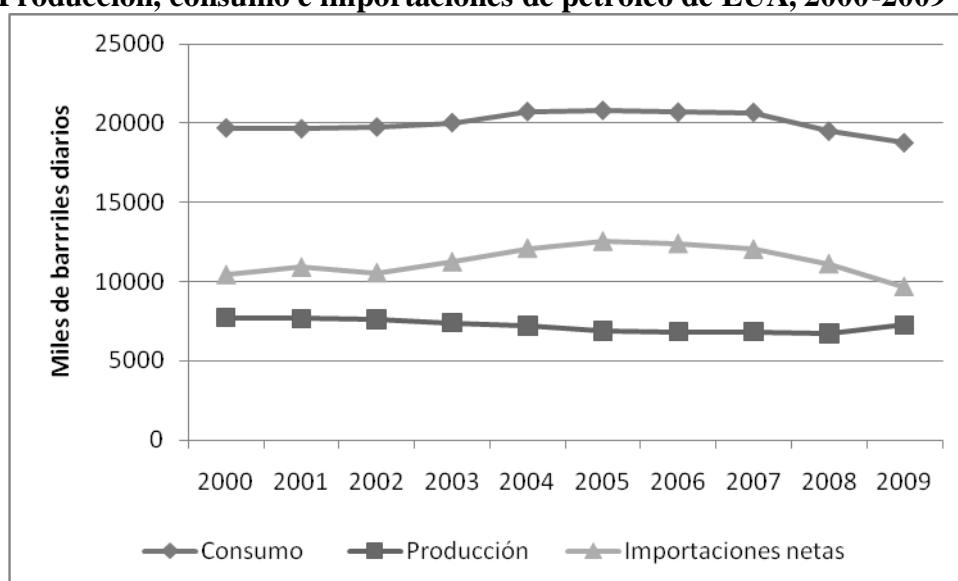
Pero las cosas empezaron a cambiar con la llegada del nuevo siglo. El temor de una posible escasez de petróleo, tanto por el temor del *peak oil* como por las limitantes de los productores para poder producir más; el regreso del nacionalismo petrolero, que provocó que las condiciones de acceso a los yacimientos por parte del CPT se volvieran difíciles y en algunos casos prohibitivos; el fuerte crecimiento en la demanda a nivel mundial; el renacimiento de Rusia y la consolidación de China como demandante central de petróleo, aunado al programa petrolero de Bush Jr que se sustentó en el avance del sector petrolero en el mundo, aumentaron la competencia por acceder a los recursos petroleros. Sin embargo, la suma de estos factores frenó el avance del poder estructural y relacional estadounidenses y de sus petroleras.

5.9.1 Los Estados Unidos en el universo petrolero: la dependencia petrolera se acentúa

El petróleo es la sangre que da vida a su poderoso aparato económico y militar que le permite su papel hegemónico en el orbe. Por lo que sus necesidades petroleras son tan grandes que tiene que importar una gran parte de ellas. Para llegar a ellos usa su poder estructural y relacional, puesto que lleva a cabo una serie de medidas que ayuden a sus petroleras (CPT) para acceder a los recursos del orbe en las mejores condiciones (acuerdos energéticos y la fuerza militar) e impulsa las medidas para mantener un precio estable que permita funcionar a su economía y a sus empresas obtener ganancias. Esta dependencia queda de manifiesto con los siguientes datos. Para 2008, EUA era el principal consumidor del orbe con el 23% del total mundial, por lo que importó el 65% de su consumo total, el tercer productor con 8.2%, y el noveno en reservas (2.1%). Al tener una producción interna mucho menor a la producción hizo que importara el 65% de su consumo en 2008 (BP, 2010)²⁸³.

²⁸³ Sin embargo, su situación ha empeorado entre 2000-08, ya que tanto en el renglón de reservas y producción ha decrecido. En reservas probadas pasó de los 30.4 miles de millones de barriles (mmb) a 28.4 mmb. La producción descendió de los 7.7 mbd a 6.7 mbd. En cambio en el consumo se ha mantenido estable, de los 19.7 mbd a 19.5 mbd, aunque aumento hasta los 20.8 mbd en 2005 (BP, 2010).

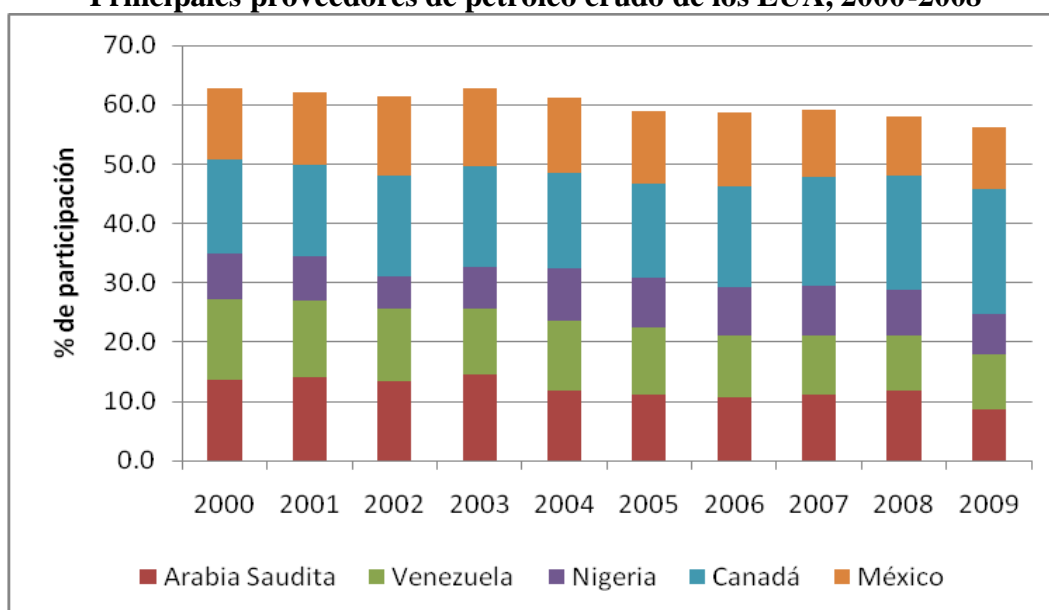
Gráfica 5.14
Producción, consumo e importaciones de petróleo de EUA, 2000-2009



Fuente: elaboración propia con base en datos de la EIA. http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/info_glance/petroleum.html

La gráfica denota que durante el mandato de Bush Jr no se hizo ningún esfuerzo serio por reducir el consumo interno de petróleo y mucho menos reducir la dependencia del petróleo extranjero, puesto que las importaciones sobrepasaron por mucho la producción doméstica, alcanzando su máximo hacia mediados de la década, empezando a decaer con fuerza desde 2007, más por la crisis económica que repercutió en el consumo que por un cambio en el modelo energético.

Gráfica 5.15
Principales proveedores de petróleo crudo de los EUA, 2000-2008



Fuente: elaboración propia con base en datos de la EIA. <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/petro.html>

La mayoría del petróleo importado, más del 60%, viene de cinco países del mundo: Arabia Saudita, Venezuela y Nigeria (OPEP) y sus vecinos Canadá y México. Sin embargo, salvo Canadá, todos estos enfrentan dificultades que comprometen el flujo de petróleo a EUA²⁸⁴. La participación de estos cinco países ha decaído a menos del 60%, nivel significativo si se toma en cuenta que durante los noventa las importaciones estadounidenses de ellos rondaban 70%. Durante la administración de Bush Jr descendieron las importaciones provenientes de la OPEP y del Medio Oriente (MO)²⁸⁵. En cambio, África incrementó su volumen de exportación hacia EUA: el continente proporcionó el 22.5% del petróleo importado por EUA entre 2000-2008 (Palazuelos, 2010, p. 4065). Llama la atención, según la

²⁸⁴ México preocupa pues sus reservas probadas y producción van en caída libre, sin contar que su consumo interno va al alza, por lo que existe la posibilidad de que deje de exportar. Arabia Saudita, ubicada en MO, puede presentar problemas internos que causen inestabilidad política y pongan en riesgo las exportaciones, sin dejar de lado que varios de sus yacimientos son viejos y están empezando a decrecer. Venezuela, con sus problemas políticos puede detener su producción, como sucedió en 2002 con la huelga de PDVSA y Nigeria, país donde varias empresas petroleras de EUA tienen importantes inversiones, presenta gran inestabilidad política y social, donde los grupos guerrilleros han atacado instalaciones petroleras que han supuesto un corte al suministro al exterior.

²⁸⁵ Con datos de la EIA se ve que la dependencia de la OPEP continúa a pesar del tiempo, aunque durante la administración Bush marcó un descenso. En el 2000, las importaciones representaban el 45.4% y para el 2006 llegaron al 40.2%; aunque para 2007-08 aumentó al 46%. En relación a las importaciones de MO, sin importar si son de la OPEP o no, éstas descendieron del 23% en 2001 a 14.5% en 2009.

EIA, que Brasil y Rusia han sido las naciones que han visto aumentar sus exportaciones a los EUA, lo que muestra de su creciente importancia en el mercado petrolero²⁸⁶.

El CPT apoyado por los EUA no ha servido para mantener la seguridad energética del país. Palazuelos (2010, p. 4064), continuando con la dependencia petrolera, demuestra que a diferencia de lo que se podría pensar, las grandes petroleras estadounidenses (CPT)²⁸⁷ no tienen un papel decisivo en garantizar el abasto petrolero de los EUA. Sólo el 14% del petróleo importado fue provisto por la producción internacional de las petroleras, entre 2005-08. El resto es comprado por las refinadoras en el mercado internacional. De tal suerte, el apoyo gubernamental y militar en el exterior sirve en mayor medida para el enriquecimiento del CPT, pero no para satisfacer el consumo de los EUA.

5.9.2 Las estrategias petroleras de los EUA

La diversificación petrolera como respuesta al creciente consumo

El período a analizar abarca el mandato de George W. Bush (2000-2008) y, en menor medida, lo que va de la administración de Barack Obama. La administración Bush marcó la cúspide del poder petrolero en la Casa Blanca en los últimos años²⁸⁸, lo que significó un fuerte apoyo a sus intereses tanto al interior como al exterior del país. En lo interior, siguió promoviendo la poca presencia del Estado en el sector y le concedió un gran poder al CPT en la oferta energética nacional, mientras que en el extranjero, y como se observó en la gráfica de las importaciones, se enfocó en la diversificación de fuente petroleras, como se vio en el párrafo anterior, lo que tuvo importantes consecuencias políticas y militares.

Al llegar a la Casa Blanca, Bush se dio cuenta que el país estaba atravesando dificultades energéticas graves, pues se importaba más petróleo que el que se producía inter-

²⁸⁶ En el 2000, EUA importaba de Brasil 0.019 mbd y para el 2008, la cifra alcanzó los 0.11 mbd. Misma situación ocurrió con Rusia. En 2000 la cantidad importada de este país fue 0.026 mbd, pero para 2008, fue de 0.2 mbd (<http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/petro.html>).

²⁸⁷ Se puede entender al CPT como las empresas que Palazuelos denomina las Big Five. En nuestro trabajo, el CPT es construido por ExxonMobil, Chevron, BP, Shell y Total; mientras que Palazuelos excluye a Total e incluye a ConocoPhillips, esto porque él se concentra sólo en las empresas estadounidenses que operan en su territorio a gran escala y se encargan de suministrar el petróleo al país.

²⁸⁸ En el gobierno de Bush Jr destacan: George W. Bush, Presidente, dueño de una compañía petrolera; Dick Cheney, Vicepresidente, fue CEO de Halliburton, empresa de servicios petroleros y de infraestructura; Gondolezza Rice, Consejera de Seguridad Nacional, fue parte del consejo directivo de Chevron; el secretario de Comercio Donald Evans había dirigido una compañía de prospección petrolera; y el secretario de Energía Spencer Abraham había sido senador por Michigan, donde era un fiel partidario del programa político del sector automovilístico y un firme opositor a normas eficientes de combustible. Otros personajes de menor además jerarquía, pero con fuertes lazos con el sector energético son: Philip Cooney, Jefe de asesores del Consejo de Calidad Ambiental, perteneció al lobby petrolero de API; Gale Norton, Secretario del Interior, impulsó la producción de hidrocarburos en la nación, dando incentivos para perforar en la parte del GM y abrió el ártico y otras regiones naturales a la perforación, para 2008 era Consejero de Shell (Faux, 2006, p.55; Roberts, 2004, p. 389; Juhasz, 2008, p. 255)

namente y California enfrentaba dificultades en el suministro eléctrico. Ante tal panorama, formó un grupo de apoyo compuesto por varias dependencias del gobierno, bajo el mando de Dick Cheney, para hacer un nuevo plan energético que atacara estas debilidades. La respuesta se dio en mayo de 2001 al anunciarse la nueva Política Energética Nacional (PEN o NEP en inglés). En principio, la PEN promulgaba la reducción del consumo interno, el desarrollo de fuentes alternas de energía y de nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia energética, medidas tendientes a disminuir la dependencia petrolera. Sin embargo, haciendo una lectura detenida de la PEN se encuentra que la parte conservacionista y eficiente es muy limitada, pues no se plantea seriamente una reducción en el consumo de petróleo, sino a lo más frenar el crecimiento (Klare, 2006, p.97). Por lo mismo, en gran parte de la presente década el apetito por el petróleo no se detuvo: el consumo aumentó ligeramente y la dependencia del petróleo importado siguió al alza, nada más lejos de las buenas intenciones de la PEN.

La PEN delineó el accionar durante su administración. En lo interno promulgó las siguientes medidas: usar la perforación secundaria en pozos explotados, desarrollar pozos en aguas profundas como el GM e impulsar la extracción de petróleo del Refugio Nacional de la Vida Silvestre del Ártico en Alaska. Para lograrlo, el gobierno estadounidense redujo: el gasto en supervisión, impuestos, auditorias, aumentó los incentivos para los perforadores en el GM y Alaska, y concedió nuevos territorios para la exploración petrolera²⁸⁹. Estas medidas potenciaron el control monopólico del CPT al interior de los EUA. En cambio, en lo externo se enfocó en disminuir la dependencia de MO, para lo cual se buscaron nuevos territorios (Mar Caspio, Asia Central, AL y África Occidental); se buscó el reforzamiento de las alianzas alrededor del mundo y una colaboración estrecha entre el gobierno y las petroleras (CPT). Medidas en línea con el planteamiento de continuar dependiendo del petróleo extranjero (Klare, 2008, p.103; García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005, p. 267; Juhasz, 2008, p. 257). Aunque si se logró disminuir la dependencia petrolera de ciertas partes del mundo (MO) por la diversificación de las fuentes de energía, ésta provocó que

²⁸⁹ El gobierno de EUA, en 2001, concedió 4 millones de acres de carácter público a las industrias petroleras, gaseras, y del carbón. Al día de hoy, un 35% del petróleo y 39% del gas natural producido en EUA viene de áreas federales. Se le concedieron a la industria petrolera 14 mmdd en subsidios, recorte de impuesto y en otros beneficios. Las petroleras evitaron pagar una renta (royalties) por el uso del suelo, mientras que en el 2000 se pagaron al gobierno 331 mdd, con un precio del petróleo no tan alto, entre 2001-05 con los precios del petróleo cuadruplicados en relación a los noventa, el gobierno sólo recaudo 46 mdd. En 2002, se autorizó un corte de impuestos a las empresas, lo que disminuyó su aporte al fisco. Con esta rebaja y las lagunas legales las petroleras únicamente pagaron un 13.3% entre 2001-03. En este período ExxonMobil recibió 4 mmdd en reducción de impuestos (Juhasz, 2008, pp. 256-265).

las disputas se exacerbaban y que el petróleo proviniera de partes de más difícil acceso, como África occidental.

La fuerza militar como medio de acceder al petróleo extranjero

Para asegurar el petróleo del exterior, la Casa Blanca diseñó un plan de actividades diplomáticas y de tipo militar para acceder a los recursos en el mundo, pues muchos países del orbe no estuvieron dispuestos a cooperar. Esta administración, consciente de las dificultades a nivel global, se esmeró en tener un ejército capaz de hacerse sentir en cualquier parte del globo²⁹⁰. No pasó mucho tiempo en ponerlo a funcionar. Los ataques del 11 de septiembre de 2001 demandaron la búsqueda de los culpables. Afganistán e Irak²⁹¹ fueron implicados en los ataques y fueron invadidos, el primero en 2002 y el siguiente en 2003. Ambas invasiones tenían detrás los intereses petroleros.

El ataque de Afganistán ayudó a detener el proyecto Tresca, el cual aumentaba las relaciones petroleras entre Europa y los países de Asia Central (García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005). Más clara es la situación de Irak, que hasta antes de la invasión no tenía a ninguna empresa estadounidense entre las elegidas para explotar sus yacimientos, situación inaceptable para los estadounidenses. Apoderarse de Irak significaba la posibilidad de disponer de la tercera reserva petrolera del mundo; mejorar las maltrechas reservas petroleras del CPT y sus ganancias; hacer de Irak un contrapeso a A. Saudita como proveedor de última instancia, con lo cual se busca debilitar a la OPEP. Sin embargo, hasta hoy, no ha sido posible producir a gran escala en ese país por la difícil situación interna. Asimismo, empezó a presionar en varias partes del orbe. En Asia, se hizo presente en China e Indonesia, importantes productores de la zona; en África occidental en Nigeria, Sudan, Costa de Marfil y Guinea; en Latinoamérica, se centro en reposicionar a sus petroleras, dirigió sus acciones en contra de Venezuela, Argentina y en menor medida a Bolivia, Brasil y Ecuador (García-Reyes y Ronquillo-Jarillo, 2005, p. 272).

²⁹⁰ De los casi 85 mbd que consume el mundo, casi la mitad es movido por tanqueros en rutas marítimas fijas. EUA consume casi un cuarto del petróleo del mundo, por lo cual necesita grandes cantidades de petróleo importado para su funcionamiento, por lo que necesita que no haya interrupciones al libre flujo de tal vital líquido. Por tanto, el gobierno estadounidense estableció cuales eran los puntos más sensibles en el mar a presentar interrupciones por eventos bélicos o políticos (world oil transit chokepoints). Los más importantes son: el Estrecho de Hormuz, por el cual transitan 17mbd y el Estrecho de Malaca donde pasan 15 mbd. Otros puntos menos importantes son: el Canal de Suez con 4.5 mbd, Bab el-Mandab con 3.3 mbd, el Estrecho Turco con 2.4 mbd y el canal de Panamá con 0.5 mbd (EIA, s.f)

²⁹¹ El costo de la guerra ha sido enorme para los EUA, las incursiones en Irak y Afganistán han representado un desembolso de 859 mmdd constantes hasta el 2008, 648 mmdd en Irak y el resto en Afganistán (Daggett, 2008, p.2)

Los retos con otros países: renacimiento de Rusia y consolidación de China

Como la búsqueda de petróleo en todo el orbe era parte de lo planteado en la política energética de Bush, era de esperarse la confrontación con otras potencias. En los últimos años los EUA ha tenido que enfrentar el renacer de Rusia y el surgimiento de China como potencia mundial y gran consumidor de energía. Rusia, heredera de la extinta URSS, pasó por un período oscuro en los noventa, que vio abrirse a las inversiones del CPT. Pero con la llegada de Vladimir Putin la situación cambió, se dio cuenta de importancia geopolítica de los recursos energéticos (petróleo y gas) y empezó a darle un mayor papel al Estado ruso en la regulación y control del sector petrolero. Con el control del Estado sobre los recursos petrolero se han visto afectados los intereses norteamericanos. El CPT no ha sido bloqueado, pero su posición negociadora se debilitó después de que el gobierno decidiera replantear el marco regulador de los CPC. Añadido a esto, se suman otros hechos. El veto a Exxonmobil para comprar parte de Yukos y a Total en la compra de activos de Sibneft; la oposición a las iniciativas para construir oleoductos privados hacia Murmansk (habría llevado petróleo a EUA) y China; y la entrada de Gazprom en Sajalin-2, lo que obligó a Shell a permutar activos con la compañía rusa (Fernández, 2009, p. 12). Por otra parte, el país necesita tener libre acceso a sus mercados europeos y asiáticos, en especial para el gas, para lo cual usa la red de ductos construida en el régimen soviético. Por lo cual, mantiene gran influencia en sus vecinos, en especial en Asia Central, además de mantener cierta preponderancia en MO. Todos estos aspectos reposicionan a Rusia en el mundo petrolero y lo colocan como un serio obstáculo a los planes de EUA y el CPT en varias zonas del mundo

Pero también China rivaliza con los intereses norteamericanos por la búsqueda de petróleo. La situación China es parecida a la de EUA, ya que es un importador neto de petróleo. Al igual que EUA, China apuesta por la diversificación petrolera como forma de solventar su seguridad energética. China ha salido a todas las partes del orbe en busca de petróleo con sus CPN, con énfasis en MO, Asia Central y en menor medida en África. Irán, Sudán y Kazajistán son los esfuerzos más serios para establecer vínculos con países productores (Klare, 2006, p.256). Esta expansión por el mundo en la búsqueda de petróleo la coloca en el camino de los intereses estadounidense, pues sus CPN entran en zonas que tienen prohibida la presencia del CPT y se posicionan en zonas tradicionalmente controladas por los estadounidenses.

Pero los EUA no sólo enfrenta retos y dificultades con otras potencias en MO y Asia Central, zonas que son estratégicas por los recursos petroleros que contienen, por la infraestructura en materia energética que es necesaria para el abasto de ellos y de occidente

y por las cuestiones políticas y de seguridad nacional de cada uno de ellos. En América Latina, la situación también es complicada por los intereses norteamericanos. A pesar del TLCAN y presiones desde hace años, México no ha abierto de par en par su sector de exploración y producción a la inversión estadounidense (CPT). A pesar de esto, EUA ha tratado de promulgar un proceso de integración energético que vaya desde Alaska hasta la Patagonia. Pero para desgracia de EUA el proyecto enfrenta obstáculos. Sin contar las reticencias internas de los países y las visiones distintas existentes. Esto ha frenado su poder estructural en la zona. EUA enfrenta las acciones de Venezuela, en voz de Hugo Chávez. Venezuela, a la par de A. Saudita, es el principal exportador de petróleo a EUA, sin embargo, Chávez ha desarrollado un discurso y acciones contrarias a los intereses estadounidenses. En su país renacionalizó la industria petrolera y modificó los CPC por contratos de servicios, lo que presionó la salida de varias empresas estadounidenses. En lo externo, Chávez, dado los grandes excedentes petroleros que dispone, ha impulsado acuerdos energéticos con países de la región como Cuba, Bolivia y Ecuador y de otras latitudes como China, Rusia e Irán, países no bien vistos por EUA. Como se observa, el poder estructural de los EUA ha sido contenido o enfrentado en varias partes del mundo, por lo cual ha estado usando su poder relacional.

Las estrategias de Obama: entre crisis económica y derrames petroleros

En lo referente a Barack Obama, es muy pronto para hacer una evaluación de su política petrolera, pues sólo ha pasado año y medio desde que tomó el poder. Aunque su mandato ha estado marcado por dos hechos trascendentales: la crisis económica y el derrame petrolero en el GM. Desde su campaña, el nuevo Presidente estableció las líneas de su política energética. Se ha centrado en poner las bases para lograr la independencia energética de los EUA, tal idea es muy importante, pues como se vio, la administración Bush hizo todo lo posible para seguir dependiendo del petróleo, en especial, del extranjero. El plan tiene dos metas centrales: resolver la dependencia energética y enfrentar el cambio climático. Para lo cual se pone énfasis en el desarrollo de energías alternativas, mejorar la eficiencia energética, y reducir las emisiones de carbono en 80% para el 2050. En materia petrolera se centra en: liberar parte de la reserva estratégica para bajar el costo de los combustibles; promover la producción de hidrocarburos en Dakota, Texas y en la reserva del ártico que se localiza en Alaska; prohibir la especulación en materia energética; impulsar la construcción de un gasoducto de gas natural desde Alaska; impulsar la perforación secundaria y terciaria para obtener 85 mil millones de barriles, volumen técnicamente recuperable en los

campos existentes; impulsar la construcción de un millón de autos híbridos-eléctricos para el 2015; elevar los estándares de eficiencia para los autos nuevos. Con estas medidas se pretende que en los próximos 10 años se ahorre el equivalente a las importaciones anuales de MO y Venezuela (Vargas-Suárez, 2009; Asegurar la independencia energética, s.f).

Estas medidas empezarán a reflejarse en los próximos años. Sin embargo, el hecho más destacado en este período ha sido el derrame petrolero de la plataforma Deep Horizon administrada por BP, explicado hojas atrás. La magnitud del desastre evidenció el alto grado de corrupción en la dependencia gubernamental encargada de la vigilancia de este tipo de instalaciones y el poder del CPT al interior del gobierno. Dado el tamaño del desastre y la cloaca que destapo, se espera que en los próximos meses o años se den una serie de medidas que impactarán la explotación petrolera en los mares, lo que sin duda, tendrá un efecto global, al ser el GM la región líder en este tipo de prácticas.

Conclusiones

A lo largo de este trabajo se hizo un análisis del comportamiento y evolución de la industria petrolera internacional en los últimos 25 años. Queda clara la influencia determinante del neoliberalismo en el decurso del sector, el cual sienta las bases para un cambio estructural en la industria, que, más allá de las pugnas entre los agentes tradicionales y la incorporación de nuevos actores, da paso al afianzamiento de una estrategia de corto plazo sustentada en la renta y las ganancias financiero-especulativas.

Esto da pie para decir que nos encontramos en una nueva fase del sector petrolero, caracterizada por a) un precio del petróleo que ya no es fijado por un único actor, sino que depende de varios factores y actores; b) una industria que se encuentra sustentada en las ganancias extraordinarias: los mercados financieros han impulsado la fijación de un precio de monopolio que permite grandes ganancias a los actores, además de permitir la existencia de una renta diferencial con secuencia ascendente; c) una demanda por petróleo en ascenso y centrada en Asia, que ha acentuado las disputas por las grandes potencias por acceder a los mejores yacimientos en el orbe; d) mayores costos de producción que impactan en el precio; e) un reajuste en el equilibrio de las relaciones de poder a favor de los países productores; f) las CPN de algunos países productores se encuentran en iguales o mejores condiciones que el CPT, el cual presenta magros niveles de reservas para sustentar su producción; y g) restricciones a la oferta por las subinversiones hechas en las últimas décadas y porque el ritmo de descubrimientos actual no permite reponer al mismo ritmo la producción petrolera (ver gráfica 2.1). Este contexto impacta en los precios. Aunque es muy difícil saber la tendencia del precio del petróleo al futuro, la situación descrita sugiere que los altos precios del petróleo (70 dpb) se mantengan por un buen rato.

Con la actual situación en la IPI, las sociedades modernas, dependientes del petróleo, estarán enfrentando un desafío enorme ante estos nuevos eventos. Ante esto, se hace imperioso empezar cambiar el patrón e intensidad de consumo de las energías fósiles y motivar el ahorro de energía y el desarrollo de otras fuentes alternas. Se hace necesario que las compañías petroleras, los institutos de investigación y demás participantes produzcan tecnología que mejoren los procesos de producción y sean menos contaminantes y agresivos con el medio ambiente. A la par, es pertinente que CPN y las CPI, encabezadas por el CPT, colaboren en proyectos conjuntos, con acuerdos que sean beneficiosos a ambas partes y respetando la soberanía del país huésped de la inversión.

La estrategia de estrategia de corto plazo sustentada en la renta y las ganancias

financiero-especulativas a corto plazo se basa en una compleja pugna de intereses entre los diferentes actores en la IPI, que se configuró gradualmente en dos etapas estrechamente vinculadas entre sí.

En la primera etapa el precio del petróleo se caracterizó por cierta volatilidad y por una tendencia hacia la baja en los precios, que repercutió en el volumen de renta petrolera. Tal renta sigue siendo un factor importante y explicativo en el negocio petrolero. La renta de monopolio fue de unos 11 dpb en el período, suficiente para mantener avante el negocio, sin embargo, su descenso presionó para el proceso de venta de activos y la ola de fusiones y adquisiciones. Pero donde mejor se explica la importancia de la renta es en la de tipo diferencial. Es claro que en los noventa, los productores que enfrentaron los menores costos obtuvieron mayores ganancias (MO). El CPT ante la baja en el precio buscó la forma de mantener una renta aceptable, por lo cual desarrollo tecnología de punta para reducir los costos de reproducción. Con esto, la RD2 se hizo presente en la industria petrolera.

De 1985 a 2000, el CPT con la ayuda de los EUA, logra reposicionarse de nuevo como el participante de mayor importancia en el escenario petrolero internacional. Se concentra en maximizar las ganancias de sus accionistas en el corto plazo y reducir los costos, para lo cual lleva una serie de medidas internas que afectaran la industria, reflejando su poder estructural, que se encuentra en línea con los preceptos neoliberales. Las medidas las lleva a cabo tanto desde el lado de las finanzas como de la producción. Muchas de las medidas siguientes modificaron las bases de la industria petrolera, reflejo de su poder estructural. En las finanzas: a) se centró en maximizar las ganancias de los accionistas (repartición de dividendos y recompra de acciones); b) en lo que respecta a los mercados financieros, el CPT de la mano con el CF de Wall Street impulsó el desarrollo de los derivados financieros enfocados en el petróleo; c) se lanzó una ola de fusiones y adquisiciones en las CPI que buscaron mejorar el valor en bolsa de las acciones de las petroleras. A su vez, en la producción: 1) inició un proceso que dejaba de lado la integración vertical entre ochentas y noventas, pero que se detuvo hacia fines de los noventa con las fusiones y adquisiciones; 2) como parte de esta reestructuración, el CPT se desprendió de muchos activos tanto en el *upstream* como en el *downstream*, que fueron adquiridos por empresas de menor tamaño o por CPN; 3) reducción en los gastos de exploración y desarrollo; 4) subcontrató a las CSP para realizar actividades que consideró y ano hacerlas; 5) el CPT buscó reducir sus costos de producción mediante el desarrollo de la tecnología, compartida entre el CPT y las CSP, permitiéndole acceder a una renta diferencial del tipo 2; y 6) debido a la apertura del sector petrolero de los países del tercer mundo con reservas, el CPT regresó con fuerza al

escenario mundial, se centró en las ex repúblicas socialistas (Rusia y Asia central), AL, África y en menor medida en MO, bajo contratos beneficiosos. Con esto se apropió de una parte significativa renta petrolera, dada las condiciones de la industria. Estas medidas tendientes a las ganancias en el corto plazo sentaron las bases de lo que pasará con el CPT en la presente década.

Con el neoliberalismo los países exportadores se vieron forzados a dar marcha atrás a su proceso de nacionalización y a abrir su sector petrolero al CPT, salvo pocas excepciones. Los exportadores se vieron en la necesidad de “cooperar” con el CPT para la realización de sus proyectos, pues carecían de dinero y tecnología para hacerlo. Los nuevos acuerdos energéticos suscritos con los países desarrollados resultaron beneficiosos para el CPT. Lo que significó apropiarse de una menor renta petrolera. En estos años el poder relacional de los productores se encontraba mermado. Con esto, los países productores tuvieron que compartir una mayor parte de la renta petrolera generada con el CPT. Además, con la cotización del petróleo en los mercados financieros de Londres y Nueva York, la OPEP perdió la capacidad de fijar unilateralmente los precios del petróleo. Sin dejar de lado, que ahora tiene que cooperar con los países no OPEP más importantes para estabilizar el mercado. Además, mantiene una estrategia rentista, pues siguieron dependiendo en demasía de los ingresos petroleros para el funcionamiento de sus economías. Aunque, algunos países de la OPEP con reservas petroleras importantes capearon mejor el temporal y fueron capaces de mantenerse, no sin dificultades, sin abrir su sector: Kuwait, México y A. Saudita. Además, países como Venezuela y A. Saudita, mediante sus CPN, compraron activos que el CPT no quería o se asociaron con él en la refinación.

En la segunda etapa que va de 2001 a la época actual, la situación mundial ha sufrido cambios. El neoliberalismo impulsado en los años ochentas y noventas dio magros frutos en materia de crecimiento económico, reducción de la pobreza y de las desigualdades económicas. Esto hizo que el modelo fuera condenado y confrontado en varias partes del mundo. El último episodio de los malos resultados de este modelo fue la crisis económica actual, que tuvo sus orígenes en los EUA, principal precursor de este modelo. La creencia de que los mercados autoregulados son la mejor opción falló. La industria petrolera no escapó a este contraataque al neoliberalismo. En este período se consolidaron nuevos participantes en el escenario petrolero y por ende una mayor complejidad para entender las diversas relaciones que existen entre ellos. Con los cambios de los ochentas y noventas se magnificó la importancia de los mercados financieros dirigidos al petróleo; las CSP alcanzaron una importancia no vista con anterioridad, el patrón de consumo está sesgado hacia

los países menos desarrollados, con China a la cabeza, lo que recrudece la lucha por recursos entre las potencias; Rusia regresó por sus fueros en el mapa energético y las CPN de ciertos países importadores son capaces de retar a sus pares privadas. Esto hace que no sea posible decir qué exista un solo actor que tenga el control de la industria y sobre los precios.

En esta fase los precios alcanzaron niveles no vistos desde los años setenta. Esto hizo que la renta petrolera alcanzar grandes montos. La renta de monopolio alcanzó en promedio los 25 dpb, monto que fue mayor al doble del subperíodo anterior con 12 dpb. Esto reflejó el gran monto de renta petrolera que estuvo a disposición de los participantes de la industria. La RD pasó de los 11.5 dpb en los noventa a los 57 dpb en la presente década. Los países de MO siguieron siendo los principales beneficiarios. Los elevados precios hicieron posible que nuevos yacimientos marginales entraran a la producción (aguas profundas). Ayudado de los precios altos y del control de los yacimientos de menores costos de Irak la RD con secuencia ascendente hizo su aparición en estos años.

El sorprendente aumento del precio del petróleo del 2003 al 2008 tuvo, en los mercados financieros, un factor central. El crecimiento de ellos en el petróleo se originó hacia fines de los noventa y principios del presente siglo, cuando el CPT junto con otras firmas energéticas y conglomerados financieros, ejerciendo su poder relacional, presionaron a las autoridades estadounidenses a realizar contratos en estos mercados, en especial, en los no regulados (OTC), planteamiento en línea con la financiarización de la economía global. Bajo tal premisa, aumentaron desmesuradamente los barriles de papel sin respaldo físico. La especulación movió los precios al alza sin razón aparente. El precio subió por una expectativa de crecimiento del mismo, más no por una escasez real en el mercado. Los precios eran altos por la escasez y la escasez se daba por los precios altos (Stevens, 2008). Así el precio se fue a las nubes. Este precio tuvo consecuencias en el sector real del petróleo: a) los integrantes del CPT lograron fuertes ganancias al invertir en estos instrumentos financieros, lo que fue en detrimento de las actividades de exploración y producción; b) al ser el precio afectado al alza por el comportamiento de los derivados financieros, los ingresos tanto del CPT como de los países productores se incrementó en gran medida, ello mantuvo su estrategia rentista; c) permitió que los yacimientos marginales en el mundo (GM, Mar del Norte) no salieran del mercado. Asimismo, dio pie a que tanto la renta de monopolio como la diferencial alcanzaran montos muy por encima de los años noventa; d) gracias a estos elevados precios y a la guerra de Irak, se hizo presente la RD con secuencia

ascendente y d) el CF no sólo tiene el control de los barriles de papel, sino empezaron a tener un rol más protagónico al comprar ciertos activos en la industria petrolera.

Los precios altos y el rechazo al neoliberalismo modificaron las relaciones de poder entre los actores participantes. El CPT afianzó su estrategia rentista y cortoplacista, lo que le significó una pérdida de poder estructural e incertidumbre sobre su papel en el futuro. Mantuvo ciertas prácticas del primer período: continuó con la ola de fusiones y adquisiciones, lo que le dio gran poder en el mercado estadounidense, propiamente en la parte de downstream; mantuvo el criterio de maximización de ganancias para los inversionistas, pues los desembolsos continuaron en grande, y siguieron en la búsqueda de ganancias cortoplacistas, pues se dedicó a invertir jugosas ganancias en los mercados financieros; siguió subcontratando actividades a las CSP, por lo cual, sólo desarrolla tecnología muy específica para la exploración en aguas profundas y otras zonas adversas. Pero también tuvo que poner en marcha nuevas medidas: a) dado la avalancha de ingresos que recibió por el alza de los precios, el CPT destinó grandes recursos a la parte de exploración y desarrollo, sin embargo, no fue suficiente para que las reservas y la producción detuvieran su camino a la baja. Esto también se debió a que el CPT no pudo acceder a zonas de menores costos y a que la tasa de ganancia en los últimos años fue menor a otras industrias; b) ante la incapacidad de penetrar a zonas con menores costos de producción y los altos precios, el CPT se lanzó a la explotación petrolera en aguas profundas y ultraprofundas en África, GM y Brasil; y c) en la parte de refinación y comercialización, los gastos hechos en el período se enfocaron en aumentar la capacidad para el procesamiento de petróleo pesado, mejorar la calidad de los productos y la eficiencia operativa, y reducir las emisiones de contaminantes.

Estas medidas reflejan que el CPT, a pesar de la avalancha de ingresos, enfrenta problemas serios que se reflejan en los niveles de reservas y producción, indicador clave de la industria. Además, ya no desarrolla toda la tecnología petrolera que necesita. Enfrenta una feroz competencia por recursos petroleros con otras petroleras privadas y con las CPN de los países productores, que ven mejor asociarse con una CSP o con otra CPN (nuevas siete hermanas). Por si fuera poco encara serios cuestionamientos medioambientales y de corrupción, tanto por el calentamiento global como por el derrame petrolero en el golfo (BP). Sin embargo, hay que reconocer que son empresas con varias décadas de vida y que se han sabido adaptar a las diferentes fases de la industria. Con esta situación se cuestiona si el CPT debe mantener su estructura de negocios verticalmente integrada. En el *upstream* pudieran convertirse en proveedoras de servicios especializados. En el *downstream*, una

posible opción es vender o escindir en *joint ventures* gran parte de su portafolio en las áreas de refinación, petroquímica y comercialización. Otra es que busquen una integración horizontal mediante la inversión en tecnologías alternas, incluyendo renovables y plantas nucleares (EIA, 2008b, p.347). Todo lo anterior ejemplifica que el grado de poder estructural que ejerció hasta los noventa se encuentra cuesta abajo y el panorama será de un gran desafío para sus negocios enfocados en el petróleo.

Esta década es de claro oscuros para la OPEP. Por una parte, los precios altos del petróleo, la creciente demanda, sus bajos costos de producción, sus reservas, producción y el resurgimiento del petronacionalismo le devolvieron cierto brillo perdido en las décadas anteriores. Estos movimientos le permitieron tener y ejercer un mayor poder relacional para el logro de sus planes y restarle poder estructural al CPT. Muestra de lo anterior fueron las negociaciones hechas por varios países de la OPEP con el CPT que le permitieron apropiarse de una mayor renta petrolera. Sin embargo, salvo pocas excepciones, los países miembros de la OPEP continúan dependiendo en gran forma de la renta petrolera para satisfacer, en particular, sus presupuestos públicos. Esto ha contribuido a que no se han hecho las inversiones necesarias para aumentar su capacidad de producción y un mayor fortalecimiento de sus CPN. En tanto a las empresas estatales, sólo unas cuantas son lo suficientemente relevantes a nivel global (NIOC, PDVSA y SaudiAramco), las cuales no crean tecnología, sino que la adaptan a sus necesidades, lo que sugiere continuidad en la dependencia tecnológica del exterior (CSP). Aunque cabe destacar que se encuentran en mejores condiciones que hace algunos años (Marcel, 2005). Por otra parte, las inversiones hechas por la OPEP son insuficientes para sostener una capacidad de producción ociosa que le confiera una mayor capacidad de disuasión. La caída en la capacidad es preocupante, pues si en el corto plazo se presenta un aumento rápido de la demanda no habría forma de cubrirla, lo que elevaría los precios fuertemente.

Otros hallazgos que inciden en la industria petrolera

Sin embargo, a lo largo de la investigación se descubrieron cosas importantes que no estaban contempladas en un principio en la elaboración del trabajo pero que merecen ser retomadas en esta última parte del trabajo:

a) En materia de consumo, los Países Industrializados (PI) continuaron con el proceso de reducción de su consumo de hidrocarburos que inició en los setenta, motivando la eficiencia energética y la generación de energías alternas; mediante los impuestos al consumo de los productos petrolero buscó reducir el consumo y apoderarse de parte de la

renta petrolera que se generaba por la venta del petróleo; al ser importadores netos de petróleo, les urgíó asegurar el abasto de petróleo a su territorio. Estos países (UE) importan su petróleo de zonas inestables como MO o de incertidumbre política como Rusia. En los últimos años se han enfocado en lograr acuerdos petroleros con los países de Asia Central. Tal situación, coloca a la UE en disputas con los EUA, Rusia y China. Para tal propósito, utilizando su poder, impulsaron acuerdos petroleros del tipo *no propietal*, es decir, que se buscaba el no pago de una renta (CPC), sino una serie de impuestos sobre las ganancias. Tales acuerdos eran beneficiosos para las petroleras de la UE; también motivaron el desarrollo de los mercados financieros enfocados al petróleo, puesto que un precio del petróleo alejado de la OPEP significaba menos presión a estos países tan dependientes del petróleo. Estas medidas le dieron ciertos beneficios a los PI, ya que el precio se mantuvo en un nivel asequible a los intereses de estos países. Por último, el movimiento del consumo se empieza a mover de los países ricos a los emergentes, en concreto China empieza a ser un comprador de importancia.

b) Hoy en día el consumo se está moviendo a los países menos desarrollados, dentro de ellos el que más destaca es China. Este país se ha consolidado como un gran consumidor de petróleo, después de EUA. Al ser un importador neto del hidrocarburo puso en marcha una serie de medidas para abastecerse del mismo. Realiza acuerdos energéticos con una serie de países en varias partes del mundo para allegarse de recursos y para permitir la entrada de las CPN chinas a sus naciones. Las CPN chinas están en varias partes del mundo por desarrollar su propia tecnología, por el rechazo a las CPI y, obviamente, por el impulso de su gobierno. Bien las CPN entran a la explotación directa o en asociaciones petroleras estatales de estos países. Al ser un gran importador de petróleo entra en enfrentamiento directo con los EUA y la UE, pues se encuentra en varias zonas del mundo que también tienen la presencia de las otras potencias.

c) Fuera de la OPEP el país que más destaca es Rusia, este gigante estuvo dormido en los noventa, por los problemas que resultaron del derrumbe socialista. Destaca como gran proveedor de gas, pues tiene las mayores reservas del mundo. En materia petrolera, es el segundo productor de petróleo, aunque sus reservas van a la baja. Con la llegada de Vladimir Putin Rusia despertó, pues se dio cuenta de la importancia geopolítica de su país y lo vital que significa para Rusia tener grandes montos de hidrocarburos. Bajo tal premisa ha impulsado el crecimiento de las empresas petroleras rusas y nacionalizado gran parte de los activos petroleros en suelo ruso. Rusia ha dado preeminencia a las CPN y privadas sobre los intereses del CPT. Aunque en el trabajo se tocó marginalmente, es

necesario mencionar a Brasil, pues si las expectativas se cumplen, en unos años se volverá en un país productor y exportador importante, de la mano de Petrobras, su CPN.

d) Por décadas Los EUA han sido el país más importante en la escena petrolera mundial. Su producción lo pone en los primeros lugares dentro de los productores mundiales y es asiento de las matrices de las principales petroleras del orbe. Pero es su fuerte consumo lo que los coloca en un lugar central del escenario petrolero. Es el primer consumidor del orbe, pero su producción es incapaz de cubrir sus necesidades, por lo que es un importador neto de petróleo.

Esta búsqueda por petróleo la lleva a cabo por medios diplomáticos (acuerdos energéticos), de negocios (lanzando a sus petroleras) y, si es necesario, utilizando su gran poderío militar (GG e invasión de Irak, por mencionar las recientes). A principios de los años ochenta y usando su poder estructural impulsó la puesta en marcha del modelo neoliberal a escala global, aunque con mayor énfasis en los países pobres. Estas disposiciones abarcaron tres presidentes: Bush padre, Clinton y Bush Jr, los Bush con fuertes lazos con el sector petrolero. Bajo este paraguas, la industria petrolera se vio afectada. En materia interna, al relajar las reglas antimonopolio, impulso la concentración de la industria con la serie de fusiones y adquisiciones; redujo la participación del Estado en su industria nacional; liberalizó los mercados financieros, que dieron pie a la introducción del petróleo en ellos; impulsó la explotación petrolera en aguas profundas del GM; dio facilidades y estímulos fiscales a las petroleras. Pero en lo externo se dio lo más importante. Con los PEA promovió la apertura del sector petrolero del tercer mundo y de las ex repúblicas socialistas, bajo acuerdos energéticos beneficiosos para sus petroleras (CPT). Se hizo presente en todas la partes donde hubiera petróleo; ejerciendo su poder relacional mediante la fuerza militar se lanzó a la GG, guerra que posicionó a los EUA en la zona de MO; y se dedicó a minar el poder de la OPEP, mediante el impulso de los mercados financieros y estimulando acuerdos de cooperación entre los principales países no OPEP para estabilizar el mercado en épocas de crisis.

Sin embargo, la influencia norteamericana en la IPI empezó a enfrentar serios obstáculos con la llegada del nuevo siglo. En los noventa, EUA se encontraba sólo en la cima del poder mundial, pero 20 años después la situación es diferente, pues en estos años resurgió Rusia, la UE es un actor importante y China emergió como una potencia de gran calibre, estos países tienen a los hidrocarburos como un factor central en sus estrategias de crecimiento. El saber que las zonas más ricas en petróleo del orbe (MO, Asia Central y África) se encuentran en países inestables complica más la situación, pues aparte de com-

petir con las otras potencias, se tiene que hacer frente a las disposiciones internas de estos países. El nacionalismo petrolero de los últimos años es una muy buena muestra de ello. Este enfrentamiento le ha restado poder estructural al país, aunque puede seguir usando su poder relacional. Pero no sólo las dificultades se encuentran en el exterior. La administración Bush concedió grandes privilegios al CPT, que le significaron un gran control del mercado interno. Este creciente poder del sector petrolero en el gobierno quedó expuesto con el desastre en el GM. El derrame puso el dedo en la yaga, demostrando que la explotación en aguas ultraprofundas es muy riesgosa, que los organismos reguladores habían sido capturados y que es necesario la imposición y cumplimiento de leyes más estrictas. Ahora, con la llegada de Obama se busca, con mayor fuerza, reducir el consumo de petróleo mediante el ahorro energético, el desarrollo de fuentes alternas y la eficiencia energética. También se busca reducir la importación de petróleo con el desarrollo de las fuentes nacionales. Como se ve, EUA se encuentra en una posición difícil ante el futuro petrolero.

Referencias Bibliográficas

- A. Saniere, S. Serbutoviez, & C. Silva. (2009). *Investments in Exploration-Production and Refining 2009* (pág. 38). Rueil.Malmaison, Francia: Institut Français du Pétrole. Recuperado a partir de <http://www.ifpenergiesnouvelles.com/information-publications/etudes-disponibles>
- Adelman, M.A. (1972). *The World Petroleum Market*. Washington, D.C: The John Hopkins University Press
- Adelman, M.A. (1993). Modeling World Oil Supply, [Versión electrónica], *Energy Journal*, 14(1), 1-32
- Agnew, J. (2003). *Geopolitics: Re-visioning World Politics*. London y New York: Routledge
- Aguirre, T. (2009). Crisis y reestructuración del sistema mundial (1990-2008). *Ola Financiera*, (3), 50-79.
- Ahn, D., & Morse, E. (2008). *At what cost?* Energy Special Report (pág. 7). Lehman Brothers.
- Álvarez, C. G. (2000). *Economía y Política Petrolera*. Bogota, Colombia: USO-Ecopetrol
- Ángeles, S. (1988). Mercado financiero internacional y petróleo con referencia a México. En A. Bonilla (Coord.), *Mercado internacional del petróleo: problemas y enfoques nacionales* (págs. 65-98). México, DF: Instituto de Investigaciones Económicas-UNAM y Ediciones de Cultura Popular, S.A.
- Angelier, J. P. (1980). *La renta petrolera*. México, DF: Terranova.
- Antill, N., & Arnott, R. (2002). *Oil Company Crisis: Managing Structure, Profitability, and Growth*. Oxford, England: Oxford Institute for Energy Studies.
- Asegurar la independencia energética: el plan Obama-Biden de energía para los Estados Unidos. (s.d.). *BarackObama*. Recuperado Septiembre 24, 2010, a partir de http://my.barackobama.com/page/content/temas_energia
- Atienza, J., & Itrágo, D. (2008). *Letra pequeña, grandes abusos: Por qué los contratos petroleros en América Latina son un obstáculo para el desarrollo* (No. 12) (pág. 63). Barcelona, España: Intermón Oxfam. Recuperado a partir de http://www.intermonoxfam.org/UnidadesInformacion/anexos/10144/080925_letra%20peque%C3%B1a.pdf
- Atuanya, D. U. (2010, Julio 6). National Oil Companies: The Challenges Ahead. *Seeking Alpha*. Recuperado Septiembre 22, 2010, a partir de <http://seekingalpha.com/article/213208-national-oil-companies-the-challenges-ahead>
- Axelrod, R. S. (1996). The European Energy Charter Treaty: Reality or illusion? [Versión electrónica]. *Energy Policy*, 24(6), 497-505.
- Aysev, S. I. (2008). *Strategic challenges facing international oil companies* (Maestría). Bergen, Norway: Norges Handelshoyskole. Recuperado a partir de <http://bora.nhh.no/bitstream/2330/1922/1/Aysev%202008.pdf>
- Babusiaux, D., & Bauquis, P. R. (2005). Anticipar el fin del petróleo. En *Crisis energética: ¿Un mundo sin petróleo?*, Le Monde Diplomatique. Santiago, Chile: Aún creemos en los sueños.
- Balsa, R. (2004). OPEP: historia y literatura, disponible en <http://200.74.197.132/documentos/rbalsa/opephislit.pdf>.
- Banco de México. (s.d.). Mercados Financieros. Recuperado a partir de <http://www.banxico.org.mx/sistema-financiero/material->

educativo/basico/fichas/estructura-del-sistema-financiero/%7BDC08DC5F-6B04-ED99-ECBA-07D486D664B8%7D.pdf

- Barbosa-Cano, F. (2008). Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo [Versión electrónica]. *Problemas del Desarrollo*, 39(155), 101-125.
- Bauquis, P., Chétrit, A., & Sigonney, P. (2007). Health, Safety, the Environment, Ethics. En N. Bret-Rouzaut & J. Favennec (Eds.), *Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts* (págs. 285-301). Paris, Francia: Editions Technip.
- Bausiaux, D., Favennec, J., & Copinschi, P. (2007). Petroleum: A Strategic Product. En N. Bret-Rouzaut & J. Favennec (Coords.), *Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts* (págs. 1-64). Paris, Francia: Editions Technip.
- Bell, J., y López, C.L., (n.f). La cosecha del neoliberalismo en América Latina. Obtenido en diciembre 11, 2006, desde <http://www.ssspl.org/extras/global%20symposium/Bell%20Lara%20and%20Lopez.Spanish.pdf>
- Bello, W. (2006). The Capitalist Conjecture: Over-accumulation, Financial Crises, and the Retreat from Globalisation [Versión electrónica]. *Third World Quarterly*, (8), 1345-1367.
- Benhassine, A. (2006). EL petróleo y el ALCA: de la difusión de un modelo institucional a la transformación de las industrias petroleras latinoamericanas. En I. Rousseau (Ed.), *¿Hacia la integración de los mercados petroleros en América?* (págs. 107-130). México, DF: El Colegio de México.
- Bina, C. (2006). The Globalization of Oil: A prelude to a Critical Political Economy, [Versión electrónica], *International Journal of Political Economy*, 2, 4-34
- Blair, J. M. (1976). *The Control of Oil*. New York, NY: Pantheon Books.
- Boehm, F. (2005). Corrupción y captura en la regulación de los servicios públicos [Versión electrónica]. *Revista de Economía Institucional*, 7(13), 244-263.
- Bohi, D. R. (1999). Technological Improvement in Petroleum Exploration and Development. En R. D. Simpson (Ed.), *Productivity in Natural Resource Industries: Improvements through innovation* (págs. 73-108). United States of America: Resources for the Future.
- Bozon, V. J. H., Hall, S., & Øygaard, S. H. (2005). What's next for Big Oil? [Versión electrónica]. *Mckinsey Quarterly*, (2), 94-105.
- BP vende activos en Venezuela y Vietnam. (2010, Octubre 18). *CNN Expansión*. Recuperado Octubre 21, 2010, a partir de http://www.cnnexpansion.com/economia/2010/10/18/bp-vende-activos-en-venezuela-y-vietnam?utm_source=feedburner&utm_medium=feed&utm_campaign=Feed%3A+cnnexpansion%2Feconomia+%28Economia%29
- BP. (2008). *BP Statistical Review of World Energy June 2008*. BP. Recuperado Junio 29, 2008, a partir de www.bp.com/statisticalreview.
- BP. (2009). *BP Statistical Review of World Energy June 2009*. BP. Recuperado Junio 29, 2009, a partir de www.bp.com/statisticalreview.
- BP. (2010). *BP Statistical Review of World Energy*. BP. Recuperado a partir de www.bp.com/statisticalreview.
- Bureau of Economics. (2004). *The Petroleum Industry: Mergers, Structural Change, and Antitrust Enforcement* (pág. 263). Federal Trade Commission. Recuperado a partir de <http://www.ftc.gov/os/2004/08/040813mergersinpetrolberpt.pdf>
- Bustelo, P. (2003). Enfoque de la regulación y Economía Política Internacional: ¿paradigmas convergentes? *Revista de Economía Mundial*, 8. Recuperado Julio 26, 2009, a

- partir de <http://academia.unse.edu.ar/13pg/mims/TPI/lp/enfoques%20ec-polit%20internac.pdf>.
- Cambridge Energy Research Associates. (2006). Press Releases: Peak Oil Theory – “World Running Out of Oil Soon” – Is Faulty; Could Distort Policy & Energy Debate. *CERA*. Recuperado Junio 7, 2010, a partir de <http://www.cera.com/aspx/cda/public1/news/pressReleases/pressReleaseDetails.aspx?CID=8444>
- Campbell, C. J., & Laherrére, J. H. (1998). The End of Cheap Oil. *Scientific American*, 78-83.
- Carmona, R., & Jones, E. (2008). Precios del crudo siglos XIX, XX y XXI: ¿record o reto histórico. Recuperado Agosto 8, 2008, a partir de <http://www.energiaadebate.com/Articulos/marzo2008/imagenesmarzo2008/CarmonaExtended.pdf>.
- Cavallo, A. G. (2005). Hubbert’s Model: Uses, meanings, and limits. *Oil & Gas Journal*, 22-26.
- Chapoy, A., & Girón, A. (2008). Innovación financiera y fracaso de la Titulización. *Ola Financiera*, (1), 17-32.
- Charara, M. (1988). Equilibrios y desequilibrios en el mercado mundial de petróleo. En A. Bonilla (Coord.), *Mercado internacional del petróleo: problemas y enfoques nacionales* (págs. 13-21). México, DF: Instituto de Investigaciones Económicas-UNAM y Ediciones de Cultura Popular, S.A.
- Chardome, R., & Carmona, R. (2004). ¿Seguirá siendo el WTI el crudo marcador del mercado petrolero?, [Versión electrónica], *Energía a debate*, (5).
- Chow, S. (2002). *Petroquímica y sociedad*. La Ciencia para Todos (3° ed.). México, DF: Fondo de Cultura Económica, S.A. de C.V.
- Claes, D.H. (2001). *The Politics of Oil-Producer Cooperation*. Boulder, United States of America: West View Press
- Clark, W. R. (2005). *Petrodollar Warfare: Oil, Iraq and the Future of Dollar*. Gabriola Island, Canada: New Society Publishers.
- Cohen, B. J. (2008). *International Political Economy: An Intellectual History*. Princeton, New Jersey: Princeton University Press.
- Coleman, N., & Levin, C. (2006). *The Role of Market Speculation in Rising Oil and Gas Prices: A Need to Put the Cop Back on the Beat* (Staff Report) (pág. 49). Washington, D.C: United States Senate. Recuperado a partir de <http://levin.senate.gov/newsroom/supporting/2006/PSI.gasandoilspec.062606.pdf>
- Colman, O. E. (1985). El proceso de internacionalización de la renta petrolera. En H. M. Camaro & G. Foladori (Eds.), *Estudios sobre la teoría de la renta del suelo* (págs. 191-223). México, D.F.: Universidad Autónoma de Chapingo.
- Colmenares, F. (1988). Los precios del petróleo y la crisis de la OPEP. En A. Bonilla (Coord.), *Mercado internacional del petróleo: problemas y enfoques nacionales* (págs. 137-148). México, DF: Instituto de Investigaciones Económicas-UNAM y Ediciones de Cultura Popular, S.A.
- Connor, S. (2009, Agosto 3). Warning: Oil supplies are running out fast. *The Independent*. Recuperado Junio 6, 2010, a partir de <http://www.independent.co.uk/news/science/warning-oil-supplies-are-running-out-fast-1766585.html>
- Crece costo de limpieza por escape de petróleo en golfo mexicano. (2010, Junio 29). *La Nación*. Recuperado Junio 29, 2010, a partir de <http://www.lanacion.cl/crece-costode-limpieza-por-escape-de-petroleo-en-golfo-mexicano/noticias/2010-06-28/181616.html>

- Crémer, J. & Salehi-Isfahani, D. (1991). *Models of the Oil Market*. Chur, Switzerland: Harwood Academy Publishers
- Cypher, J. M. (1998). The Slow Death of the Washington Consensus on Latin America [Versión electrónica]. *Latin American Perspectives*, 25(6), 47-51.
- Cypher, J. M., & Dietz, J. L. (2004). *The Process of Economic Development* (2° ed.). New York, NY: Routledge.
- Daganzo, J. M. (2009, Noviembre 12). Videojuegos para buscar petróleo. *Público*. Recuperado Septiembre 3, 2010, a partir de <http://www.publico.es/268837/videojuegos/buscar/petroleo>
- Daggett, S. (2008). *Costs of Major U.S. Wars* (Reporte No. RS22926). CRS Report for Congress (pág. 5). Recuperado a partir de <http://fpc.state.gov/documents/organization/108054.pdf>
- Dahl, R. (1957). The Concept of Power, [Versión electrónica]. *Behavioral Science*, 2(3), 201-215.
- Das, D. K. (2006). Globalization in the World of Finance: An Analytical History [Versión electrónica]. *Global Economy Journal*, 6(1), 22.
- Datamonitor. (2010). *Global Oil & Gas Equipment & Services* (No. 0199-2118) (pág. 40). Recuperado a partir de <http://web.ebscohost.com.proxy.lib.sfu.ca/bsi/pdf?vid=2&hid=7&sid=5ef0ad17-ca01-4e93-940a-d7ee7a12cb76%40sessionmgr10>
- Davies, P. (2000). The Changing World Petroleum Industry - Bigger Fish in a Larger Pond. *The CEPMLP Internet Journal*, 6(14). Recuperado a partir de <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/vol6/article6-14.html>
- De la Vega, Á. (2003). Situación y perspectivas de México frente a la OPEP y su apertura petrolera [Versión electrónica]. *Temas de Economía Mundial*, (3), 31-47.
- Debrott, D. (2000, Julio). *Teoría de la renta y renta de recursos naturales: Elementos para el debate actual sobre la industria minera (del cobre) desde la teoría del valor-trabajo*. Ponencia presentada en el Seminario Internacional sobre El Pensamiento Económico Crítico ante los cambios del Sistema Mundial, Puebla, México.
- Deffeyes, K. S. (2006). *Beyond Oil: The view from Hubbert's Peak*. New York, NY: Hill and Wang.
- Delgado, R. (1989). *El derrocamiento de la renta petrolera*. México: Universidad Autónoma de Zacatecas y Universidad Autónoma Metropolitana
- Delgado, R. (1999). *Oil in the Global Economy: Transformation of the International Oil Industry*. New Delhi: A.P.H. Publishing Corporation
- Delgado, R. (2000). Perspectiva de la renta del suelo bajo el desarrollo capitalista, *Investigación Económica*, 233, pp. 35-59
- Delgado-Wise, R., & Márquez, H. (2011). Contemporary Migration Seen from the Perspective of Political Economy: Theoretical and Methodological Elements. En C. Vargas-Silva (Ed.), *Handbook of Research Methods in Migration*. Oxford, U.K.: Edward Elgar Publishing Ltd.
- Delgado-Wise, R., Márquez, H., & Puentes, R. (2010). Elementos para replantear el debate sobre Migración, Desarrollo y Derechos Humanos: marco conceptual. Recuperado a partir de <http://www.accionglobalmexico.org/doc/AGP2010-MarcoConceptual-VF.pdf>
- Derrame: una historia sin fin. (2010, Julio 1). *Voanews*. Recuperado Julio 1, 2010, a partir de <http://www1.voanews.com/spanish/news/usa/Derrame-una-historia-sin-fin-oil-marea-negra-oceano-97612249.html>
- Devaney, E. E. (2008). *OIG Investigations of MMS Employees* (Memorandum) (pág. 4). Washington, D.C: United States Department of Interior: Office of Inspector Gener-

- al. Recuperado a partir de http://media.mcclatchydc.com/smedia/2008/09/10/18/Gordon-OIG-Cover-Letter.source.prod_affiliate.91.pdf
- Economist Intelligence Unit, The Economist. (2006, Julio 11). El petróleo, la mercancía más importante del mundo. (J. Anaya, Trad.) *La Jornada*. Recuperado Agosto 18, 2009, a partir de <http://www.jornada.unam.mx/2006/07/11/index.php?section=economist&article=026n1eiu>.
- Economist Intelligence Unit. (2007, Julio 31). Panorama petrolero. (J. Anaya, Trad.) *La Jornada*. Recuperado Octubre 15, 2010, a partir de <http://www.jornada.unam.mx/2007/07/31/index.php?section=economist&article=024n1eiu>
- Elías, A. (2007). Seguridad energética e industria eléctrica en México. *Foreign Affairs en Español*, 7(3), 3-9.
- Energy Information Administration (EIA). (2009a). *Annual Energy Review 2009* (No. DOE/EIA-0384(2008)) (pág. 407). Washington, D.C: U.S. Department of Energy. Recuperado a partir de <http://www.eia.doe.gov/aer/pdf/aer.pdf>
- Energy Information Administration (EIA). (2009b). *Country Analysis Briefs: China*. Recuperado a partir de <http://www.eia.doe.gov/cabs/China/pdf.pdf>
- Energy Information Administration (EIA). (2009c). *Country Analysis Briefs: Iraq* (pág. 12). Energy Information Administration. Recuperado a partir de <http://www.eia.doe.gov/cabs/Iraq/pdf.pdf>
- Energy Information Administration (EIA). (2009d). *Performance Profiles of Major Energy Producers 2008* (No. DOE/EIA-0206(08)) (pág. 95). Washington, D.C: U.S. Department of Energy. Recuperado a partir de <http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/0206%2808%29.pdf>
- Energy Information Administration (EIA). (2009e). Who are the major players supplying the world oil market? *Energy in Brief*. Recuperado Septiembre 30, 2010, a partir de http://www.eia.doe.gov/energy_in_brief/world_oil_market.cfm
- Energy Information Administration (EIA). (s.d.). World Oil Transit Chokepoints. *U.S Energy Information Administration*. Recuperado Septiembre 24, 2010, a partir de http://www.eia.doe.gov/cabs/World_Oil_Transit_Chokepoints/Background.html
- Energy Information Administration. (1993). *Performance Profiles of Major Energy Producers 1993*. U.S Department of Energy. Recuperado Abril 20, 2009, a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial>.
- Energy Information Administration. (1994). *Performance Profiles of Major Energy Producers 1994*. U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/financial/020694.pdf>
- Energy Information Administration. (1995). *Oil and Gas Development in the United States in the Early 1990's: An Expanded Role for Independent Producers*. DOE/EIA-0600 (pág. 28). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/petroleum/0600.pdf>
- Energy Information Administration. (1996). *Privatization and the Globalization of Energy Markets* (No. DOE/EIA-0609(96)) (pág. 64). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/financial/060996.pdf>
- Energy Information Administration. (1997). *Performance Profiles of Major Energy Producers 1995* (No. DOE/EIA-0206(95)) (pág. 175). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/financial/020695.pdf>

- Energy Information Administration. (1998). *Performance Profiles of Major Energy Producers 1996* (No. DOE/EIA-O206(96)) (pág. 185). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020696.pdf>
- Energy Information Administration. (1999). *Performance Profiles of Major Energy Producers 1997* (No. DOE/EIA-O206(97)) (pág. 167). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020697.pdf>
- Energy Information Administration. (2000). *Performance Profiles of Major Energy Producers 1998* (No. DOE/EIA-O206(98)). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020698.pdf>
- Energy Information Administration. (2001). *Performance Profiles of Major Energy Producers 1999* (No. DOE/EIA-O206(99)) (pág. 115). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020699.pdf>
- Energy Information Administration. (2002a). *Performance Profiles of Major Energy Producers 2000* (No. DOE/EIA-O206(00)). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020600.pdf>
- Energy Information Administration. (2002b). *Annual Energy Review 2001* (No. DOE/EIA-0384(2001)) (pág. 396). Washington, D.C: U.S. Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/multifuel/038401.pdf>
- Energy Information Administration. (2003). *Performance Profiles of Major Energy Producers 2001* (No. DOE/EIA-0206(01)) (pág. 133). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020601.pdf>
- Energy Information Administration. (2004). *Performance Profiles of Major Energy Producers 2002* (No. DOE/EIA-0206(04)) (pág. 125). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020602.pdf>
- Energy Information Administration. (2005). *Performance Profiles of Major Energy Producers 2003* (No. DOE/EIA-0206(05)) (pág. 105). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020602.pdf>
- Energy Information Administration. (2006). Pricing Differences among Various Types of Crude Oil. Recuperado Agosto 17, 2009, a partir de http://tonto.eia.doe.gov/ask/crude_types1.html.
- Energy Information Administration. (2006a). *Performance Profiles of Major Energy Producers 2004* (No. DOE/EIA-0206(04)) (pág. 96). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020604.pdf>
- Energy Information Administration. (2006b). *Performance Profiles of Major Energy Producers 2005* (No. DOE/EIA-0206(05)) (pág. 100). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/020605.pdf>
- Energy Information Administration. (2006c). Pricing Differences Among Various Types of Crude Oil. Recuperado Agosto 17, 2009, a partir de http://tonto.eia.doe.gov/ask/crude_types1.html

- Energy Information Administration. (2007). *Performance Profiles of Major Energy Producers 2006* (No. DOE/EIA-0206(06)) (pág. 94). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020606.pdf>
- Energy Information Administration. (2008). *Performance Profiles of Major Energy Producers 2007* (No. DOE/EIA-0206(07)) (pág. 98). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/finacial/020607.pdf>
- Energy Information Administration. (2009). *Annual Energy Review 2008* (No. DOE/EIA-0384(2008)) (pág. 407). Washington, D.C: U.S. Department of Energy. Recuperado a partir de <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/pdf/aer.pdf>
- Energy Information Administration. (2009b). *Iraq*. Country Analysis Briefs (pág. 12). Energy Information Administration, U.S. Department of Energy. Recuperado a partir de <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iraq/pdf.pdf>
- Energy Information Administration. (2009c). *Performance Profiles of Major Energy Producers 2008* (No. DOE/EIA-0206(08)) (pág. 95). Washington, D.C: U.S Department of Energy. Recuperado a partir de <http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/0206%2808%29.pdf>
- Energy Information Administration. (n.f). Genealogy of U.S. Refiners. Recuperado a partir de <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/mergers/downstream.pdf>
- Engdahl, W. (2008). ¿Quiénes controlan el precio del petróleo? (Vance, Trad.) *Realidad Económica*. Recuperado a partir de <http://www.iade.org.ar/modules/noticias/article.php?storyid=2428>
- Epstein, G. A. (2005). *Financialization and the World Economy*. Massachusetts, USA: Edward Elgar Publishing.
- Ernst & Young. (2008). *Are National Oil Companies the new International Oil Companies?* (pág. 16). London, UK: Ernst & Young. Recuperado a partir de [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Are_National_Oil_Companies_the_new_International_Oil_Companies_-_new_breed_of_NOC/\\$FILE/Industry_Oil_and_Gas_Are_NOCs_the_new_IOCs.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Are_National_Oil_Companies_the_new_International_Oil_Companies_-_new_breed_of_NOC/$FILE/Industry_Oil_and_Gas_Are_NOCs_the_new_IOCs.pdf)
- Especulación (economía) - Wikipedia, la enciclopedia libre. (s.d.). *Wikipedia, la enciclopedia libre*. Recuperado Julio 9, 2010, a partir de [http://es.wikipedia.org/wiki/Especulaci%C3%B3n_\(econom%C3%ADa\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Especulaci%C3%B3n_(econom%C3%ADa))
- Etzioni, A. (2009). The Capture Theory of Regulations—Revisited [Versión electrónica]. *Society*, 46(4), 319-323. doi:[10.1007/s12115-009-9228-3](https://doi.org/10.1007/s12115-009-9228-3)
- European Commission. (s.d.). Energy: EU Crude oil imports. *European commission: Market observatory*. Recuperado Septiembre 25, 2010, a partir de http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/import_export_en.htm
- Falola, T., & Genova, A. (2005). *The Politics of the Global Oil Industry*. United States of America: Greenwood Publishing Group.
- Farina, J. (2006). *El concepto de renta: un análisis de su versión clásica y marxista. ¿Son aplicables a la Argentina actual?* Ponencia presentada en la VIII Reunión de Economía Mundial, Alicante, España.
- Farooq, Q. (2009). Commodity prices, interest rates and the dollar. *Energy Economics*, (31), 838-851.
- Fattouh, B. (2006, Enero 30). Spare Capacity And Oil Price Dynamics. *Middle East Economic Survey*, XLIX(5). Recuperado a partir de <http://www.mees.com/postedarticles/oped/v49n05-5OD01.htm>

- Fenton-Krysiak, T. (2007). *Agreements from Another Era: Production Sharing Agreements in Putin's Russia, 2000-2007* (Working Paper) (pág. 33). Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado a partir de <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/WPM34.pdf>
- Fernández, R. (2009). Cambios institucionales y estrategias de internacionalización en la industria petrolera rusa [Versión electrónica]. *Boletín Económico de ICE*, (2959), 9-22.
- Ferrero, V., & Rosser, M. (1994). Global Debt and Third World Development. *mtholyoke*. Recuperado Octubre 8, 2010, a partir de <http://www.mtholyoke.edu/acad/intrel/globdebt.htm>
- Festor, R., Grossin, M., Barreau, S., & Segonney, P. (2007). Investments and Costs. En N. Bret-Rouzaut & J. P. Favennec (Eds.), *Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts* (págs. 125-177). Paris, Francia: Editions Technip.
- Figuroa, E. (2006). *El comportamiento económico del mercado del petróleo*. España: Ediciones Díaz de Santos.
- Foladori, G. & Melazzi, G. (1991). *Economía de la sociedad capitalista*. Montevideo, Uruguay: Ediciones de la Banda Oriental
- Foladori, G. (1985). Los niveles de la competencia y las formas de renta. En H.M. Camaro & G. Foladori (Comps.) *Estudios sobre la teoría de la renta del suelo* (pp. 89-108). Chapingo, México: Universidad Autónoma Chapingo.
- Foladori, G. (2003). El metabolismo en la naturaleza. En V. H. Palacio-Muñoz & D. Debrott-Sánchez (Eds.), *Teoría de la renta y recursos naturales* (Primera., págs. 1-18). Chapingo, México: Universidad Autónoma de Chapingo.
- Fregoso, J. (2009, Julio 30). Petroprecios, ¿hacia la estabilización? *CNN Expansión*. Recuperado Agosto 23, 2010, a partir de <http://www.cnnexpansion.com/expansion/2009/07/29/petroprecios-hacia-la-estabilizacion>
- García, J. L. (1988). México ante el desequilibrio petrolero internacional. En A. Bonilla (Coord.), *Mercado internacional del petróleo: problemas y enfoques nacionales* (págs. 49-64). México, DF: Instituto de Investigaciones Económicas-UNAM y Ediciones de Cultura Popular, S.A.
- García, M & Ronquillo, G. (2005). *Estados Unidos, petróleo y geopolítica: las estrategias petroleras como un instrumento de reconfiguración geopolítica*. México, DF: Plaza y Valdés, S. A. de C.V.
- Gas Prices: How are they really set?* (2002). (pág. 721). Washington, D.C. Recuperado a partir de http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=107_senate_hearings&docid=f:80298.pdf
- Giordano, E. (2002). *Las guerras del petróleo: geopolítica, economía y conflicto*. Antrazyt. Barcelona: Icaria Editorial, S.A.
- Glasby, G. P. (2006). Abiogenic Origin of Hydrocarbons: An Historical Overview, [Versión electrónica], *Resource Geology*, 56(1), 85-98.
- González, S., & Mascareñas, J. (1999). La globalización de los mercados financieros. *Noticias de la Unión Europea*, (172), 25-38.
- Greenpeace. (2010). *Koch Industries: la oscura financiación del negacionismo climático*. Madrid, España: Greenpeace España. Recuperado a partir de <http://www.greenpeace.org/raw/content/espana/reports/100421-2.pdf>
- Guerrero, L. G. (2009). Economía de la refinación, [Versión electrónica]. *Economía Informa*, (359), 112-124.
- Guillén, A. (2007). *Mito y realidad de la globalización neoliberal*. México, D.F: Miguel Ángel Porrúa y Universidad Autónoma Metropolitana.

- Guillén, A. (2009). Crisis global: de las hipotecas a la recesión generalizada. *Ola Financiera*, (3), 57-93.
- Guirauden, D. (2007). Legal, Fiscal and Contractual Framework. En N. Bret-Rouzaut & J. Favennec (Eds.), *Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts* (págs. 179-218). Paris, Francia: Editions Technip.
- Guttman, R. (2009). Introducción al capitalismo conducido por las finanzas. *Ola Financiera*, (2), 20-56.
- Henni, A. (2010, Junio 9). Why IOCs are fleeing downstream business. *Arabian Oil and Gas*. Recuperado Agosto 1, 2010, a partir de <http://www.arabianoilandgas.com/article-7436-analysis-why-iocs-are-fleeing-downstream-business/>
- Hernández-Vigueras, J. (2008). Los precios del petróleo en los mercados globales, financiarizados y opacos. Recuperado a partir de <http://www.rebellion.org/docs/69940.pdf>
- Hirsch, R. L., Bezdek, R., & Wendling, R. (2005). *Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation, & Risk Management* (pág. 91). U.S Department of Energy. Recuperado a partir de http://www.netl.doe.gov/publications/others/pdf/Oil_Peaking_NETL.pdf
- Hotelling, H. (1931). The Economics of Exhaustible Resources. [Versión electrónica]. *The Journal of Political Economy*, 2, 137-175
- Hoyos, C. (2007, Marzo 11). The new Seven Sisters: Oil and Gas Giants Dwarf Western Rivals. *Financial Times*. Recuperado Mayo 15, 2008, a partir de <http://www.ft.com/cms/s/2/471ae1b8-d001-11db-94cb-000b5df10621.html>
- Ibañez, J. (2002). *Poder y autoridad en las relaciones internacionales: el control del comercio electrónico internacional*. Tesis de Doctorado, Universitat Pompeu Fabra.
- Ibarra, D. (2005). *Ensayos sobre economía mexicana*. México, DF. Fondo de Cultura Económica
- International Energy Agency (2003). *World Energy Investment Outlook 2003* (pág. 570). Paris, Francia: OECD/IEA.
- International Energy Agency (2004). *World Energy Outlook 2004* (pág. 570). Paris, Francia: OECD/IEA.
- International Energy Agency (2008a). *Oil Market Report: Annual Statistical Supplement for 2007* (pág. 42). Paris, Francia: OECD/IEA.
- International Energy Agency (IEA). (2008). *World Energy Outlook 2008* (pág. 569). Paris, Francia: OECD/IEA.
- International Energy Agency. (2005). *Resources to Reserves: Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future*. Paris, Francia: OECD/IEA.
- International Energy Agency. (2008b). *World Energy Outlook 2008* (pág. 569). Paris, Francia: OECD/IEA.
- International Monetary Fund. (2007). *Guide on Resource Revenue Transparency (2007)* (pág. 65). Washington, D.C: International Monetary Fund.
- Ivanhoe, L. (1997). King Hubbert-Updated. *Hubber Center Newsletter*, 1(97), 1-8.
- Jaime E. Luyo. (2009). El Shock del precio del petróleo en el 2008. *Contribuciones a la Economía*, 1-10.
- Jalife-Rahme, A. (2006). *Los cinco precios del petróleo*. Buenos Aires, Argentina: Cadmo & Europa.
- Jalife-Rahme, A. (2009). La Jornada: Bajo la Lupa. Recuperado Octubre 17, 2009, a partir de <http://www.jornada.unam.mx/2009/08/05/index.php?section=opinion&article=02001pol>

- Jickling, M. (2008). *The Enron Loophole* (Report No. RS22912). Congress Report (pág. 6). Washington, D.C: Department of State. Recuperado a partir de <http://fpc.state.gov/documents/organization/107208.pdf>
- Johnston, D. (2008). Changing fiscal landscape. *Journal of World Energy Law & Business [Versión electrónica]*, 1(1), 31-54.
- Juhasz, A. (2008). *The Tyranny of Oil: The World's Most Powerful Industry--and What We Must Do to Stop It*. New York, NY: Harper Collins.
- Karl, T. L. (2007). *Oil-Led Development: Social, Political, and Economic Consequences* (Working Paper No. 80) (pág. 34). Stanford, CA: CDDRL, Universidad de Stanford. Recuperado a partir de http://iis-db.stanford.edu/pubs/21537/No_80_Terry_Karl_-_Effects_of_Oil_Development.pdf
- Kennedy., R. F. (2010, Mayo 5). Sex, Lies and Oil Spills. *The Huffington Post*. Recuperado Junio 29, 2010, a partir de http://www.huffingtonpost.com/robert-f-kennedy-jr/sex-lies-and-oil-spills_b_564163.html?view=screen
- Klare, M. (2001b). La nueva geografía de los conflictos internacionales. Recuperado Octubre 27, 2008, a partir de <http://www.foreignaffairs-esp.org/20010601faenespessay5547/michael-t-klare/la-nueva-geografia-de-los-conflictos-internacionales.html>
- Klare, M. (2006). *Sangre y petróleo: peligros y consecuencias de la dependencia del crudo*. Barcelona: Tendencias Editores
- Klare, M. T. (2002). *Resource Wars: The New Landscape of Global Conflict*. New York, NY: Henry Holt and Company, LLC.
- Klein, N. (2007, Junio 25). El boom petrolero de Iraq. *Bitácora Almendrón*. Recuperado Agosto 20, 2010, a partir de <http://www.almendron.com/tribuna/16091/el-boom-petrolero-de-iraq/>
- Knight, R. (2001). Expanding Petroleum Production in Africa. Recuperado a partir de <http://richardknight.homestead.com/files/oilacas.pdf>
- Kochhar, K., Ouliaris, S., & Samiei, H. (2005). *What Hinders Investment in the Oil Sector?* (pág. 8). International Monetary Fund. Recuperado a partir de <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2005/022205a.pdf>
- Kohl, W. L. (2002). OPEC behavior, 1998–2001 [Versión electrónica], *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 42, 209–233.
- KPMG. (2008). *Oil Company Reporting on Alternative Energy Diversification*. Energy and Natural Resources (pág. 56). Paris, Francia: KPMG. Recuperado a partir de http://www.kpmg.com/BE/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Documents/Oil_Company_Reporting_on_Alternative_Energy_Diversification.pdf
- KPMG. (2009). *The National Oil Company Investment Challenge*. Energy and Natural Resources (pág. 23). United Kingdom: KPMG International. Recuperado a partir de <http://www.kpmg.com/ES/es/ActualidadNovedades/ArticulosyPublicaciones/Documents/NOCInvestmentChallengeAugust2009.pdf>
- Labban, M. (2008). *Space, Oil and Capital*. New York, NY: Routledge.
- Laurent, É. (2007). *La cara oculta del petróleo*. España: Editorial Arcopress.
- Lopez, V. (2007). Hydrocarbon reserves. En N. Bret-Rouzaut & J. Favennec (Eds.), *Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts* (págs. 97-123). Paris, Francia: Editions Technip.
- Levy, N. (2010). Innovación financiera y crecimiento económico. *Ola Financiera*, (5), 69-98.

- Lobo, A., & Marcel, V. (2008). *Key Issues for Rising National Oil Companies*. Energy and Natural Resources (pág. 23). United Kingdom: KPMG International. Recuperado a partir de <http://www.kpmg.fi/Binary.aspx?Section=174&Item=4776>
- López-Sherman, D. (2004). *Análisis de la evolución del Mercado de Derivados como medio de protección contra el riesgo*. Universidad de las Américas, San Andrés Cholula, Puebla. Recuperado a partir de http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lat/lopez_s_de/indice.html
- Lovell, B. (2009, Noviembre 5). Challenged by Carbon: The Oil Industry and Climate Change - Times Online. Recuperado Mayo 25, 2010, a partir de <http://www.timesonline.co.uk/tol/news/science/eureka/article6888644.ece?token=null&offset=0&page=1>
- Lynch, M. C. (2004). *The New Pessimism about Petroleum Resources: Debunking the Hubbert Model (and Hubbert Modelers)*. Presented at the American Geophysical Union, Fall Meeting 2004, San Francisco, CA. Recuperado a partir de <http://www.energyseer.com/NewPessimism.pdf>
- Lynch, M.C.. (2002). Forecasting oil supply: theory and practice [Versión electrónica]. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, (42), 373-389.
- Mabro, R. (2007). El nacionalismo petrolero, la industria del petróleo y la seguridad energética. Recuperado a partir de http://www.realinstitutoelcano.org/analisis/ARI2007/ARI114-2007_Mabro_nacionalismo_petrolero.pdf
- Macalister, T. (2009, Noviembre 9). Key oil figures were distorted by US pressure, says whistleblower. *The Guardian*. Recuperado Mayo 29, 2010, a partir de <http://www.guardian.co.uk/environment/2009/nov/09/peak-oil-international-energy-agency>
- Macalister, T. (2010, Abril 11). US military warns oil output may dip causing massive shortages by 2015. Recuperado Mayo 25, 2010, a partir de <http://www.guardian.co.uk/business/2010/apr/11/peak-oil-production-supply>
- Macalister, T., & Monbiot, G. (2008, Diciembre 15). Global oil supply will peak in 2020, says energy agency. *The Guardian*. Recuperado Mayo 29, 2010, a partir de <http://www.guardian.co.uk/business/2008/dec/15/global-oil-supply-peak-2020-prediction>
- Machinea, J. L. (2009). La crisis financiera internacional: su naturaleza y los desafíos de política económica [Versión electrónica]. *Revista CEPAL*, (97), 33-56.
- Mackenzie, K. (2010, Abril 1). A new era for GoM deepwater oil, and what it says about the majors' strategy. *Financial Times*. Recuperado Septiembre 3, 2010, a partir de <http://blogs.ft.com/energy-source/2010/04/01/a-new-era-for-gom-deepwater-oil-and-what-it-says-about-the-majors-strategy/>
- Manzo, R., & Carmona, R. (2004). ¿Seguirá siendo el WTI el crudo marcador del mercado petrolero? *Energía a debate*. Recuperado Octubre 10, 2010, a partir de http://www.energiaadebate.com/Articulos/Octubre%202004/raul_manzo_roberto_carmona.htm
- Marcel, V. (2006). *Oil Titans: National Oil Companies in the Middle East*. Baltimore, USA: Brookings Institution Press.
- Martin-Amouroux, J. (2006). ¿Llegó a su fin la edad de oro de las energías fósiles?, [Versión electrónica], *Economía Informa*, (340), 8-22.
- Martinussen, J. (1997). *Society, State and Market*. London, United Kingdom: Zed Books.
- Marx, K. (1980). *Teorías sobre la plusvalía*. México, D.F: Fondo de Cultura Económica.
- Marx, K. (1991). *El capital* (Tomo 3, Vol. 8). México, D.F: Siglo Veintiuno Editores S.A.

- Maugeri, L. (2006). *The Age of Oil: The Mythology, History, and Future of the World's Most Controversial Resource*. CT, United States of America: Praeger Publishers.
- McCool, T. (2007). *Energy Markets: Mergers and Other Factors that Influence Gasoline Prices* (pág. 18). Washington, D.C. Recuperado a partir de <http://www.gao.gov/new.items/d07894t.pdf>
- Melgar, L. & Velasco, E. (2007). Seguridad energética. Reflexión en torno a los retos y las alternativas para México. Extraído el 6 de Agosto, 2007, de <http://www.offnews.info/verArticulo.php?contenidoID=8836>
- Mommer, B. (2003). *Global Oil and the Nation State*. Oxford: Oxford University Press
- Monbiot, G. (2008, Diciembre 15). When will the oil run out? *George Monbiot's*. Recuperado Mayo 29, 2010, a partir de <http://www.guardian.co.uk/business/2008/dec/15/oil-peak-energy-iea>
- Monge, Y. (2010, Junio 15). Dramático incremento del crudo fugado en el Golfo. *El País*. Recuperado Junio 28, 2010, a partir de http://www.elpais.com/articulo/sociedad/Dramatico/incremento/crudo/fugado/Golfo/elpepusoc/20100615elpepusoc_2/Tes
- Mooney, C. (2005). Some Like It Hot. *Mother Jones*. Recuperado Junio 24, 2010, a partir de <http://motherjones.com/environment/2005/05/some-it-hot>
- Mora, M., & Beramendi, M. (2009, Junio 6). El petróleo complica la salida de la crisis, espoleado por la especulación. *La Voz de Galicia*. Recuperado Julio 21, 2010, a partir de http://www.lavozdegalicia.es/dinero/2009/06/12/0003_7779340.htm
- Moratoria a perforaciones petroleras en EEUU generará gran pérdida empleos. (2010, Agosto 21). *La Tercera*. Recuperado Septiembre 26, 2010, a partir de <http://latercera.com/noticia/negocios/2010/08/655-285695-9-moratoria-a-perforaciones-petroleras-en-eeuu-generara-gran-perdida-empleos.shtml>
- Morgan Stanley alquiló un superpetrolero para acopiar crudo - *InvertirOnline.com*. (2009, Enero 19). *InvertirOnline*. Recuperado Septiembre 7, 2010, a partir de http://www.invertironline.com/contenido/noticias_corporativas/articulo_nc.asp?id_research=91011
- Mouawad, J. (2009, Abril 8). Oil Companies Reluctant to Follow Obama's Green Lead. *The New York Times*. Recuperado Junio 25, 2010, a partir de <http://www.nytimes.com/2009/04/08/business/energy-environment/08greenoil.html?pagewanted=print>
- Mouawad, J. (2010, Junio 4). Oil Innovations Pump New Life Into Old Wells. *New York Times*. Recuperado Junio 4, 2010, a partir de http://www.nytimes.com/2007/03/05/business/05oil1.html?pagewanted=1&_r=1
- Myers-Jaffe, A., & Soligo, R. (2007). *The International Oil Companies*. The Changing Role of National Oil Companies in the International Energy Markets. Houston, TX.: James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University. Recuperado a partir de http://www.rice.edu/energy/publications/docs/NOCs/Papers/NOC_IOCs-Jaffe_Soglio.pdf.
- Nadal, A. (2006). Prólogo. En A. Nadal & F. Aguayo (Eds.), *Experiencias de crisis y estrategias de desarrollo: autonomía económica y globalización* (1º ed., pág. 549). México, D.F: El Colegio de México.
- Nadal, A. (2007, Febrero 28). Nueva Ley Petrolera en Irak. *La Jornada*. Recuperado Agosto 16, 2010, a partir de <http://www.jornada.unam.mx/2007/02/28/index.php?section=opinion&article=023a1eco>
- Noreng, O. (2003). *El poder del petróleo: la política y el mercado del crudo*. Buenos Aires, Argentina: Editorial El Ateneo.

- Office of the Press Secretary. (2010, Junio 15). Remarks by the President to the Nation on the BP Oil Spill. *The White House*. Recuperado Junio 30, 2010, a partir de <http://www.whitehouse.gov/the-press-office/remarks-president-nation-bp-oil-spill>
- Olabe, A. (2008). Geopolítica del cambio climático: la alteración del clima de la Tierra como problema de seguridad global. Recuperado a partir de <http://www.naider.com/upload/Cambio%20climatico%20ensayo.pdf>
- Olmedo, J. (2010, Abril 19). Alcanza ExxonMobil el nivel de perforación más largo del mundo. *El Herald de Tabasco*. Recuperado Abril 20, 2010, a partir de <http://www.oem.com.mx/elheraldodetabasco/notas/n1601870.htm>
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2004). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2009* (pág. 130). Vienna, Austria: OPEC. Recuperado a partir de http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2003.pdf
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2007). *Monthly Oil Market Report* (pág. 56). Vienna, Austria: Organization for the Petroleum Exporting Countries. Recuperado Marzo 15, 2008, a partir de <http://www.opec.org/home/Monthly%20Oil%20Market%20Reports/2007/pdf/MR122007.pdf>
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2007a). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2003* (pág. 136). Vienna, Austria: OPEC. Recuperado a partir de http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2003.pdf
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2007b). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2006* (pág. 136). Vienna, Austria: OPEC. Recuperado a partir de http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2006.pdf
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2008). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2008* (pág. 136). Vienna, Austria: OPEC. Recuperado a partir de http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2006.pdf
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2008). *OPEC Monthly Oil Market Report* (pág. 72). Vienna, Austria: OPEC. Recuperado a partir de http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MR112008.pdf
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2010). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2009* (pág. 103). Vienna, Austria: OPEC. Recuperado a partir de http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2009.pdf
- Orwell, G. (2006). *Black Gold: The New Frontier in Oil for Investors*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Palazuelos, E. (2010). The role of transnational companies as oil suppliers to the United States [Versión electrónica]. *Energy Policy*, (38), 4064-4075.
- Paliashvili, I. (1998). PRESENTATION OF THE CONCEPT OF SHARING OF PRODUCTION. Recuperado Octubre 22, 2010, a partir de http://www.rulg.com/documents/The_Concept_of_Production_Sharing.htm
- Parra, E. (2003). *Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios*. Madrid, España: Ediciones Akal, S.A
- PEMEX. (2007). Las Preguntas y Respuestas más frecuentes de Pemex Exploración y Producción. *Petróleos Mexicanos: exploración y producción*. Recuperado Agosto 26,

- 2010, a partir de
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=137&catID=12022>
- Petrobras reúne US\$70.000M en la mayor oferta de acciones de la historia. (2010, Septiembre 24). *América Economía*. Recuperado Septiembre 26, 2010, a partir de
<http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/petrobras-reune-us70000-millones-en-la-mayor-oferta-de-acciones-de-la-historia>
- Phillips, K. (2006). *American Theocracy: The Peril and Politics of Radical Religion, Oil, and Borrowed Money in the 21st Century*. New York, NY: Penguin Group. Inc.
- Pindyck, R.S. & Rubenfield, D.L.(2001). *Microeconomía*. Madrid, España: Pearson Educación, S.A.
- Pittaluga, L. (1999). *La industria petrolera: algunas consideraciones sobre su estructura de mercado* (Documento de Trabajo No. 5/99). Documentos de Trabajo (págs. 1-49). Uruguay: Universidad de la República. Recuperado a partir de
<http://www.iecon.cee.edu.uy/publicaciones/DT5-99.pdf>
- Pozzi, S. (2010a, Julio 16). EE.UU. aprueba la reforma financiera. *Edición 27/02*. Recuperado Julio 22, 2010, a partir de <http://edicion2702.blogspot.com/2010/07/estados-unidos-aprueba-la-reforma.html>
- Pozzi, S. (2010b, Julio 18). Cambio de reglas en Wall Street. *El País*. Recuperado Julio 21, 2010, a partir de
http://www.elpais.com/articulo/primer/plano/Cambio/reglas/Wall/Street/elpepuecon/20100718elpneglse_2/Tes
- Preocupante informe sobre el derrame. (2010, Junio 29). *El Diario de Yucatán*. Recuperado Junio 29, 2010, a partir de
[http://www.yucatan.com.mx/noticia.asp?cx=99\\$3403000000\\$4332552&f=20100629](http://www.yucatan.com.mx/noticia.asp?cx=99$3403000000$4332552&f=20100629)
- Quiroga, G. C. (2009). China, 30 años de crecimiento económico [Versión electrónica]. *Anuario Jurídico y Económico Escurialense*, (52), 463-480.
- Ramírez, J. (2009). Escasez o agotamiento del petróleo: una visión desde los Contratos de Futuros [Versión electrónica]. *Economía Informa*, (359), 125-137.
- Ricardo, D. (1959/1985). *Principios de economía política y tributación* (1ª Reimpresión). México, D.F.: Fondo de Cultura Económica.
- Robelius, F. (2007). *Giant Oil Fields – The Highway to Oil. Giant Oil Fields and Their Importance for Future Oil Production*. Tesis de Doctorado, Uppsala University.
- Roberts, P. (2004). *El fin del petróleo*. Barcelona: Ediciones B, S.A.
- Rodríguez-Padilla, V. (1991). Sovereignty Over Petroleum Resources: The End of an Era? *Energy Studies Review*, 3(2), 106-123.
- Rodríguez-Padilla, V. (2003). *Petróleo y nacionalismo* (Manuscrito no publicado). México, DF: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Rodríguez-Padilla, V. (2007). Petronacionalismo. *Energía hoy*, (37), 24-25.
- Rojas, J. A. (2007, Octubre 14). Renta petrolera y mercado mundial de dinero. *La Jornada*. Recuperado Mayo 15, 2008, a partir de <http://www.jornada.unam.mx/2007/10/14/index.php?section=opinion&article=024a1eco>
- Rojas-Nieto, J. A. (2009, Mayo 24). La marcha del mercado petrolero. *La Jornada*. Recuperado Mayo 25, 2009, a partir de
<http://www.jornada.unam.mx/2009/05/24/index.php?section=opinion&article=029a1eco>
- Rojas-Nieto, J. A. (2009, Septiembre 1). Petróleo y mercados financieros. Recuperado Septiembre 30, 2010, a partir de
<http://www.correntroig.org/spip.php?article998&lang=ca>

- Rousseau, I. (2006). Introducción. En I. Rousseau (Ed.), *¿Hacia la integración de los mercados petroleros en América?* (págs. 9-19). México, DF: El Colegio de México.
- Ruiz-Caro, A. (2001). *El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional* (No. LC/L.1514-P). Recursos naturales e infraestructura (pág. 57). Santiago, Chile: Comisión Económica para América Latina. Recuperado a partir de <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/2/6572/LCL1514-P-E.pdf>
- Sample, I. (2007, Julio 2). Scientists offered cash to dispute climate study. *The Guardian*. Recuperado Junio 25, 2010, a partir de <http://www.guardian.co.uk/environment/2007/feb/02/frontpagenews.climatechange>
- Sampson, A. (1977). *Las siete hermanas: las grandes compañías petroleras y el mundo que han creado*. Barcelona: Ediciones Grijalbo.
- Saniere, A., Serbutoviez, S., & Silva, C. (2009). *Investments in Exploration-Production and Refining 2009* (pág. 38). Rueil.Malmaison, Francia: Institut Français du Pétrole. Recuperado a partir de <http://www.ifpenergiesnouvelles.com/information-publications/etudes-disponibles>
- Sarialioglu-Hayali, A. (2010). La crisis financiera global de los noventa bajo la sombra de los derivados financieros. *Ola Financiera*, (6), 105-142.
- Sarkis, N. (2005). Hacia una nueva crisis petrolera. En *Crisis energética: ¿Un mundo sin petróleo?*, Le Monde Diplomatique. Santiago, Chile: Aún creemos en los sueños.
- Saxe-Fernández, J. (1980). *Petróleo y estrategia: México y Estados Unidos en el contexto de la política global*. México, DF: Siglo XXI editores, S.A.
- Saxe-Fernández, J. (2002). *La compra-venta de México*. México, DF: Plaza & Janés
- Saxe-Fernández, J. (2006). *Terror e imperio: la hegemonía política y económica de Estados Unidos*. México, DF: Random House Mondadori, S.A de C.V.
- Scotland, M. (2009, Mayo 14). Top 10 National Oil Companies by production. *Arabian Oil and Gas*. Recuperado Septiembre 24, 2010, a partir de <http://www.arabianoilandgas.com/article-5460-top-10-national-oil-companies-by-production/1/print/>
- Secretaría de Energía (SENER). (2007). *Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2007-2016* (pág. 142). México, D.F.: Secretaría de Energía de México. Recuperado a partir de http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20Petroleo%20Crudo%20Finas.pdf
- Serbutoviez, S., & Silva, C. (2008). *The Oil and Oil Services Industry: International Context 2008* (pág. 83). Institut Français du Pétrole. Recuperado a partir de <http://www.ifp.com/information-publications/etudes-disponibles>
- Slocum, T. (2007). *Gasoline Prices, Oil Company Profits, and the American Consumer* (pág. 26). Washington, D.C. Recuperado a partir de <http://energycommerce.house.gov/images/stories/Documents/Hearings/PDF/110-oi-hrg.052207.Slocum-Testimony.pdf>
- Smil, V. (2008). *Oil: A Beginner's Guide*. Oxford, England: Oneworld Publications.
- Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. (2007). *Los tipos de petróleo*. Informe quincenal de la snmpe (pág. 3). Lima, Peru: Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. Recuperado Agosto 16, 2009, a partir de http://www.snmpe.org.pe/pdfs/Informe_Quincenal/EEES-IQ-52-2007-JL.pdf
- Sorrell, S., Speirs, J., Bentley, R., Brandt, A., & Miller, R. (2009). *Global Oil Depletion: An Assessment of the Evidence for a Near-Term Peak in Global Oil Production* (pág. 198). London, United Kingdom: UK Energy Research Center. Recuperado a partir de <http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-index.php?page=Global+Oil+Depletion>

- Soto, A. (2007). *Asia Central en el fluido horizonte geoestratégico de la UE* (Documento de Trabajo) (pág. 17). Real Instituto Elcano. Recuperado a partir de http://www.realinstitutoelcano.org/documentos/DT29-2007_Soto_Asia_Central_UE.pdf
- Soto, R. (2010a). *Especulación e innovación financiera: mercado de derivados y consecuencias macroeconómicas en México*. México, D.F: Miguel Ángel Porrúa y Universidad Nacional Autónoma de México.
- Soto, R. (2010b). Financiarización y formación de precios en commodities. *Manuscrito enviado para publicación*.
- Stevens, P. (2005). Oil Markets [Versión electrónica] *Oxford Review of Economics Policy*, 21, 10-42.
- Stevens, P. (2008). National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East: Under the Shadow of Government and the Resource Nationalism Cycle [Versión electrónica]. *Journal of World Energy Law & Business*, 1(1), 5-30.
- Stevens, P. (2009). *The Coming Oil Supply Crunch* (pág. 42). London, United Kingdom: Chatham House. Recuperado a partir de http://www.chathamhouse.org.uk/files/11937_0808oilcrunch.pdf
- Strange, S. (1994). *States and Markets* (2º ed.). London, United Kingdom: Pinter Publishers.
- Strange, S. (1996). *The Retreat of the State: The Diffusion of Power in the World Economy*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- Strange, S. (2002). Towards a Theory of Transnational Empire, 1989. En R. Tooze & C. May (Eds.), *Authority and Markets: Susan Strange's Writings on International Political Economy* (págs. 121-140). New York, NY: Palgrave Macmillan.
- Tablada, C., & Hernández, G. (2003). *Petróleo, poder y civilización*. Panamá, Panamá: Ruth Casa Editorial; La Habana, Cuba: Ciencias Sociales; Bogotá, Colombia: Ediciones desde abajo.
- Tanzer, M & Zorn, S. (1985). *Energy Update: Oil in the Late Twentieth Century*. New York, N.Y.: Monthly Review Press
- Tanzer, M. (1974). *The Energy Crisis: World Struggle for Power and Wealth*. New York, NY, London: Monthly Review Press.
- Thomas I. Palley. (2007). *Financialization: What it is and Why it Matters* (Working Paper) (pág. 38). Amherst, Massachussetts: University of Massachussetts. Recuperado a partir de http://www.peri.umass.edu/fileadmin/pdf/working_papers/working_papers_151-200/WP153.pdf
- U.S Census Bureau. (2008). *Quarterly Financial Report for Manufacturing, Mining and Trade Corporations: 2008* (No. Quarter 4). Series QFR/08-Q4. Washington, D.C: U.S Department of Commerce.
- Una de las mayores petroleras del mundo paga científicos para cuestionar el informe sobre el cambio climático. (2007, Febrero 2). *20minutos.es*. Recuperado Junio 24, 2010, a partir de <http://www.20minutos.es/noticia/198037/0/american/guardian/informe/>
- Underhill, G. R. D. (2000). State, Market, and Global Political Economy: Genealogy of an (Inter-?) discipline, [Versión electrónica], *International Affairs*, 76(4), 805-824.
- US-China Economic and Security Review Commission. (2006). *China's overseas investments in oil and gas production* (pág. 26). New York, NY: Eurasia Group. Recuperado a partir de http://www.uscc.gov/researchpapers/2006/oil_gas.pdf
- Valera, J. L. (2007, Diciembre 3). Changing oil and gas fiscal and regulatory regimes in Latin America. *Oil & Gas Journal*, 4.

- Vargas-Suárez, R. (2009). La propuesta energética de Obama. *Energía a debate*. Recuperado Septiembre 24, 2010, a partir de <http://www.energiaadebate.com/Articulos/Enero2009/VargasEne09.htm>
- Vélez, A. M. (2009, Junio 20). La especulación vuelve al mercado del petróleo. *Público.es*. Recuperado Agosto 23, 2010, a partir de <http://www.publico.es/dinero/233686/especulacion/vuelve/mercado/petroleo>
- Vivoda, V. (2007). Major Anglo-American international oil companies and Iraq: big oil's 'promised land' or reality check? [Versión electrónica]. *Flinders Journal of History and Politics*, 24, 85-109.
- Vivoda, V. (2007b). Resource Nationalism, Bargaining and International Oil Companies: Challenges and Change in the New Millennium. Recuperado a partir de http://aie.org.au/Content/NavigationMenu/OilGasSIG/InterestingUsefulArticles/ISA09_Vivoda.pdf
- Vivoda, V. (2009). Diversification of oil import sources and energy security: A key strategy or an elusive objective? *Energy Policy*, (37), 4615-4623.
- Watkins, G. (2006). Oil scarcity: What have the past three decades revealed? [Versión electrónica]. *Energy Policy*, (34), 508-514.
- Webb, T. (2006, Julio 16). Lack of offshore rigs pumps up oil prices. *nzherald*. Recuperado Agosto 25, 2010, a partir de http://www.nzherald.co.nz/business/news/article.cfm?c_id=3&objectid=10391515
- Woods, N. (2001). International Political Economy in an Age of Globalization. Recuperado Julio 26, 2009, a partir de <http://www.globaleconomicgovernance.org/wp-content/uploads/IPE%20in%20an%20age%20of%20globalization.PDF>.
- World Bank. (2009). *The Petroleum Sector Value Chain, 2009* (Working Draft) (pág. 33). Washington, D.C. Recuperado a partir de http://siteresources.worldbank.org/INTOGMC/Resources/noc_chapter_1.pdf
- Wray, L. R. (2009). Financiarización y burbuja especulativa en materias primas. (A. Chapoy, Trad.) *Ola Financiera*, (3), 80-103.
- Yergin, D. (1993). *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power*. London, Great Britain: Pocket Books.
- Yi Da. (2001, Septiembre). La Corporación (Grupo) Petroquímica de China en rápido desarrollo. Recuperado Octubre 15, 2010, a partir de <http://www.chinatoday.com.cn/hoy/2k1/hoy9/500.htm>
- Zittel, W., & Schindler, J. (2007). *Crude Oil: The Supply Outlook* (Borrador Final No. 3). EGW (pág. 101). Energy Watch Group. Recuperado a partir de <http://www.energywatchgroup.org>