

01190



DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Facultad de Ingeniería

LA CONSOLIDACION DE LAS COMPAÑIAS PETROLERAS
NACIONALES DE LOS PAISES EXPORTADORES DE
PETROLEO ANTE EL NUEVO CONTEXTO INTERNACIONAL.

TESIS DOCTORAL

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA

FACULTAD DE INGENIERIA
DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER
EL GRADO DE
DOCTOR EN INGENIERIA

Sergio Martín Galina Hidalgo

CIUDAD UNIVERSITARIA

2000

284386



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Indice

Resumen 1

Abstract 2

Introducción 3

Capítulo 1.- El Nuevo Contexto Petrolero 12

La Caída del Socialismo y el Surgimiento de la Nueva Derecha 12

El Cambio en la Industria Petrolera 13

Los Protagonistas de la Industria Petrolera Internacional 14

Las Hermanas 14

El Ingreso de las Independientes 15

La Creación de la OPEP como Detonador del Surgimiento de las CPNs 16

El Análisis del Nuevo Contexto Petrolero 18

¿Qué es el Petróleo? 19

Historia del Comercio Petrolero 20

Segunda Mitad del Siglo XIX (1853-1899) 20

Primera Mitad del Siglo XX (1900-1949) 23

Segunda Mitad del Siglo XX (1950-1999) 25

El Petróleo en el Nuevo Milenio 28

Factores Económicos 29

Factores Ambientales 29

Factores Físicos y Tecnológicos 30

Factores Políticos 30

Las Estrategias de las Multinacionales 32

1970-1985 32

1986- 2000 34

La Reintegración como Estrategia 36

Clasificación de las Principales Compañías Multinacionales 37

Tendencia hacia la Privatización 38

Conclusiones del Capítulo 40

Capítulo 2.- Las Compañías Petroleras Nacionales en la Industria Petrolera Internacional 42

Multinacionales o Petroleras Nacionales 42

Empresas Públicas o Estatales 42

Tipos de Empresas Estatales 43

Compañías Petroleras Nacionales 44

Países Productores, Exportadores e Importadores 46

Clasificación de la CPNs 51

Jerarquía entre las CPNs 51

Casos de Estudio 57

Importancia de las CPNs Seleccionadas 57

Nioc: Compañía Nacional Petrolera Irani 58

Pdvsa: Petróleos de Venezuela 60

Pemex: Petróleos Mexicanos 61

Saudi Aramco: Compañía Petrolera de Arabia Saudita 63

Adnoc: Compañía Nacional de Abu Dhabi 64

KPC: Compañía Petrolera Kuwaiti 65

NNPC: Compañía Petrolera Nacional de Nigeria 66

Pertamina 67

Sonatrach 68

Statoil 69

Conclusiones del Capítulo 70

Capítulo 3.- El Origen de la Empresa Estatal 71

El Negocio Petrolero 71

¿Por Qué CPNs? 72

Estado vs. Compañía Multinacional 73

El Nuevo Estado 75

Antecedentes Históricos del Establecimiento de la Industria Petrolera en los Países del Estudio 76

Arabia Saudita 76

Irán 79

Venezuela 82

Argelia 83

Emiratos Arabes Unidos 85

Nigeria 88

Noruega 89

Génesis de las Compañías Petroleras Nacionales 90

Condiciones Domésticas o Internas 92

Gobierno Fortalecido 92

Presión de Grupos de Poder o Elites 93

Nacionalismo 93

Existencia de Metas Políticas Nacionales 94

Maximización de Ganancias 94

Condiciones Internacionales o Externas 94

Compañías Multinacionales Debilitadas 94

Poca Dependencia de Parte del País Exportador 94

Falta de Apoyo Político de los Gobiernos de sus Países de Origen 95

El Libre Acceso a los Mercados 96

Discusión 96

Conclusiones del Capítulo 98

Capítulo 4.- La Evolución de las Compañías Petroleras Nacionales 99

La Economía Industrial 99

La Empresa 101

La Competitividad 101

La Renta 102

La Eficiencia 102

Criterios de Evaluación de una CPN 104

El Aumento en los Volúmenes de Reservas y Producción de Hidrocarburos 105

La Satisfacción de la Demanda Interna de Petrolíferos 111

Otros Objetivos de las CPNs 113

El Caso de Sonatrach 113

El Crecimiento como Indicador de la Competitividad 114

Competitividad del Sector Petrolero 117

Conclusiones del Capítulo 120

Capítulo 5.- Las Estrategias de Adaptación al Nuevo Contexto Petrolero 122

La Crisis de los Ochenta 122

El Derroche Energético 123

El Cambio ante las Nuevas Condiciones 124

Evolución y Tendencias de la Exploración y Producción de Hidrocarburos 125

Instrumentos Tradicionales de los Contratos 126

Países con Apertura 127

Venezuela 127

Argelia 131

Nigeria 133

Países con Monopolio 138

Arabia Saudita 138

México 141

Kuwait 146

Los Límites de la Apertura 148

Las Bondades de la Integración Vertical 149

La Integración Vertical de Acuerdo a las Siete Hermanas 149

Las CPNs de los Países Exportadores y su Efecto Desintegrador en los Setenta 150

La CPN y el Reto de la Reintegración Vertical de la Industria Petrolera 150

¿Ocaso o Consolidación de la CPN? 152

Conclusiones del Capítulo 152

Conclusiones 154

Bibliografía 159

Anexo 1 171

Anexo 2 174

Índice de Tablas y Figuras

- Tabla 1.1 Participación de las Multinacionales en la Industria Petrolera Internacional 16
- Tabla 1.2 Las Principales Compañías Petroleras en el 1999 17
- Tabla 1.3 Características de los Principales Tipos de Crudos 20
- Figura 1.1 Variabilidad del Precio del Petróleo por Décadas 1860-2000 22
- Figura 1.2 Precios del Crudo 24
- Figura 1.3 Precios Promedio del Petróleo por Décadas en el Siglo XX 31
- Tabla 1.4 La Desintegración de las Multinacionales 1972-1997 35
- Tabla 1.5 Impacto de las Adquisiciones y Fusiones de algunas Compañías Petroleras sobre el Grado de Integración Vertical 37
- Tabla 2.1 Clasificación de Empresas Estatales 43
- Tabla 2.2 Nombre Completo, País de Origen, y Número de Empleados de las Principales Compañías Petroleras en 1999 45
- Tabla 2.3 Países con una CPN de Importancia en 1988-1999 46
- Tabla 2.4 Principales Países por Reservas de Petróleo Crudo en 1999 47
- Figura 2.1 Principales Países por Reservas de Petróleo Crudo en 1999 47
- Tabla 2.5 Países con una Producción de más de un Millón de Barriles de Crudo al Día en 1998 48
- Figura 2.2 Principales Productores de Crudo en 1998 48
- Tabla 2.6 Países que Produjeron más de un Billón de Pies Cúbicos de Gas Natural en 1997 49
- Figura 2.3 Productores de Gas Natural en 1997 49
- Tabla 2.7 Países con Exportaciones con más de 600 mbd de Petróleo en 1996 y 1997 50
- Figura 2.4 Principales Países Exportadores de Petróleo en 1997 50
- Tabla 2.8 Indicadores *Upstream* y *Downstream* de las Principales Compañías Petroleras Nacionales en 1999 52
- Tabla 2.9 Principales CPNs por Reservas de Crudo y Condensados en 1999 53
- Tabla 2.10 Principales CPNs por Reservas de Gas y Natural en 1999 53

Tabla 2.11 Principales CPNs Productoras de Crudo y Condensados	54
Tabla 2.12 Principales CPNs Productoras de Gas Natural en 1999	55
Tabla 2.13 Principales CPNs por Capacidad de Refinación en 1999	55
Tabla 2.14 Principales CPNs por Ventas de Petrolíferos en 1999	56
Tabla 2.15 Porcentaje de las Principales Empresas Privadas y Estatales sobre el Total Mundial en 1998	57
Tabla 2.17 Características de las CPNs Analizadas	58
Tabla 2.18 Reservas y Producción de Crudo de los Países Analizados	58
Tabla 2.19 Estadísticas Operativas de Nioc en 1997	59
Tabla 2.20 Sistema de Refinación Nacional de Nioc en 1998	59
Tabla 2.21 Estadísticas Operativas de Pdvsa en 1997	60
Tabla 2.22 Sistema de Internacional de Refinación de Pdvsa en 1999	61
Tabla 2.23 Estadísticas Operativas de Pemex en 1999	62
Tabla 2.24 Sistema de Refinación Nacional de Pemex en 1998	62
Tabla 2.25 Estadísticas Operativas de Saudi Aramco en 1997	63
Tabla 2.26 Sistema de Refinación Nacional de Saudi Aramco en 1998	64
Tabla 2.27 Estadísticas Operativas de Adnoc en 1997	65
Tabla 2.28 Sistema de Refinación Nacional de Adnoc en 1998	65
Tabla 2.29 Estadísticas Operativas de KPC en 1997	65
Tabla 2.30 Sistema de Refinación Nacional de KPC en 1998	66
Tabla 2.31 Estadísticas Operativas de NNPC en 1997	66
Tabla 2.32 Sistema de Refinación Nacional de NNPC en 1998	67
Tabla 2.33 Estadísticas Operativas de Pertamina en 1997	67
Tabla 2.34 Sistema de Refinación Nacional de Pertamina en 1998	68
Tabla 2.35 Estadísticas Operativas de Sonatrach en 1997	68
Tabla 2.36 Sistema de Refinación Nacional de Sonatrach en 1998	69

Tabla 2.37 Estadísticas Operativas de Statoil en 1997	69
Tabla 2.38 Sistema de Refinación Internacional de Statoil en 1998	69
Tabla 3.1 Síntesis de las Fechas Importantes en la Industria Petrolera de los Casos de Estudio	92
Tabla 3.2 Condiciones Esquemáticas	97
Figura 4.1 Desarrollo de las Reservas de Petróleo de Arabia Saudita de 1976 a 1999	106
Figura 4.2 Reservas y Producción de Petróleo de Nioc entre 1986-1998	107
Tabla 4.1 Reservas y Producción de Petróleo Crudo en México (1938-1973)	108
Tabla 4.2 Pozos de Exploración y Desarrollo Perforados en el Periodo 1941-1964	108
Figura 4.3 Crecimiento en las Reservas de Petróleo y los Pozos Exploratorios Completados en el Periodo 1975- 1999	109
Figura 4.4 Crecimiento de la Producción de Petróleo de Pemex en el Periodo 1938-1998	109
Figura 4.5 Reservas de Pdvsa en el Periodo 1977-1999	110
Tabla 4.3 Tasa de Capacidad de Refinación sobre Producción en Arabia Saudita 1947-1997	111
Tabla 4.4 Capacidad del Sistema de Refinación Venezolano en 1976	112
Figura 4.6 Porcentaje de la Producción Mundial de Crudo en el Periodo 1987-1997	115
Figura 4.7 Porcentaje de la Producción Mundial de Gas Natural en el Periodo 1987-1997	115
Figura 4.8 Porcentaje del Total Mundial de Exportaciones de Petróleo en el Periodo 1987-1997	116
Figura 4.9 Porcentaje de la Producción Mundial de Petrolíferos en el Periodo 1987- 1997	117
Tabla 4.5 Crecimiento de Actividades y Parte del Mercado Mundial en el Periodo 1987-1997	117
Figura 4.10 Relación entre Producción y Consumo Interno de Crudo en el Periodo 1987-1997	118
Figura 4.11 Relación entre Producción y Consumo de Petrolíferos en el Periodo 1987-1997	118
Figura 4.12 Relación entre la Exportaciones y Producción de Crudo en el Periodo 1987-1997	119
Figura 4.13 Relación entre las Exportaciones y la Producción de Petrolíferos en el Periodo 1987-1997	119
Tabla 4.6 Tasa de Cobertura y Tasa de Exportación de Petróleo en algunos Países en 1997	120
Tabla 5.1 Áreas Licitadas en Septiembre de 1995 bajo el Esquema de Ganancia Compartidas	130

Tabla 5.2	Consortios Ganadores en la Licitación de Diez Areas de Campos Marginales	130
Tabla 5.3	Producción Petrolera de las Compañías Extranjeras que Operaban en Nigeria en 1997	137
Tabla 5.4	Sumario de las Principales Características de los Acuerdos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos entre Gobiernos y Compañías Privadas en Argelia, Emiratos Arabes Unidos, Nigeria y Venezuela	138
Figura 5.1	Jerarquización de Campos	142
Tabla 5.5	Principales Proyectos de Incorporación de Reservas	142
Tabla 5.6	Estimación de Montos de Inversión y Niveles de Producción en el Periodo 1996-2000	143
Tabla 5.7	Equipos de Perforación Operando en el Periodo 1990-1998	143
Tabla 5.8	Pozos Perforados en el Periodo 1990-1998	143
Tabla 5.9	Pozos Terminados en el Periodo 1990-1998	144
Tabla 5.10	Campos Descubiertos en el Periodo 1990-1998	144
Tabla 5.11	Producción de Petróleo en el Periodo 1990-1998	144
Tabla 5.12	Producción de Gas Natural en el Periodo 1990-1998	145
Tabla 5.13	Reservas de Hidrocarburos en el Periodo 1990-1998	145
Tabla 5.14	Gasto de Inversión de PEP devengado por Proyecto en el Periodo 1995-1999	146
Tabla 5.15	Producción de Petróleo en Kuwait de 1988 a 1992	147
Tabla 5.16	Participación de las Siete Hermanas en la Producción de Crudo, Venta de Petrolíferos, y Porcentaje del Mercado Mundial (1970-1997)	150
Figura 5.2	Parte Integrada por las Multinacionales y la URSS en 1970 y 1980	151
Tabla 5.17	Grado de Integración de las Principales CPNs en 1997	151
Tabla 5.18	Variación en el Grado de Integración Vertical de las CPNs en el Periodo 1988-1997	152
Tabla A2.1	Nombre Completo, País de Origen, y Número de Empleados de las Principales Compañías Petroleras en 1998	174
Tabla A2.2	CPNs con más Empleados en 1997	175
Figura A2.1	CPNs más Grandes por Número de Empleados en 1997	175

Resumen

Se propone que las compañías petroleras nacionales (CPNs) fueron creadas por condiciones coyunturales necesarias en los distintos Estados; y se discutieron estas condiciones económicas, políticas y sociales.

Mediante elementos de economía industrial se demostró su buen desempeño en el cumplimiento de objetivos y metas nacionales. Se argumentó que las CPNs han contado con una lógica y una dinámica distintas a las de las empresas multinacionales.

Actualmente, se demostró que, son piezas fundamentales de la industria internacional por el volumen de sus reservas, producción y comercialización de hidrocarburos y petrolíferos. Además, que para los países exportadores, el rol económico y político de la empresa nacional es imprescindible, por lo que dentro de las nuevas condiciones de apertura y globalización, la mayoría de las CPNs han debido adaptarse sin perder su carácter público.

Se discutieron las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, y se concluyó que, en la medida que la propia CPN cuente con autonomía financiera, es capaz de mantener y aumentar sus niveles de reservas y producción, y que, aún donde existe una apertura parcial de actividades, éstas mantienen el control de los proyectos más rentables.

Finalmente, se analizó su proceso de integración vertical, y se observó una clara tendencia en el aumento de las actividades de refinación y comercialización, por lo que se concluyó que, en general, las CPNs han logrado una mayor consolidación como empresas que les permite afrontar, con mayor ventaja, la competitividad e incertidumbre propias de la industria petrolera internacional.

Abstract

It is proposed that National Oil Companies (NOCs) were created by appropriated necessary conditions within every State; these economical, political and social conditions are discussed.

Using elements of industrial economy, their correct performance, in fulfilling objectives and national goals, is demonstrated. It is argued that NOCs have been given different logic and dynamics than the ones for multinational companies.

It is demonstrated that, today, NOCs are key elements of the international industry because of their volumes in reserves, production, and sales of oil, gas and products. And that for exporting countries, the economical and political role of the national company is essential, therefore, within the new opening and globalization conditions, most NOCs have adapted without losing their public character.

Upstream activities are discussed, and it is concluded that as long as the NOC has financial autonomy it is able to sustain and increase its reserves and production levels, and that, even where and opening of activities exists, they still operate the most profitable projects.

Finally, the vertical integration process is analyzed, and a clear tendency towards the increase of downstream activities is observed, therefore it is concluded that, in general, NOCs have achieved a greater consolidation as enterprises that allows them to face, with greater advantage, the characteristic competitiveness and uncertainty of the international oil industry.

Introducción

“As we look toward the twenty-first century, it is clear that mastery will certainly come as much from a computer chip as from a barrel of oil.”

Daniel Yergin

Sobre el estudio académico de la industria petrolera internacional existe un gran acervo de artículos científicos, ensayos, tesis profesionales y libros que versan sobre la mayor parte de los temas considerados importantes por la comunidad científica internacional, particularmente de Estados Unidos y Europa. Sin embargo, la proporción de este material dedicado al análisis de las CPNs es comparativamente pequeña, y en nuestro idioma es aún menor. Por lo anterior, el primer propósito de esta tesis es escribir un trabajo acerca de un tema relativamente poco estudiado: las Compañías Petroleras Nacionales (CPNs) de los países productores de petróleo.

La Importancia de las CPNs

Al observar la clasificación de las principales compañías petroleras del mundo hecha por la revista *Petroleum Intelligence Weekly*¹ (PIW, 1999), se puede notar que 15 de las primeras 25 son empresas parcial o totalmente propiedad estatal, incluyendo 6 de las primeras 8, por lo que se podría concluir que este tipo de empresas dominan mayoritariamente en el sector petrolero. Pero, en realidad, ¿qué tan importantes son las empresas estatales dentro de la industria petrolera internacional?, ¿cuáles son las principales características de éstas que les permiten sobresalir?, ¿qué condiciones han moldeado su desarrollo, y cuáles determinarán su futuro?

Una discusión sobre este tema es fundamental dada la siguiente lógica: los hidrocarburos son el motor del desarrollo económico de las naciones; los países que tienen el control sobre estos recursos, controlan su propio desarrollo y, en buena medida, el de otras naciones; los países productores facultan a su Compañía Petrolera Nacional con la responsabilidad de administrar y desarrollar una industria petrolera que maximice el valor estratégico de estos insumos. Luego, las CPNs son entidades de una gran influencia dentro de la evolución económica, política y social de muchos países que, a su vez, tienen la capacidad de influir el desarrollo económico y la estabilidad política mundial.

La Industria Petrolera Internacional

En las últimas dos décadas, la industria petrolera internacional ha estado sujeta a las nuevas circunstancias políticas y económicas que se han presentado en el mundo. La globalización y la apertura económica han sido los fenómenos heredados del nuevo orden impuesto por el G-7 y los

¹ La revista *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW) realiza anualmente un análisis comparativo de las 50 principales compañías petroleras en el mundo, utilizando seis criterios: reservas de petróleo, reservas de gas natural, producción de petróleo, producción de gas natural, capacidad de refinación y ventas de petrolíferos. También una vez al año, la PIW edita la publicación *Ranking the world's top oil companies*, en donde extiende el análisis a las 100 primeras compañías del mundo y presenta hasta 55 indicadores distintos para cada empresa.

organismos Bretton Woods². Pero no han sido éstos los únicos factores que han generado cambios; la industria petrolera ha debido adaptarse también a la evolución, más o menos natural, de sus propias y complejas circunstancias como sector industrial (avances tecnológicos, relación de la oferta y demanda, competencia de mercados, etc.³).

Así mismo, la importancia del petróleo en la economía internacional también se deriva de su papel crucial en las economías de algunos países. En el caso de Italia o Japón, y otros países consumidores industrializados las importaciones del petróleo pueden representar varios puntos porcentuales del PIB nacional, mientras que para los países productores, los ingresos por exportaciones pueden representar más del 40% del PIB, o más del 90 % del total de las exportaciones, como en los casos de Nigeria, Argelia, Arabia Saudita o Emiratos Arabes Unidos. De acuerdo a esa importancia, es lógico suponer que el actual contexto petrolero internacional se ha visto influenciado tanto por factores tanto de orden interno como externo al sector.

El Nuevo Contexto Petrolero

¿Cuál es el nuevo contexto petrolero?, ¿cuáles son sus características, y cómo se analizan? Es probable que solo exista un orden petrolero mundial, pero hay muchos factores que lo afectan, y no hay un acuerdo entre los especialistas sobre cuales son los más importantes y como caracterizar su efecto sobre la industria petrolera. Por ejemplo, Dorian y Fesharaki (1992) consideran que los factores que afectan al sector energético mundial pueden agruparse en tres grandes áreas: Política y Mercados Energéticos Globales; Cuestiones y Tendencias Energéticas; y Medio Ambiente y Desarrollo Económico. Shojai (1995a) por su parte, propone que el análisis de los cambios en el nuevo orden petrolero puede estudiarse dentro de cuatro clasificaciones: Tendencias de Producción y Consumo, Teoría de Precios, Comercialización y Refinación de Petróleo; Economía Política de los Mercados Petroleros; Fuentes Alternativas de Energía y Medio Ambiente; y Políticas Públicas y de Seguridad Energética Nacionales. De igual forma, Gillespie y Henry (1995), consideran que las raíces del nuevo orden petrolero mundial se encuentran entrelazadas por la relación Estados Unidos-Arabia Saudita en un extremo y la reintegración de la industria petrolera internacional, la regionalización de los mercados petroleros, y el papel de los principales países productores, específicamente del Medio Oriente y la ex Unión Soviética, en el otro extremo. Por otra parte Verleger, Jr. (1993), afirma que en realidad, el contexto petrolero está sujeto a una compleja agenda de diálogo entre productores y consumidores, que aunque en apariencia se enfoca en temas como la oferta, demanda y precios, son varios los puntos que se negocian y como consecuencia moldean el escenario petrolero, a saber: estabilidad de los precios; reducción en las incertidumbres en las proyecciones de demanda; inversiones en el sector; tipos de contratos; seguridad en la oferta y las reservas estratégicas; distribución de las rentas; cuestiones ambientales; integración vertical; y el

² El G-7 es el grupo de países industrializados más ricos y está formado por Estados Unidos, Canadá, Francia Gran Bretaña, Alemania, Italia y Japón. Por su parte los organismos Bretton Woods son el Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial y la Organización Mundial de Comercio (continuidora del GATT), y se les conoce así por haber sido fundados mediante un acuerdo entre las superpotencias económicas en 1944, y que se firmó en esa localidad de Estados Unidos. Es curioso mencionar que pese a que la población de los países del G-7 representa poco más del 11% del total mundial, cerca del 70% de las plazas ocupadas dentro de los organismos de Bretton Woods corresponden a ciudadanos del G-7.

³ Estos factores se analizarán con mayor profundidad, pero sólo para ejemplificar se puede considerar la aportación del avance tecnológico en campos como la exploración sísmica tridimensional, los pozos horizontales, las plataformas de perforación en aguas profundas, la modelación de yacimientos fracturados, la recuperación secundaria y terciaria, o la elaboración de crudos sintéticos a partir de crudos pesados, que entre otros, han revaluado positivamente los volúmenes de reservas de hidrocarburos, y contribuido a la explotación óptima de los reservorios.

papel de los nuevos instrumentos financieros. Pero Han (1994), caracteriza al nuevo orden económico internacional como el producto del debate entre el Norte y Sur, y específicamente al orden petrolero, como la discusión sobre cuestiones de soberanía, equidad y en menor medida transferencia de tecnología⁴.

Empresas Públicas o Estatales

Pero, ¿cómo encajan las empresas estatales en este contexto petrolero que constantemente está siendo influenciado por un mar de factores económicos, políticos, y tecnológicos?. Lo primero es definir a la empresa pública o estatal; de acuerdo a Espino (1997), existen muchas definiciones de empresa pública, pero en general todas coinciden en señalar como características esenciales la propiedad parcial o total del capital por parte del Estado, y que esta participación esté fundada en un fin específico.

Para el análisis de esta tesis, en lo subsecuente se considerará a una Compañía Nacional como aquella en la que la participación estatal es superior al 50% y cuya gestión está sujeta al control estatal. Es decir, las empresas definidas como gubernamentales, de inversión gubernamental o de participación estatal mayoritaria.

Las funciones de este tipo de empresas tienen un carácter fundamentalmente político y social, relegando a un segundo plano la maximización de la rentabilidad financiera que caracteriza a la empresa de capital privado. Los objetivos son varios y no necesariamente de la misma prioridad pero se puede mencionar como algunos de los principales: 1) promover el desarrollo nacional; 2) suplir la inacción de la iniciativa privada; 3) redistribuir la riqueza; 4) realizar actividades reservadas al dominio nacional; y 5) explotar recursos estratégicos.

Las Compañías Petroleras Nacionales

El pico cuantitativo de las Compañías Petroleras Nacionales se alcanzó durante la década de los años setenta cuando llegaron a ser cerca de 100 en todo el mundo. Como consecuencia de las políticas de apertura de los últimos años, en varios países se ha dado una ola de privatizaciones de activos públicos, pero se puede constatar que las CPNs de los principales países exportadores han mantenido su carácter estatal.

Así, las CPNs siguen manteniendo un papel preponderante en la industria petrolera internacional. Si se analiza el número de CPNs que PIW presenta en su clasificación se observa que, en la segunda mitad de los noventa éste se ha mantenido relativamente constante. Las empresas estatales son alrededor de 35 provenientes de más o menos 30 países distintos⁵.

⁴ Estos autores, por supuesto, no son los únicos que analizan el tema del orden petrolero internacional reciente, pero sí representan una buena muestra de los distintos enfoques expresados en la literatura sobre el tema, además de que ejemplifican adecuadamente el problema de intentar enmarcar la cuestión en unos cuantos factores. Es poco práctico intentar jerarquizar las fuentes, por ejemplo, Dorian y Fesharaki (1992) editaron un valioso material de más de 300 páginas y que incluyó la contribución de más de 30 expertos; por su parte Shojai (1995), también editó otro interesante libro de similar extensión y número de coautores; Gillespie y Henry (1995), presentan un trabajo que superó las 340 páginas, escritas por 17 especialistas; y aunque los libros de Verleger Jr.(1993) y Han (1994) fueron esfuerzos individuales, éstos presentan un alto valor académico.

⁵ Las principales fuentes de variación provienen del sector ruso, ya que debido a que el gobierno implementó la privatización de sus empresas nacionales a través de su venta directa a bancos nacionales que a cambio le

¿Por Qué se Crearon las CPNs?

La industria petrolera internacional se mantuvo, históricamente, inmersa en un ambiente con poca intervención gubernamental durante sus primeros cien años de vida, y no ha sido hasta esta última mitad de siglo, en las que los gobiernos han comenzado a intervenir de una manera más directa a través del establecimiento de Compañías Petroleras Nacionales (CPNs).

Aunque algunas empresas estatales como Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF- 1922), *Compagnie Francaise des Pétroles* (CFP-Elf-1924) y Petróleos Mexicanos (Pemex-1938), se fundaron muchos años antes, como ya se mencionó, el auge en el surgimiento de las CPNs ocurrió durante las décadas de los sesenta y los setenta. Para Lax (1988), las CPNs comparten en común el hecho de que han sido establecidas con la finalidad de remediar problemáticas políticas, económicas y sociales específicas del Estado creador. Mientras que para Bourgeois (1996), la empresa pública es creada como uno de los instrumentos privilegiados del Estado al servicio de los grandes objetivos nacionales y por ello, el Estado tiende a utilizar a su empresa petrolera nacional como un instrumento al servicio de los objetivos generales de desarrollo industrial nacional.

Génesis, Evolución y Desempeño de las CPNs

¿Por qué la mayoría de las CPNs se crean más de un siglo después del nacimiento de la industria petrolera, y casi siempre décadas después de que los países respectivos han desarrollado un sector petrolero importante?. Se puede encontrar una respuesta en la existencia o no de condiciones económicas y políticas de orden interno y externo en una país o región que propician la creación de una CPN. En la medida que estas condiciones detonantes no se presenten, la fundación de una empresa pública no se justifica, o mejor dicho, el establecimiento de ésta no garantizaría los efectos que el Estado espera.

Una vez que la CPN inicia su evolución, comienza a realizar funciones y cumplir objetivos específicos que le son encomendados por el Estado y que no necesariamente son compatibles con objetivos comerciales y empresariales de una compañía petrolera. Sin embargo, es necesario analizarlo de alguna manera, por lo que se pueden presentar una discusión de algunos indicadores, que pueden arrojar luz sobre el problema del criterio de eficiencia de una empresa estatal.

El Nuevo Proceso de Adaptación

A mediados de los años ochenta, derivado de la caída en los precios del crudo, la mayoría de los países exportadores de petróleo se sumergieron en una profunda crisis financiera. Las CPNs de los países exportadores de petróleo tuvieron que comenzar a postergar sus estrategias de desarrollo ante las urgentes necesidades económicas de sus respectivos estados, y la imposibilidad de asignar recursos propios o atraer inversión privada.

A partir de la década de los noventa, y como respuesta a las nuevas condiciones de la industria petrolera internacional, algunas compañías petroleras nacionales de países exportadores de

realizan préstamos, esta circunstancia ha mostrado cierta propensión a privatizar, nacionalizar de nuevo, y volver a reprivatizar algunas entidades. La otra razón, por la cual cambia el número, es por la reclasificación anual de algunas de las empresas cercanas a los últimos lugares que entran y salen año con año, así como por algunos casos de privatizaciones parciales que en algún periodo representa más del 50%.

petróleo, han comenzado a establecer novedosas formas de cooperación con compañías privadas, nacionales y multinacionales.

La posición de fuerza o debilidad que cada nación tiene al momento de negociar con las empresas privadas, depende en buena medida del grado de desarrollo de su industria petrolera nacional y no tanto en el nivel de sus reservas o costos de producción bajos. En un marco de negociación equitativo, los acuerdos específicos negociados dependen de las necesidades concretas de cada país, de su situación financiera y de las restricciones políticas y sociales. Por ello, se mostrará en esta tesis que la apertura se ha dado principalmente en proyectos de baja rentabilidad y alto riesgo.

En las anteriores circunstancias cabe preguntarse lo siguiente: ¿qué características identifican a los nuevos acuerdos de cooperación en la industria petrolera internacional?, ¿qué ventajas representan estos acuerdos para las compañías petroleras nacionales?, ¿cuáles son algunas de las fuerzas y las debilidades de los países exportadores al atraer las inversiones privadas?

Otra tendencia dentro de la industria es la llamada por algunos autores como Luciani (1995), "reintegración vertical", o en el caso de las CPNs, simplemente integración vertical. Durante estos últimos años, la mayor parte de las empresas estatales han implementado estrategias con el fin de balancear sus actividades, generalmente sesgadas hacia la producción de hidrocarburos. ¿cuáles han sido los resultados de estas estrategias?, y ¿qué ventajas les presenta una mayor integración?

Las Principales Hipótesis de la Investigación

1.- "La creación de las CPNs fue propiciada por condiciones coyunturales necesarias, sin las cuales no se hubiera justificado su existencia. Estas condiciones fueron políticas, económicas y sociales, de orden interno y externo".

En los primeros 100 años de la industria petrolera internacional, salvo contadas excepciones, la intervención estatal dentro de los países exportadores de petróleo se mantuvo restringida a un papel principalmente rentista. Es decir, los países dueños de los recursos naturales se conformaban con obtener la correspondiente regalía y pago de impuestos por parte de las compañías multinacionales explotadoras de los hidrocarburos. Este esquema se propició entre otras razones, debido a que las multinacionales, aprovechando las coyunturas históricas del periodo, se aseguraron el control oligopólico de las principales regiones petroleras, y que por otro lado, la mayoría de los gobiernos de estos países no contaban con los recursos económicos y tecnológicos que les permitieran llevar a cabo sus propios proyectos de inversión.

En la medida que estas circunstancias iniciales se fueron transformando en el devenir histórico y político de cada región geográfica, y por las propias condiciones estructurales del sector petrolero mundial, los gobiernos comenzaron a tomar un mayor control sobre las actividades de la industria petrolera dentro de sus respectivas naciones. En primer lugar, algunas de las regiones productoras que se encontraban bajo el control colonial o militar de alguna potencia occidental durante la primera mitad del siglo XX, comenzaron un proceso de transformación a estados independientes y de fortalecimiento de las instituciones del gobierno, que facilitó, en alguna medida, el debilitamiento de la influencia y exclusividad comercial principalmente anglosajona. Este desarrollo político alimentó algunos movimientos sociales que en aras de reivindicaciones

nacionalistas, también sirvió para que algunos grupos de poder o elites reclamaran el control de un sector altamente rentable.

Finalmente, en su propia evolución, los estados de estos países comenzaron a privilegiar una función de bienestar social y utilidad pública, mediante el establecimiento de metas de desarrollo nacional y maximización de las ganancias de la explotación de los recursos naturales, que sólo era posible a través de la fundación de una compañía estatal que tomara el control sobre las actividades petroleras nacionales. Es decir, sólo ante la convergencia de distintas condiciones internas, el Estado del país productor tomó la decisión de crear una CPN y apropiarse el control de la industria petrolera nacional.

Pero también se observa que, históricamente, se necesitó la presencia de otras condiciones de orden externo, que están más asociadas con criterios geopolíticos y de la propia evolución de la industria petrolera internacional. Por ejemplo, en más de una ocasión, ante circunstancias geopolíticas de mayor envergadura, los gobiernos de Estados Unidos e Inglaterra poco hicieron por defender los intereses comerciales de las multinacionales, lo que fue aprovechado por cada país para mejorar su posición ante la eventual nacionalización de los activos de estas empresas.

Además, en la medida que el mercado petrolero creció y que el dominio sobre las tecnologías de exploración, desarrollo y producción petrolera se generalizaron, el número de participantes de la industria aumentó y el control sobre el mercado dejó de ser privilegio de un puñado de multinacionales. Así, en muchos casos, al tiempo que el *know-how* tecnológico y sobre la comercialización del crudo, por parte de las multinacionales, se volvió “prescindible”, la administración pública de los recursos naturales se volvió factible. Este último hecho es, probablemente, la condición que mayor influencia tiene sobre el desempeño de la CPN en sus primeros años de vida.

Estas condiciones generales se plantean como necesarias pues se encuentran presentes al analizar cada uno de los casos estudiados. Aunque las condiciones presentan características distintas y se dieron con mayor o menor intensidad en cada país, son comunes a cada proceso de nacionalización exitoso. Como contraejemplo se observó que en Irán durante 1951, el único caso en que varias de ellas no se presentaron, la nacionalización fracasó y tuvo que revertirse. También son coyunturales, pues se presentaron en distintas épocas y sin importar la antigüedad de cada industria petrolera nacional.

2.- “Históricamente, las CPNs fueron componentes esenciales que se desenvolvían interactuando con las multinacionales, pero como su lógica y dinámica fueron diferentes a estas últimas, sus estrategias fueron distintas, por lo que no deben ser evaluadas de la misma manera ni por criterios económico-financieros convencionales”.

Los principales críticos de las CPNs argumentan que estas empresas han sido ineficientes, y para ello esgrimen indicadores de eficiencia y productividad característicos de las empresas privadas. Sin embargo, aunque como participantes de la industria petrolera internacional, las CPNs han interactuado con las compañías privadas, muchas de las cuales son empresas financieramente muy rentables, la realidad es que ambos tipos de empresas tradicionalmente, habían mantenido diferentes objetivos y estrategias de desarrollo, por lo que compararlas *vis-à-vis* representa un ejercicio por demás fútil.

Por el contrario, en este trabajo se realiza un análisis de desempeño que consiste en evaluar el cumplimiento o no de los principales objetivos de las CPNs durante varios periodos de su

existencia. En particular, se analizan algunos indicadores de actividades *upstream*; la satisfacción de la demanda interna de petrolíferos; las tasas de crecimiento real de los porcentajes de producción de crudo y gas natural, refinación y exportaciones de petróleo sobre el total mundial; así como la propia competitividad del sector en cada país.

Es necesario reconocer que en años recientes, y en la medida en que algunas CPNs han comenzado a cambiar algunas de sus estrategias con el fin de adaptarse a las nuevas condiciones de la industria petrolera internacional, también han comenzado a operar bajo criterios económico-financieros más propios de las multinacionales, lo que seguramente brindará un nuevo enfoque al análisis del desempeño de estas CPNs.

3.- “Por su importancia económica y política, los Estados no pueden prescindir del rol de las CPNs. Por ello, éstas no pueden desaparecer, pero si han intentado adaptarse a las nuevas condiciones de la industria petrolera internacional y la mayoría ha logrado consolidarse”.

La liberalización del sector petrolero dentro de las naciones exportadoras es un fenómeno que se ha presentado de manera muy limitada. En primer lugar, la mayoría de los principales productores siguen manteniendo un control monopólico sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos dentro de sus fronteras, y en la medida que han contado con los recursos financieros y tecnológicos que les permiten mantener su posición competitiva internacionalmente, en el corto y mediano plazos, no se vislumbra como probable el ingreso de capitales privados en estas actividades.

Por otra parte, aunque otros países han comenzado un proceso de apertura de algunas de estas actividades, lo han hecho sobre regiones y proyectos específicos que, por lo general, requieren de cuantiosas inversiones y la aplicación de tecnologías de punta, y que potencialmente no son tan rentables como los proyectos que siguen bajo la administración estatal. Es decir, la liberalización no ha sido generalizada, sino más bien complementaria, y en activos que, por sus características de alto riesgo y baja rentabilidad relativas, no son prioritarios dentro de los proyectos de inversión de las CPNs.

El hecho de que hasta la fecha no se haya dado una apertura significativa del sector *upstream* en los principales países exportadores no garantiza que ésta no pueda ocurrir en el futuro. Pero si se puede afirmar, que se requiere de un profundo cambio en la relación entre el Estado y su CPN, para que fuera factible pensar en una liberalización del sector petrolero de estas naciones.

En un país exportador de hidrocarburos, los ingresos por divisas internacionales y en las finanzas públicas que se derivan de esta actividad no son comparables a ninguna otra actividad económica. Por ello, la administración de primera mano de la industria petrolera o, para el caso, de la CPN es una prioridad gubernamental. De tal suerte que, en contadas ocasiones, un gobierno está dispuesto a ceder en el control de sus actividades; en virtud de que el sector petrolero es el sector industrial más desarrollado nacionalmente, la empresa estatal casi siempre cuenta con la capacidad técnica y humana para manejar adecuadamente cualquier proyecto, y porque las inversiones petroleras son altamente rentables, los gobiernos evitan tener que compartir las ganancias. Es decir, la presencia de la CPN brinda la oportunidad real de mantener una cierta independencia de las compañías petroleras internacionales.

Por otra parte, y aún suponiendo que por presiones económicas impuestas a la CPN, se requiera de inversiones privadas, desde el punto de vista político, la apertura del sector tiene un costo político para cualquier gobierno. Entonces, la coyuntura se presenta entre darle una mayor

autonomía administrativa y de gestión a la CPN para que pueda hacer frente a sus propias necesidades de inversión, o encontrar una justificación para permitir la intervención de capitales privados.

Si de manera general, se define la autonomía de las CPNs por el monto de las inversiones que han realizado tanto en actividades *upstream* como *downstream* en años recientes, se observa que en la mayoría de los casos analizados no se justifica una apertura en el futuro, pues la mayoría de las CPNs no solo han mantenido un crecimiento en la exploración y producción de hidrocarburos, donde tradicionalmente han tenido importantes ventajas comparativas, sino que incluso han logrado una mayor integración vertical y un crecimiento real en la refinación y comercialización de petrolíferos.

Contenido de la Tesis

En el primer capítulo, se realiza una discusión empírica sobre algunas de las principales características de la industria petrolera internacional y su evolución reciente, con un énfasis en el estudio de: los principales factores que han afectado la relación entre oferta y demanda, y la volatilidad característica del precio del petróleo; las estrategias de adaptación implementadas por las compañías petroleras multinacionales; y las características y límites de la privatización en el sector petrolero. La finalidad de este análisis es establecer un marco de referencia que nos permita comprender, en capítulos posteriores, el papel de las Compañías Petroleras Nacionales dentro de la industria petrolera internacional, e identificar más claramente sus debilidades y fortalezas, así como el origen de algunas de sus estrategias implementadas en años recientes.

En el capítulo 2 se define, de forma general, a la CPN, se enumeran las características operativas de las principales y se clasifican, de acuerdo a su importancia relativa, en varias categorías. La finalidad principal de esta sección es ponderar la importancia de las CPNs dentro del contexto petrolero reciente y actual, así como esgrimir las razones por las que se decidió enfocar el análisis en algunos casos específicos. Se mostrará que las principales actividades de la industria petrolera están dominadas por las empresas estatales y no las privadas; y que específicamente, las CPNs de los principales países productores mantienen una posición preponderante dentro de la industria petrolera internacional.

En la tercera parte, se presentan algunos elementos esenciales de la historia política y económica, previa y durante el desarrollo de la industria petrolera de los países considerados en este análisis. Así, se intentará establecer empíricamente las causas y circunstancias principales que motivaron la creación de Compañías Petroleras Nacionales (CPNs) por parte de estas naciones. La hipótesis principal de esta sección se centra en la idea de que existieron condiciones necesarias y bien identificadas que propician la creación de una CPN. Estas condiciones fueron de carácter económico, político, y sociales, de orden interno y externo. Además, se mostrará que sin la presencia coyuntural de las mismas, los estados no se plantean la necesidad de crear una CPN, y por otra parte, que la existencia parcial de algunas no le garantiza, al estado creador, el cumplimiento de los objetivos y función que le plantea a su CPN.

En el cuarto capítulo se analizarán, con fundamentos de economía industrial, algunos elementos sobre calificación del desempeño de una empresa, y en particular se realizará un examen sobre algunos indicadores de eficiencia y competitividad de las CPNs bajo estudio en este trabajo. La hipótesis que se tratará de probar es que dadas las características particulares de gestión y operación de las CPNs, es difícil calificarlas de acuerdo a criterios económico-financieros

convencionales, pero que son eficientes cumpliendo los objetivos y funciones nacionales que les plantea el Estado.

En el capítulo 5, se analizan, mediante una revisión bibliográfica, el desarrollo de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en los países analizados, y las características y resultados de la apertura de estas actividades en algunos de ellos. De igual manera, se analizan los resultados del proceso de integración vertical en las CPNs y sus implicaciones en la competitividad futura de estas empresas. Se muestra que la apertura se ha dado principalmente en los países con restricciones presupuestales, y de manera selectiva en los proyectos de menor rentabilidad y mayor riesgo. Así mismo, se muestra como las CPNs con mayor autonomía financiera han mejorado su posición competitiva mediante el aumento de integración vertical de sus actividades.

Capítulo 1

El Nuevo Contexto Petrolero

"The subject, however various and important, has already been so frequently, so ably, and so successfully discussed, that it is now grown familiar to the reader, and difficult to the writer"

Edward Gibbon.

En este primer capítulo se realiza una discusión empírica sobre algunas de las principales características de la industria petrolera internacional y su evolución reciente. La finalidad de este análisis es establecer un marco de referencia que permita comprender, en capítulos posteriores, el papel de las Compañías Petroleras Nacionales (CPNs) dentro de la industria petrolera internacional, e identificar, más claramente, sus debilidades y fortalezas, así como el origen de algunas de sus estrategias implementadas en años recientes.

Se inicia con un análisis de los cambios políticos y económicos que en las últimas dos décadas han configurado un nuevo orden mundial, y su efecto sobre la industria petrolera. Posteriormente se identifica a los integrantes que conforman el ambiente de competencia en los mercados, y se enumeran algunos de los principales factores que la moldean. A continuación se estudian tres de estos factores: la relación entre oferta y demanda y su conexión con el precio del petróleo; las estrategias que procuran las principales empresas privadas para volverse más competitivas y lograr una adaptación a las nuevas condiciones de la industria; y de manera esquemática algunas de las principales privatizaciones de los noventa.

La Caída del Socialismo y el Surgimiento de la Nueva Derecha

1989 fue considerado como el año de más eventos noticiosos en el último cuarto del Siglo XX, y la caída del muro de Berlín fue una de esas grandes notas de amplia cobertura; pero más allá de haber sido un evento significativo, en realidad este hecho remató el fracaso del socialismo en Europa Oriental. La posibilidad de crear una sociedad sin clases, sin explotación y con condiciones de equidad en el bienestar económico de la sociedad se derrumbó, igual que el muro, con la rapidez de piezas de dominó cayendo una tras otra¹. Esta nueva circunstancia representó entre otras cosas: 1) la desaparición de la hegemonía soviética sobre un importante grupo de países y el cese de su influencia sobre otras naciones, que ante la crisis de su sistema político podrían haber abrazado la ideología marxista-leninista; 2) el final del mundo dipolar y de la guerra fría que aunque debe ser observado como un gran movimiento hacia la disminución de la amenaza de las armas nucleares, por otro lado ha derivado en un allanamiento para que Estados Unidos y sus principales aliados puedan manejar al Consejo de Seguridad de la ONU y de esa manera legitimizar sus intervenciones militares en países con sistemas políticos adversos a los intereses norteamericanos².

¹ El cambio político e ideológico que a los polacos les tomó 10 años, a los alemanes les llevó 10 meses, a los checos 10 semanas, a los húngaros 10 días y a los rumanos 10 horas.

² En esta tesis no se pretende realizar un análisis de estos hechos, pero se debe tener presente esta y otras circunstancias para ponderarlas dentro del contexto petrolero internacional. Finalmente, el papel de las fuerzas de pacificación de la ONU durante la Guerra del Golfo Pérsico y en Kosovo puede ser analizado con base en criterios geopolíticos relacionados con la oferta global de hidrocarburos.

Por otro lado, e incluso desde finales de los setenta, se daba el advenimiento de las políticas neoliberales dentro de algunos de los principales países industrializados, específicamente Gran Bretaña y Estados Unidos. Con el ascenso al poder por los conservadores en Gran Bretaña se inició lo que posteriormente sería conocido como *thatcherism* entre 1979 y 1990, y cuya contraparte norteamericana correspondió a las *reaganomics* implementadas por las administraciones republicanas durante tres cuatrenios (1981-1993)³. Estas políticas han sido asociadas con las ideas neoliberales de los años ochenta y a nivel mundial han sido retomadas por otros partidos conservadores o de la nueva derecha, como han sido rebautizados. Así es como, por elección o presión de acreedores externos, se han venido implementado este tipo de programas dentro de las economías emergentes de América Latina y Asia⁴.

Por ello, al convergir la ascensión del neoliberalismo y el final del socialismo de estado, durante la última década y media se han comenzado a manifestar los efectos de estos dos hechos en el contexto económico mundial. La globalización y la apertura económica han sido los fenómenos heredados del nuevo orden impuesto por el G-7 y los organismos Bretton Woods. La industria petrolera internacional no se ha mantenido aislada de estas tendencias, por lo que también ha sufrido cambios en el contexto de sus operaciones. En varias regiones del mundo, se ha dado un importante fenómeno de apertura en las actividades de las industrias petrolera y gasera, así como importantes privatizaciones de empresas del sector energético, en general, y la industria eléctrica, en particular (Petroleum Economist, 1995).

El Cambio en la Industria Petrolera

La industria petrolera ha debido adaptarse también a varias circunstancias cambiantes como son los avances tecnológicos; la relación entre la oferta y la demanda de hidrocarburos, la competencia en los distintos mercados, etc⁵). El mercado petrolero mundial es, por ejemplo de dimensiones elefantinas. El consumo de petróleo, en 1997, fue de alrededor de 25 mMb que a un precio promedio de 20 dólares por barril, generó cerca de 500 mil millones de dólares. Si a esto se aumenta el valor de los petrolíferos que según Chevalier (1995) representan alrededor de 1.5 billones de dólares, se puede considerar que entre las actividades de los sectores *upstream* y

³ Tanto en Gran Bretaña como en Estados Unidos, las políticas económicas y sociales de estos programas estuvieron caracterizadas principalmente por la desregulación económica, la privatización y la disminución de las políticas de bienestar social.

⁴ En México se han implementado estas políticas en los últimos tres sexenios, y las ventajas y desventajas observadas en la micro y la macroeconomía merecen un análisis profundo que escapa al propósito de este trabajo. Sólo como referencia se puede mencionar a Chang (1996): "El renacimiento neoliberalista representa un regreso parcial a la tradición de la política de *laissez-faire*, completada con el énfasis en la transferibilidad del conocimiento y el papel del empresario. El enfoque neoliberal resalta la eficacia del libre mercado e insiste en remarcar lo ineficaz y contraproducente de la intervención estatal....los neoliberales han cumplido con la función histórica de cuestionar la viabilidad de las formas de intervencionismo estatal, algunas de las cuales enfrentaron serios problemas, y también la de realizar las investigaciones que conduzcan a establecer la base de formas nuevas de intervención. Sin embargo, no ofrecieron un programa intelectualmente exitoso ni políticamente factible para que el Estado se replegara, logrando su visión del mundo feliz."

⁵ Por ejemplo, la evolución tecnológica ha permitido una reducción global en los costos de producción de las empresas que tienen acceso a ésta; la relación entre la oferta y la demanda de petróleo, desde 1986, ha generado un escenario de precios bajos (por lo menos hasta 1999), que plantea un obstáculo en la rentabilidad de algunas regiones; mientras que la intensa competencia entre las empresas presenta un gran desafío de competitividad y adaptabilidad.

*downstream*⁶ se generan alrededor de 2 billones de dólares anuales o, aproximadamente, la tercera parte del PIB de Estados Unidos o la cuarta parte del conjunto de la Unión Europea.. Además el petróleo representa el 10% de las actividades comerciales en el mundo más que ninguna otra mercancía (Verleger, Jr., 1993).

Los Protagonistas de la Industria Petrolera Internacional

Generalmente se puede dividir a los participantes del mercado petrolero en países consumidores y países productores; esta clasificación funciona bien a un nivel macro pero sólo es aplicable en el sector *upstream*, ya que en las actividades *downstream*, varios de los países consumidores de hidrocarburos se transforman en importantes productores y comercializadores (exportadores) de petrolíferos, mientras que otros exportadores, se vuelven importadores de petrolíferos, como podría ser el caso de México con la gasolina.

Puesto que la totalidad de actividades petroleras son llevadas a cabo a través de empresas o compañías, puede ser más conveniente utilizar a éstas como las unidades mediante las cuales se forman las alianzas, bloques y tendencias de la industria.

Históricamente, las compañías petroleras se han clasificado en multinacionales (las siete hermanas), independientes, y CPNs⁷. Con algunas excepciones, las dos primeras categorías son empresas privadas, mientras que la última está compuesta de entidades públicas.

Las Hermanas

Cuando el término *sette sorelle* o siete hermanas fue acuñado por Enrico Mattei⁸ en el ánimo de criticar el oligopolio que un grupo de compañías tenía sobre la industria petrolera, se creó el término más genérico por el que, a partir de entonces, se conoce a las principales empresas petroleras multinacionales.

Las siete hermanas originales son: Royal Dutch-Shell, British Petroleum, Exxon, Mobil, Chevron, Gulf y Texaco⁹. Pero como en 1985, Chevron compró Gulf por alrededor de 13 mil

⁶ Las actividades dentro de la industria petrolera se dividen, según la bibliografía especializada, en *upstream* y *downstream*. El sector *upstream* representa las áreas de exploración y producción de hidrocarburos, mientras que el sector *downstream* representa a la refinación y comercialización de los petrolíferos. En México, estos términos son conocidos y aceptados, sin embargo, es más común, sobre todo entre los petroleros, usar los términos exploración, producción, transportación, refinación o comercialización.

⁷ Esta clasificación es la más común dentro de la bibliografía especializada, aunque según Barbet et al (1986) existen cuatro categorías: las siete hermanas, las otras multinacionales, las independientes americanas domésticas, y las CPNs; mientras que para Mikdashi (1986) se clasifican en: las siete hermanas, las independientes americanas, las compañías europeas y japonesas, y las CPNs de los países en desarrollo; y para Roncaglia (1985) existen 3 tipos de empresas: las siete hermanas, las independientes y las compañías nacionales de los países desarrollados, y las compañías públicas de los países en desarrollo

⁸ Enrico Mattei fue el más importante industrial italiano de la posguerra y responsable, en parte, del milagro económico italiano del mismo periodo. Desde 1953 y hasta su muerte en 1962, como presidente de la empresa ENI, conmocionó el orden petrolero establecido al realizar, entre otras cosas, acuerdos de producción con Irán e importantes compras de crudo a la Unión Soviética. Al momento de su muerte, era considerado "el individuo más influyente de Italia, aún más que el Premier o el Papa" (Yergin, 1992).

⁹ Royal Dutch-Shell se formó en 1907 a partir de la fusión entre una compañía holandesa y una británica que juntas controlaban la mayor parte de la producción y mercado de Rusia y el Lejano Oriente. British

millones de dólares¹⁰, y en 1998, Exxon y Mobil se fusionaron, en realidad sólo quedan 5 hermanas. Aunque con el paso del tiempo, otras compañías petroleras multinacionales también empezaron a dominar importantes partes del mercado internacional como fueron Amoco, Elf, y Arco, o en años recientes algunas empresas japonesas y rusas principalmente, el término filial sigue identificando a las compañías originales, que además siguen siendo las más grandes en términos de ingresos y valor de sus activos, sin embargo y debido a la connotación peyorativa del término, en la literatura especializada son más referidas como las multinacionales o *majors*.

Desde finales del siglo XIX hasta principios de los setenta, las siete grandes multinacionales controlaron la casi totalidad de las actividades de la industria petrolera internacional. Sin embargo, entre 1953 y 1972 más de 350 compañías entraron a competir en distintas regiones con potencial petrolero. Solamente en el Medio Oriente, el número de empresas operando en la región, aumentó de 9 en 1946 a 19 en 1956, y a 81 para 1970 (Yergin, 1992).

Un ejemplo del surgimiento de esta mayor competencia se observa en que después de la Segunda Guerra Mundial, el control absoluto sobre la industria petrolera internacional ejercido por las multinacionales empezó a disminuir por la creación y evolución de las empresas petroleras independientes. Como consecuencia, de 1953 a 1972, la cantidad de reservas controladas por las 7 hermanas declinó del 92 al 69% de las reservas mundiales; mientras que su participación en las concesiones por extensión territorial disminuyó del 64 al 24%; su parte de producción petrolera cayó del 87 al 74%; sus ventas de productos petroleros se redujeron del 72 al 54%; su capacidad de refinación declinó del 73 al 50% y la capacidad del total de sus buque-tanques se redujo del 29 al 19% (Lax, 1988).

Otro dato que muestra el aumento en la competencia, es que en 1953, únicamente las compañías que formaban el club de las siete hermanas contaban con reservas de al menos 200 millones de barriles de petróleo, pero para 1972, 13 de las independientes tenían reservas por más de 2000 millones de barriles cada una. Finalmente, y para exacerbar la pérdida de mercado de las grandes multinacionales, durante los setenta y parte de los ochenta se dio la consolidación de las CPNs de los países productores y éstas comenzaron a superar a las multinacionales en muchos sectores (Tabla 1.1).

El Ingreso de las Independientes

Durante los años cincuenta y sesenta, más de 330 compañías privadas y 50 CPNs ingresaron o aumentaron significativamente su participación dentro de las actividades de la industria petrolera internacional. Según Lax (1988), el ingreso de otras compañías internacionales a la escena petrolera internacional se facilitó debido a diversos factores entre los que destacan:

Petroleum, originalmente *Anglo Persian Oil Company*, se estableció en 1908 y fundamentó su desarrollo en las reservas y producción de Irán, las cuales controlaba íntegramente. Por su parte, Exxon, Mobil y Chevron, (*Standard Oil of New Jersey*, New York y California respectivamente), fueron las principales compañías derivadas de la desintegración, en 1911, de la *Standard Oil Company* de John D. Rockefeller. Mientras que Gulf en 1907 y Texaco en 1906 se fundaron de manera separada, pero ambas sustentaron su crecimiento en el control de importantes yacimientos en Texas y la refinación y venta de petrolíferos en Estados Unidos. La literatura sobre la historia y el desarrollo de estas empresas es abundante pero se recomienda de manera específica a Greene (1985) y Yergin (1992).

¹⁰ En su momento, esta fue la mayor adquisición en la industria norteamericana (Bourgeois et Perrin (1988).

- Económicos.- 1) El gran aumento en la demanda y la alta rentabilidad de las inversiones petroleras; 2) Los estímulos fiscales del gobierno de EU hacia las inversiones de las empresas americanas en el extranjero.
- Tecnológicos.- 1) El avance y la difusión de la tecnología petrolera; 2) El mejoramiento en el transporte y las telecomunicaciones que transformaron al Medio Oriente, Africa y América Latina en regiones más accesibles.
- Regulatorios.- 1) Los nuevos países con potencial petrolero adoptaron términos en las concesiones que favorecieron la entrada de otros actores; 2) El sistema de prorrateo de la producción dentro de EU que alentó a muchas compañías a aumentar su capacidad productiva en el extranjero.

Año	Producción de Crudo (Mbd)	% del Total Mundial	Ventas de petrolíferos (Mbd)	% del Total Mundial
1970	24.4	61	21	53
1985	13.5	31	17.7	39
1997	7.8	13	22.5	33

Fuente: Elaboración propia con algunos datos de Bourgeois et Perrin, (1988); y OPEC (1998).

La Creación de la OPEP como Detonador del Surgimiento de las CPNs

Entre 1959 y 1960 algunos de los principales países productores comenzaron a formar un frente común con el fin de contar con mayor poder de negociación ante las compañías multinacionales. En los primeros años, las discusiones entre gobiernos y multinacionales casi siempre se centraron en la fijación del precio del crudo y en el porcentaje de las ganancias que correspondía a cada parte. Sin embargo, no fue hasta finales de los sesenta, que los principales países productores, mediante el argumento de la necesaria participación directa en las actividades petroleras, comenzaron a través de sus CPNs, a tomar el control de sus industrias nacionales, propiciando así, un nuevo orden en la importancia relativa de estas empresas petroleras a nivel mundial. En la tabla 1.2 se observa una lista de las 20 principales compañías petroleras del mundo, su condición operativa y el país de su base nacional.

Un elemento de gran importancia para el avance en las negociaciones fue la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Esta se fundó en 1960 a instancias de Venezuela y Arabia Saudita junto con Kuwait, Irak e Irán. A partir de 1968, esgrimió el principio de la participación gubernamental, a través de una declaración sobre políticas petroleras (resolución XVI.90,16a conferencia, Viena, junio 24-25 1968): "Donde no se haya realizado participación gubernamental en la propiedad de la compañía concesionaria bajo los términos de los contratos petroleros vigentes, el gobierno puede adquirir una participación razonable con base en el principio de circunstancias cambiantes" (Han, 1994).

En 1971, la OPEP presentó formalmente su demanda de participación a las compañías, aunque en realidad las medidas para aumentar esta participación comenzaron hasta 1972, cuando el Ministro del Petróleo de Arabia Saudita, Ahmed Zaki Yamani, lideró a un bloque de países del Golfo Pérsico en las negociaciones sobre el asunto de participación con las compañías

multinacionales. Estas negociaciones llevaron al Acuerdo General sobre Participación¹¹ firmado el 20 de diciembre de 1973 en Rihad entre Arabia Saudita y Abu Dhabi, anexándose posteriormente Kuwait y Qatar, y marcando el principio de un proceso irreversible que llevó a la toma de control de los intereses petroleros por parte de los estados productores.

Tabla 1.2.- Las Principales Compañías Petroleras en 1999.			
	Nombre	Condición	País
1.	Saudi Aramco	CPN	Arabia Saudita
2.	Pdvs	CPN	Venezuela
3.	Royal Dutch/Shell	M	Gran Bretaña/ Holanda
4.	Nioc	CPN	Irán
5.	Pemex	CPN	México
6.	Exxon	M	Estados Unidos
7.	Mobil	M	Estados Unidos
8.	KPC	CPN	Kuwait
9.	Pertamina	CPN	Indonesia
10.	BP	M	Gran Bretaña
11.	Chevron	M	Estados Unidos
12.	Sonatrach	CPN	Argelia
13.	Texaco	M	Estados Unidos
14.	Petrobras	CPN	Brasil
15.	Amoco	I	Estados Unidos
16.	CNPC	CPN	China
17.	Adnoc	CPN	Emiratos Arabes
18.	ENI	I	Italia
19.	INOC	CPN	Irak
20.	Total	I	Francia

Las CPNs de los miembros de la OPEP están en cursivas.
M.- multinacional.
I.- Independiente
No se considera el impacto de las fusiones de 1998.
Fuente: PIW (1999).

Para los gobiernos del Golfo Pérsico, en el corto plazo, los beneficios asociados con la participación en la propiedad se encontraban en una o más de las siguientes cuestiones: 1) Mayores ganancias al aumentar el porcentaje de propiedad del gobierno; 2) La reventa del petróleo propiedad del gobierno a las compañías; y 3) Un mejor acceso al petróleo crudo para propósitos de desarrollar

¹¹ El acuerdo general de participación contenía las siguientes estipulaciones (Han, 1994):

- 1.- En un principio, la propiedad gubernamental en cada concesión sería del 25% efectiva del 1 de enero de 1973 al 31 de diciembre de 1977. Esta parte sería aumentada en un 5% cada año posteriormente para que una participación mayoritaria del 51% se hiciera efectiva a partir del 1 de enero de 1982.
- 2.- Una compensación sería hecha con base en un "valor de libro actualizado" ajustado por inflación de los bienes de las compañías. Este método de valuación se adaptaba mejor a los deseos de las compañías, que el del "valor de libro neto" ofrecido por los gobiernos.
- 3.- Correspondiente a la tasa de propiedad gubernamental en las concesiones, se encontraba la parte del gobierno sobre la producción petrolera. Estas partes se conocían como "crudo de participación".
- 4.- Los gobiernos participarían en la administración de las concesiones.

industrias en el área de refinación y comercialización. Aunque en el largo plazo, según Han (1994) el objetivo principal era poner a la industria petrolera bajo control nacional completo.

El Análisis del Nuevo Contexto Petrolero

¿Cuál es el nuevo contexto petrolero?, ¿cuáles son sus características, y cómo se analizan? Es posible que solo exista un orden petrolero mundial, pero hay muchos factores que lo afectan, y no hay un acuerdo entre los especialistas sobre cuales son los más importantes, y como caracterizar su efecto sobre la industria petrolera. Por ejemplo, Dorian y Fesharaki (1992) consideran que los factores que afectan al sector energético mundial pueden agruparse en tres grandes áreas: Política y Mercados Energéticos Globales; Cuestiones y Tendencias Energéticas; y Medio Ambiente y Desarrollo Económico. Por su parte Shojai (1995), propone que el análisis de los cambios en los mercados petroleros puede estudiarse dentro de cuatro clasificaciones: Tendencias de Producción y Consumo, Teoría de Precios, Comercialización y Refinación de Petróleo; Economía Política de los Mercados Petroleros; Fuentes Alternativas de Energía y Medio Ambiente; y Políticas Públicas y de Seguridad Energética Nacionales. Con otro enfoque, Gillespie y Henry (1995), consideran que las raíces del nuevo orden petrolero mundial se encuentran entrelazadas por la relación Estados Unidos-Arabia Saudita en un extremo, y la reintegración de la industria petrolera internacional, la regionalización de los mercados petroleros, y el papel de los principales países productores, específicamente del Medio Oriente y la ex Unión Soviética, en el otro extremo. Por su parte (Verleger, Jr., 1993), afirma que la agenda entre productores y consumidores es muy compleja y que aunque en apariencia la discusión se enfoca en oferta, demanda y precios, son varios los puntos que moldean el escenario petrolero, a saber: la estabilidad de los precios; la reducción en las incertidumbres en las proyecciones de demanda; las inversiones en el sector; los tipos de contratos; la seguridad en la oferta y las reservas estratégicas; la distribución de las rentas; cuestiones ambientales; la integración vertical; y el papel de los nuevos instrumentos financieros. Han, 1994, caracteriza al nuevo orden económico internacional como el debate entre el Norte y Sur; y específicamente al orden petrolero como la discusión sobre cuestiones de soberanía, equidad y en menor medida transferencia de tecnología.

Como ya se mencionó en la introducción, es difícil seleccionar los principales factores que afectan al orden petrolero, además de que estos temas son suficientemente amplios e interesantes como para dedicar años de investigación y análisis, lo que representa mucho más que un capítulo de una tesis doctoral. Sin embargo, se considera que es importante enfocar una discusión, en por lo menos: dos grandes temas generales, 1) los factores que afectan la relación entre oferta y demanda y su impacto sobre variabilidad del precio del petróleo; y 2) los factores que inducen las principales estrategias implementadas por las empresas privadas multinacionales e independientes; y en el efecto de la tendencia privatizadora de los noventa.

El primer punto es fundamental para comprender el comportamiento de la industria petrolera internacional y los posibles escenarios que enfrentará en el futuro: ¿el desarrollo económico mundial está inexorablemente relacionado con el consumo de hidrocarburos?, ¿el uso del petróleo y gas se encuentra en ascenso o en descenso?, ¿cuál es el papel que jugarán otras fuentes de energía alternativas?. Con respecto al segundo punto, el conocimiento y análisis las principales estrategias de las empresas multinacionales permitirá identificar sus principales tendencias y compararlas con el análisis de las CPNs: ¿cuales son las semejanzas y diferencias más notorias entre las estrategias de estos tipos de empresas?, ¿por qué se dan estas características?, y ¿cuáles son sus debilidades y fortalezas respectivas?, ¿qué empresas enfrentarán con mayor eficiencia el futuro?. Finalmente de manera resumida se efectuará una valuación del impacto real de las privatizaciones ¿qué tan real es la tendencia de la privatización?, ¿los principales países

productores están privatizando sus CPNs?, ¿cuál es la diferencia entre privatización y apertura?. En lo que resta del capítulo se realizará esta discusión.

¿Qué es el Petróleo?

Pero primero se propone realizar un preámbulo para establecer un poco la discusión. El petróleo es un recurso natural finito que se conoce desde hace muchos siglos, pero que no ha cobrado importancia estratégica hasta mediados del siglo XIX. Los griegos usaron la palabra *naphtha* para referirse a un cierto tipo de sustancia aceitosa; en Mesopotamia se empleaba una especie de asfalto en las construcciones y como parte de la arquitectura; y también se sabe que los habitantes prehispánicos conocían alguna clase de aceite negruzco. Desde aquellos tiempos, el origen del petróleo fue causa de algunas controversias¹², pero se entiende actualmente que la formación de hidrocarburos es producto de la descomposición de materia orgánica animal o vegetal al ser sometida a ciertas condiciones de presión y temperatura durante millones de años. En forma general, el petróleo está conformado por diversos elementos químicos, de los que sobresalen el carbono en una proporción de entre 76 y 86%, así como de hidrógeno que está presente en el orden de 10 al 14%. Además de algunas impurezas mezcladas como azufre, oxígeno y nitrógeno; y en proporciones mínimas compuestos de hierro, níquel, vanadio y otros metales (Encarta, 1999).

En estos últimos tiempos, el petróleo es la mercancía más importante en la economía mundial. De acuerdo a (Danielsen, 1982) a principios de los ochenta la industria petrolera representaba la mitad del tonelaje, dos terceras partes del kilometraje por tonelada y una cuarta parte del valor de todas las mercancías comerciadas internacionalmente, y actualmente como ya se mencionó, el petróleo crudo representa alrededor del 10% del total; el valor de todos los productos de la industria es aproximadamente de 2 billones de dólares anuales, y según Tanzer, (1969), para algunas naciones con enormes recursos petroleros como Venezuela y otras del norte de África y Medio Oriente, el petróleo “es” la vida económica del país, y su control y regulación es una preocupación política de primer orden

Cuando se habla de precio y características del “petróleo”, casi siempre son las de un tipo particular de crudo al que se le conoce como de referencia o marcador. Los ejemplos más conocidos de éstos son el Brent y el *West Texas Intermediate* (WTI). Sin embargo, existe una gran cantidad de crudos que varían en calidad y abundancia de región en región y de país en país, como se puede observar en la Tabla 1.3. Todos estos crudos son explotados y comercializados en sus distintos mercados nacionales y en el mercado internacional. En virtud de que la calidad de los crudos varía dentro de un amplio rango, su precio también difiere, por lo que en realidad, no se puede hablar, en sentido estricto, de un solo “precio” para el petróleo. Para evitar tener que elaborar una lista de precios casi interminable para todos los distintos crudos producidos en el mundo (alrededor de 70 más sus posibles mezclas), se toman algunos de los más conocidos como referencia y con base en ellos se puede calcular el precio de cualquier crudo dependiendo de su similitud en composición, calidad y porción de productos que se refinan de éste. Como ejemplo, se muestran las fórmulas de cotización de los crudos mexicanos en distintas regiones (Anexo 1).

¹² Otras escuelas postulaban la formación del petróleo como resultado de las reacciones isoquímicas entre el agua y el bióxido de carbono, además de otras sustancias que contienen carbón; o que los hidrocarburos formaban parte constitutiva del polvo cósmico que envolvía a la Tierra en forma de nebulosa, que al enfriarse se precipitó el petróleo penetrando las rocas de los yacimientos actuales.

Historia del Comercio Petrolero

Ahora, sin embargo, si se considera el valor más general que tiene el petróleo, es decir, como fuente de energía y, además, como principal energético en el ámbito mundial, queda claro que en una discusión sobre los factores que afectan el comercio mundial de hidrocarburos, se puede hablar sobre "petróleo" como una mercancía de compra - venta, sin la necesidad de establecer *a priori* la calidad o tipo del crudo negociado.

A continuación, se hará una descripción sucinta de la evolución histórica del precio del petróleo y un análisis de los principales factores que tradicionalmente han causado inestabilidad en el mismo. Con base en este análisis, se clasificarán los factores de acuerdo al impacto que cada uno de ellos ha representado en la cotización de los hidrocarburos.

Tabla 1.3.- Características de los Principales Tipos de Crudos.

País	Tipo de crudo	Calidad del crudo		% Rendimiento típico en refineries		
		°API	% S	Prod. Ligeros	Prod. Medios	Prod. Pesados
Arabia Saudita	Arabian Light	33	1.8	17	34	47
	Arabian Heavy	27	2.8	15	26	57
Irán	Iranian Light	34	1.3	17	33	48
	BSMR Blend	27	2.4	12	27	59
Kuwait	Kuwait	31	2.5	14	29	55
Abu Dhabi	Murban	40	0.8	19	40	39
	Zakum	41	1.0	22	38	38
Oman	Oman	36	0.8	17	36	45
Dubai	Dubai	31	2.0	15	34	49
Argelia	Saharan Blend	44	0.1	22	38	38
Libia	Sirtica	43	0.4	30	36	32
Nigeria	Bonny Medium	25	0.2	6	43	49
	Bonny Light	37	0.1	20	43	35
Noruega	Statfjord	38	0.3	20	40	38
Rusia	Urals	32	1.4	18	33	47
Reino Unido	Brent Blend	38	0.4	20	36	42
Indonesia	Bekapai	41	0.1	22	52	24
Estados Unidos	ANS	27	1.1	16	28	54
	WTI	42	0.2	24	42	31
México	Istmo	35	1.5	21	35	42
	Maya	22	3.3	11	30	57
	Olmecca	40	0.8	22	40	36
Perú	Loreto	34	0.3	16	39	43
Ecuador	Oriente	29	1.0	12	31	55
Venezuela	Tía Juana Light	32	1.1	16	33	49
	Tía Juana Pesado	12	2.7	1	15	80

Fuente: Elaboración propia con datos de Petroguide (1997)

Segunda Mitad del Siglo XIX (1853-1899)

El siglo XIX vio nacer la revolución industrial y el surgimiento de las grandes potencias occidentales con economías fuertes y sustentadas en la producción masiva de bienes. En este siglo

se construyen los cimientos del capitalismo y se establece por cuestiones históricas y en algunos casos coyunturales, el escenario donde hasta la fecha han venido enfrentándose por el control económico y político mundial, los países que pudieron desarrollarse industrial y comercialmente mejor y más rápido.

Hacia la década de 1850, existían en las sociedades industriales principalmente dos necesidades primarias para las grasas o aceites: la iluminación y la lubricación. La primera era cada vez más demandada por el creciente aumento en el nivel de vida de algunas clases sociales, y en las industrias, como un medio de aumentar los horarios de producción en las fábricas que, hasta entonces, siempre habían estado restringidos al tiempo de luz natural. Por otra parte, los avances en la producción mecanizada también requerían importantes cantidades de más y mejores lubricantes (Yergin, 1992).

En 1854, se patentó en Estados Unidos un proceso de refinación de asfalto para producir keroseno y utilizarlo como aceite iluminante. En esa misma época, un grupo de empresarios comenzó a estudiar la posibilidad de extraer keroseno de una sustancia casi desconocida llamada petróleo (rock oil). Para 1859, este grupo encabezado por el Coronel Edwin L. Drake¹³ puso en producción el primer pozo petrolero comercial en Titusville, Pennsylvania, iniciándose, a partir de ese momento, el primer gran boom petrolero (Yergin, 1992).

Durante la primera década completa de producción petrolera (1860-69), el precio del petróleo tuvo un coeficiente de variación del 67%¹⁴, uno de los más grandes de la historia. (Figura 1.1). Esta diferencia se debió principalmente a que por ser un producto de uso inédito, su forma de producción fue inventándose sobre la marcha y de una manera más bien empírica, por lo que el descubrimiento de nuevos yacimientos, y el desarrollo de pozos, o sea el crecimiento de la oferta, era un proceso sujeto casi siempre al azar, dando como resultado que en algunos años, durante este periodo, la oferta superara por mucho la demanda, y que en otros años se presentara un fenómeno inverso.

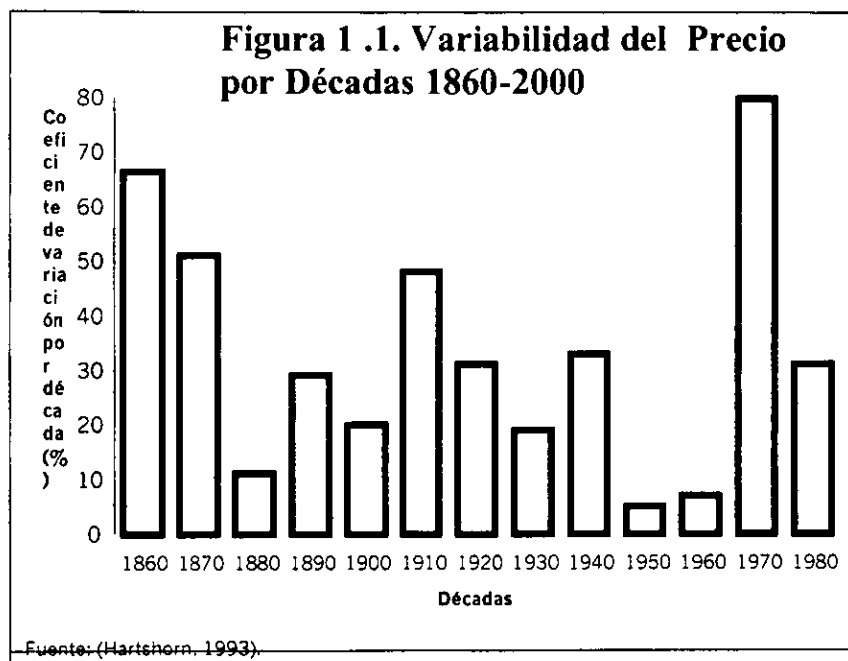
La demanda, por su parte, también fue inconstante debido que estuvo sujeta a distintos factores sociales y económicos. Hay que recordar que mucha gente no conocía los posibles "beneficios" de la iluminación artificial y que por otro lado, los mecanismos de comercialización se encontraban en pañales debido a la poca experiencia mercantil de los capitalistas primitivos y a las condiciones estructurales del nuevo sistema económico.

Durante la siguiente década (1870-1879), el precio del petróleo mantuvo un coeficiente de variación alto (51%). Las causas de esta inestabilidad fueron, en esencia, las mismas que en la década anterior, tanto la producción (oferta) como la demanda crecieron en forma considerable, aunque de manera asimétrica; además, se inició la internacionalización del keroseno y otros derivados del petróleo. Europa se convirtió en el segundo mercado más importante de estos

¹³ En realidad, este grupo de empresarios estaba, más bien, formado de aventureros que casi siempre contaban con más ánimo y fe, que con los medios financieros para llevar a cabo sus proyectos. Edwin Drake, por ejemplo, se inventó así mismo el título de Coronel, con la finalidad de atraer la atención de posibles socios capitalistas. Debido a su gran pasión por descubrir yacimientos petroleros, nunca pudo conservar su fortuna, por lo que a pesar de ser el primer hombre que produjo petróleo comercialmente, vivió sus últimos años en la pobreza y de una pensión que el estado de Pennsylvania le concedió en honor a su papel como pionero de la industria petrolera.

¹⁴ La variabilidad se mide como la desviación estándar de una muestra de precio del petróleo con respecto al promedio de la década. El coeficiente de variación es la desviación estándar dividida entre el promedio de la década, expresado en por ciento. Un mayor coeficiente de variación indica grandes fluctuaciones de los precios, mientras que un coeficiente menor indica una relativa estabilidad en los precios (Hartshorn, 1993).

productos y de esa manera también se fomentó la producción de petróleo en esta región, destacándose el descubrimiento y desarrollo de los campos de Bakú en Rusia.



Otra característica importante fue que en este periodo comenzó y se consolidó el imperio y monopolio de la *Standard Oil Company* de John D. Rockefeller en Estados Unidos. De hecho, esta situación propició, en gran parte, la inestabilidad de precios que se observa en esta década, ya que la Standard haciendo uso de ingeniosas tácticas mercantiles aunque poco éticas, inició una guerra de precios con el fin de debilitar a las compañías rivales y enfilarse hacia un control casi total de la industria petrolera norteamericana y, en buena medida, internacional durante el siguiente cuarto de siglo (Greene, 1985).

En la década de 1880-1889, Rusia se convirtió en un importante segundo país productor lo que aunado al aumento de la producción norteamericana mantuvo a la oferta arriba de la demanda y, por lo tanto, a los precios bajos. En esta década también se alcanzó la mayor estabilidad en el precio del petróleo en un periodo de casi un siglo (1859 -1950), ya que su variabilidad fue del 10%. Una de las razones por las que se alcanzó esta estabilidad fue a la poca competencia por el control de los mercados que se llevó a cabo en Europa.

Es bien cierto que debido a su posición geográfica y a la magnitud de sus reservas y producción, Rusia presentaba una importante amenaza para la Standard, pero no fue hasta 1889, que con la construcción de un oleoducto desde Bakú hasta el Mar Negro, que la producción rusa pudo inundar el mercado europeo y, en solo tres años, aumentó su parte del mercado mundial de combustible para la iluminación del 22 al 29% (Yergin, 1992).

De 1890 a 1899, ocurrieron diversos eventos que trajeron de nuevo inestabilidad en el precio del petróleo (alrededor del 30%). Como ya se mencionó, la competencia rusa fue lo primero, pero también, por otra parte, se abrió un frente oriental en la competencia por el mercado asiático entre americanos, ingleses y holandeses. En el mismo Estados Unidos, la Standard también tuvo que

enfrentar la lucha de compañías americanas independientes que comenzaron a desarrollar los mercados, al oeste de las Montañas Rocallosas, fuera del alcance del monopolio de Rockefeller. Además, de forma paralela, empezó a declinar el mercado del keroseno, principalmente debido a que Thomas Alva Edison había inventado la bombilla eléctrica en 1882, presentándose ésta como una mejor alternativa para la iluminación. Como ejemplo, de 1885 a 1901, el número de bombillas en uso creció de 250 mil a 18 millones (Yergin, 1992).

Primera Mitad del Siglo XX (1900-1949)

El siglo XX puede ser considerado como la centuria de los hidrocarburos, el petróleo superó al carbón como el principal generador de energía, y todavía hoy en día, alrededor de dos terceras partes de los requerimientos de energía primaria del mundo provienen de los hidrocarburos.

El escenario donde se ha desarrollado la industria petrolera internacional de este siglo, ha cambiado y está caracterizado por varios periodos de condiciones y circunstancias diferentes entre sí. De una intensa lucha entre unas cuantas compañías multinacionales por consolidar y acrecentar sus partes del mercado; a un acuerdo implícito de las mismas compañías por restringir la entrada de la competencia; hasta la entrada en escena de las compañías independientes; la formación de la OPEP; a la toma de control por los países productores; y el control de la demanda por los países consumidores.

Entre 1900 y 1919, al tiempo en que el mercado del keroseno empezaba a declinar, otra invención, el automóvil, creó un mercado para otro derivado del petróleo: la gasolina. Comenzando así, un desarrollo que la ha llevado a convertirse en el principal combustible para la transportación. La demanda de gasolina propició que a su vez la demanda de petróleo creciera de manera constante, pero en este periodo, serían los distintos descubrimientos en California, Texas, Oklahoma, Indonesia, México y Persia (Irán), los que aumentarían enormemente la oferta mundial de petróleo. La competencia por los mercados internacionales se tornó más cruenta al consolidarse compañías como Royal Dutch - Shell, *British Petroleum*, y al fraccionarse la *Standard Oil Company*¹⁵

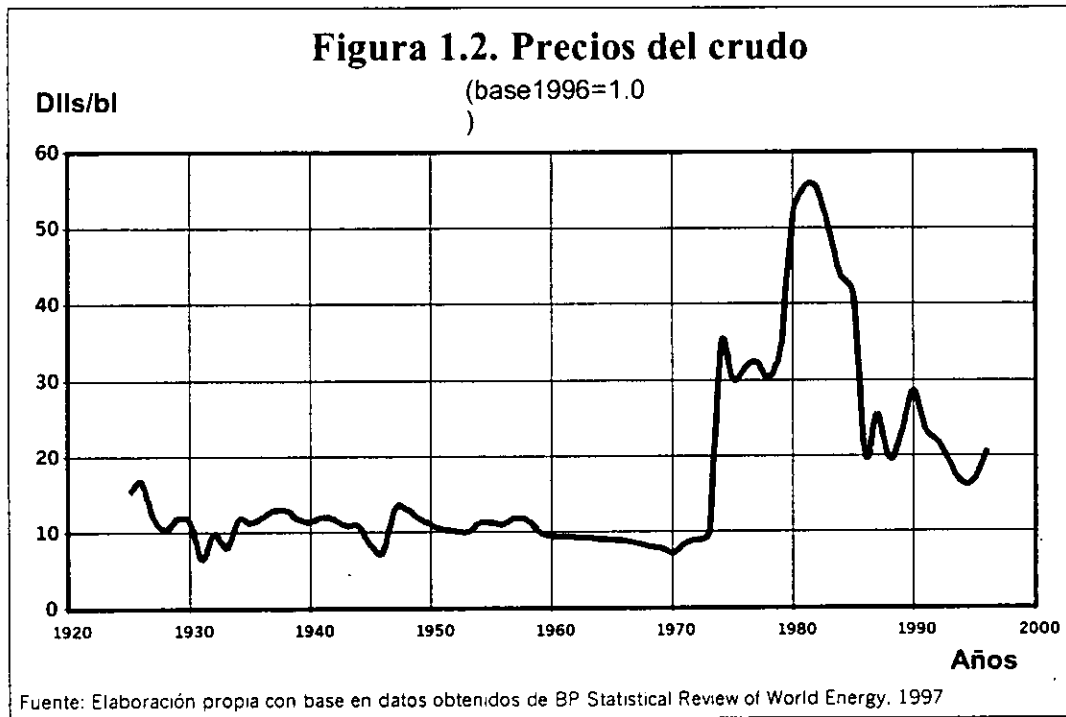
La mecanización de los ejércitos en la Primera Guerra Mundial aumentó la importancia estratégica del petróleo, mientras que la revolución en Rusia, donde existían importantes reservas petroleras, aumentó la inestabilidad en la cotización del crudo. Estas consecuencias se observan en los coeficientes de variabilidad de 20 y 48 % respectivamente para las primeras dos décadas del siglo.

Las siguientes tres décadas fueron todas ellas de constante incertidumbre en el precio del petróleo. En primer lugar, los años veinte (32%) se vieron afectados por un aumento en la demanda debido principalmente a factores estructurales en el desarrollo de las economías de los principales países industrializados posterior a la primera guerra mundial. La sustitución de las máquinas y motores de vapor o carbón por los motores diesel y de combustóleo representaron una importante tendencia que consolidó el papel del petróleo como principal fuente de energía primaria en el mundo. A pesar de lo anterior, el precio real del petróleo comenzó, en este periodo, una declinación que no terminó hasta la década de los setenta Figura 1.2 . Una de las explicaciones se fundamenta en el hecho de que con la adición de los países productores de Medio Oriente y un importante

¹⁵ Entre 1906 y 1911 la *Standard Oil Company* se defendió infructuosamente de varias demandas antimonopolio y en julio de 1911 se le ordenó separarse en varias entidades de las que sobresalieron con distintos nombres: Exxon, Mobil, Chevron, Amoco y Conoco, (ver siete hermanas en este mismo capítulo)

aumento en la producción de Estados Unidos, se creó una sobreoferta mundial de petróleo durante el mismo periodo.

Para 1928, la sobreproducción y la competencia para incrementar el control de los mercados, forzó un acercamiento entre las principales compañías multinacionales con el fin de establecer un control sobre la creciente producción y competencia. Mediante el Acuerdo de Achnacarry, las multinacionales firmantes, y posteriormente otras adherentes, forjaron un entendimiento que les permitió controlar la industria petrolera durante los siguientes 40 años¹⁶.



En la primera mitad de los años treinta, debido a la depresión económica mundial, se redujo la demanda de combustibles por lo que hubo una mayor disminución en los precios, pero para la segunda mitad de la década, la creciente industrialización y militarización de Europa, Japón y la Unión Soviética remontó los precios, dando como resultado una importante variabilidad para todo el periodo (cerca al 50%), y esto, a pesar de que los precios se mantuvieron relativamente bajos en promedio.

¹⁶ En el Castillo de Achnacarry en la costa oeste de Escocia, durante el verano de 1928, se reunieron los directores ejecutivos de Royal Dutch-Shell, *Standard Oil of New Jersey* (Exxon), *Anglo-Persian* (*British Petroleum*), Gulf y *Standard of Indiana* (Amoco), con el fin de analizar el problema de la sobreproducción en la industria petrolera. Tras dos semanas de discusiones secretas, se redactó el Acuerdo de Achnacarry mediante el cual se repartieron cuotas de ventas de crudo en las distintas regiones del mundo fuera de Estados Unidos. Además con el fin de reducir costos, las empresas acordaron compartir infraestructura y abastecer los distintos mercados desde los puntos geográficamente más cercanos. Meses después también se acordó restringir la producción de la misma manera. El acuerdo, que posteriormente fue aceptado por las otras multinacionales, fundamentó el principio de colusión mediante el cual las multinacionales controlarían la industria petrolera internacional (Yergin, 1992).

Para la década de los cuarenta, se siguió observando un coeficiente de variabilidad alto para el precio del petróleo (32%). Curiosamente, este fenómeno no se debió en forma directa a la Segunda Guerra Mundial, sino a las secuelas de reconstrucción e industrialización intensiva que se propició, principalmente, entre las naciones participantes durante la posguerra. En realidad, durante los años completos de la guerra (1940-1944), el precio se mantuvo casi constante, pero en 1945-46, con la reanudación de la producción en el Medio Oriente, el precio se desplomó, y después con el aumento en la demanda en los países industrializados, para 1947 el precio casi se duplicó.

Como conclusión para la primera mitad de este siglo, se observa que la variabilidad en el precio se mantuvo como característica. El promedio para los cincuenta años fue de alrededor del 30%. La demanda indudablemente tuvo una importante contribución en la inestabilidad del precio, pero en realidad fue la creciente oferta mundial la que influyó más la cotización del crudo. Adicionalmente, este periodo estuvo marcado por numerosos factores políticos, sociales y económicos: dos guerras mundiales, distintos movimientos independentistas, la aparición del socialismo y el fascismo, y la peor crisis financiera del capitalismo en este siglo entre otros. Todos estos factores tuvieron en diferente medida, una influencia sobre las distintas componentes del sector petrolero.

En este ensayo sería muy difícil analizar todos y cada uno de ellos. Sin embargo, se pueden destacar dos fenómenos por el particular peso específico que representaron para el posterior desarrollo de la industria petrolera mundial.

En primer lugar, la transformación del petróleo como una mercancía con valor puramente comercial al de una mercancía con valor estratégico. Es decir, a partir de este periodo, ninguna economía podría desarrollarse sin el uso intensivo de los hidrocarburos y ningún estado podría alcanzar una posición de poder militar o político sin el control de estos recursos.

El segundo fenómeno, fue la consolidación de un puñado de compañías petroleras multinacionales que lograron un acuerdo implícito de entendimiento que les permitió alcanzar el control mundial de este recurso. Las consecuencias de estos hechos, se verán reflejadas en el resto del siglo.

Segunda Mitad del Siglo XX (1950-1999)

Para la segunda mitad del siglo se alcanzó una mayor estabilidad en los precios del petróleo. En las décadas de los cincuenta y los sesenta se observaron coeficientes de variación de entre el 5 y el 7%. Existen varias posibles explicaciones para este hecho, pero sin lugar a dudas, la principal, fue el férreo control de las multinacionales sobre la producción y el mercado internacional en su conjunto, que propició que fueran las mismas compañías, en colusión con sus gobiernos nacionales, las que decretarán las políticas energéticas en el mundo entero.

Como se mencionó anteriormente, la importancia estratégica y política del petróleo aumentó de tal manera a lo largo del siglo XX, que los gobiernos nacionales de las compañías multinacionales (Estados Unidos y Gran Bretaña principalmente), se involucraron en muchos aspectos de las tomas de decisiones de las empresas petroleras. Por ejemplo, por razones estratégicas el estado británico era dueño del 51% de *British Petroleum*. Además, y de una manera sistemática, los gobiernos americano e inglés utilizaron su influencia diplomática para facilitar la entrada, casi exclusiva, de sus empresas petroleras a los países productores, mientras que éstas, una vez instaladas utilizaban su poder económico dentro del país productor para forzar a los distintos gobiernos locales a formar alianzas con las potencias occidentales y alejarse de la influencia

soviética, creándose así un círculo vicioso de dependencia económica y política en perjuicio en la mayoría de los países productores. Las excepciones las conforman las nacionalizaciones petroleras de México, en 1938, e Irán en 1951¹⁷.

En las últimas tres décadas del siglo, los precios del petróleo mostraron un alto grado de variabilidad. Para la década de los setenta, el orden petrolero comenzó a cambiar. Los países productores culminaron un proceso que había iniciado unos años antes con la creación de la OPEP. La toma de conciencia sobre el valor económico y político del petróleo fue imprimiéndose durante los años de la posguerra en la mente de la clase política de los distintos países productores, la nacionalización en Irán, la renegociación de contratos por Venezuela y la licitación de la zona neutral entre Arabia Saudita y Kuwait fueron actitudes reivindicativas por parte de los gobiernos que establecieron el legítimo derecho de estos países por involucrarse en la toma de decisiones de sus respectivas industrias petroleras. Este proceso los motivó a unirse y organizarse en un bloque en contra de las multinacionales. Por recomendación de la propia organización, desde finales de los sesenta y hasta principios de los setenta, la totalidad de los miembros de la OPEP expropiaron, nacionalizaron o compraron los intereses de las compañías multinacionales en sus países.

El control sobre la producción permitió a los miembros de la OPEP influir de manera determinante en la oferta y el precio del petróleo, y por eso en 1973, tras la guerra árabe-israelí, se decretó un embargo petrolero sobre los principales países industrializados y aliados de Israel, por lo que el precio se cuadruplicó provocando lo que se conoce como el primer shock petrolero en contra de los consumidores¹⁸. En 1979, tras la revolución iraní ocurrió el segundo shock petrolero al triplicarse los precios (Gately, 1984).

Este dramático aumento de los precios trajo como resultado un replanteamiento por parte de los países consumidores sobre su dependencia del petróleo, por lo que en 1974 se fundó la Agencia Internacional de Energía (AIE) como respuesta a la OPEP y con la finalidad de promover eficientemente la producción de petróleo en países fuera de la OPEP otorgando asistencia técnica; organizando la optimización de los flujos petroleros entre los países consumidores; y promoviendo el uso eficiente de la energía y de otras fuentes, entre los países industrializados (Shojai, 1995).

Durante la década de los setenta, se consolidaron dos fenómenos dentro de la industria petrolera internacional, en primer lugar, se dio un aumento significativo al precio internacional del petróleo, y en segundo lugar, el dominio mayoritario sobre las reservas petroleras y la producción de hidrocarburos paso del control histórico y centenario de un puñado de compañías multinacionales al de un grupo de países productores legítimos dueños de estos recursos (Gately, 1984).

Como respuesta a este nuevo contexto, los países consumidores intentaron encontrar algunos medios que pudieran garantizar una oferta relativamente segura y una cierta estabilidad al precio del

¹⁷ De hecho, el ejemplo de Irán es particularmente indicativo del poder e influencia de las compañías multinacionales. Con el apoyo popular y contraviniendo los deseos del Sha, el Primer Ministro iraní Mohamed Mossadegh nacionalizó la industria petrolera nacional y rompió relaciones con la British Petroleum que a la fecha controlaba mayoritariamente las concesiones petroleras en Irán. Para 1953, y tras un acercamiento con la Unión Soviética, los servicios de inteligencia de Estados Unidos e Inglaterra planearon un golpe de estado para deshacerse de Mossadegh, reinstalar al Sha y traer de regreso a la BP y a las otras "hermanas".

¹⁸ La condición de control sobre la producción fue la clave para el éxito de los objetivos de los países productores. A diferencia, por ejemplo, de los intentos de algunos países productores para sancionar a ciertos gobiernos de naciones consumidoras después de la crisis del Canal de Suez ó la Guerra de los Seis Días en los años cincuenta y sesenta respectivamente.

petróleo. Con este fin, se crearon algunos mecanismos de comercialización dentro de los que destacan el crecimiento del mercado spot y la aparición del mercado de futuros (Biolsi, 1995)¹⁹.

La década de los ochenta fue el reverso de la moneda de los setenta. Para 1985-86, la sobreproducción de petróleo, acompañada de algunos años de recesión económica precipitó la caída de los precios del crudo en un 50% promedio. A este fenómeno se le conoce como el contrashock petrolero²⁰ y trajo como principal consecuencia, una serie de crisis financieras en las economías de los países productores.

Las causas que motivaron este contrashock se pueden intentar analizar mediante la relación entre oferta y demanda. Por el lado de la oferta, desde el principio de la década de los ochenta, los precios elevados del petróleo provocaron que se diera una sobreoferta en la producción por varios motivos. En primer lugar, ya que la venta de crudo representaba tan buen negocio, se estimularon la exploración y explotación de yacimientos con costos de producción relativamente altos en países fuera de la OPEP, al tiempo en que los países productores tradicionales siguieron aumentando su producción.

Mientras tanto, la demanda internacional de petróleo sufrió una importante restricción debido a que como respuesta a los shocks de los setenta, la autosuficiencia energética²¹ de las naciones consumidoras había aumentado. En 1973, los países miembros de la OCDE tenían en conjunto una tasa de autosuficiencia de 63.2 %, pero para 1985 era de 75.8% (Dowling and Hilton, 1995). El aumento en esta relación se debió principalmente a dos factores: el aumento en la eficiencia energética²² de 0.55 en 1970 a 0.42 en 1986 que provocó una importante disminución en el requerimiento de energía, al tiempo que se aumentaba a un ritmo de 2.1% la producción nacional de energía primaria, principalmente carbón y gas natural (Salvatore, 1995).²³

En los noventa, las proyecciones de demanda consideraron que las inversiones en ahorro de energía características de los ochenta no se repetirán y que el patrón previo en el comportamiento

¹⁹ En realidad, se puede observar de los datos históricos, que en el tiempo en que llevan funcionado los mercados a futuro, la inestabilidad en los precios se ha seguido manteniendo. Por ejemplo, en los años ochenta el coeficiente de variabilidad del precio del petróleo fue cercano al 30%, mientras que en los noventa fue de alrededor de 75%. Se puede leer más información sobre estos instrumentos en el Anexo 1.

²⁰ Resulta curioso destacar que los términos shock y contrashock son relativos y fueron establecidos por ideólogos y analistas del primer mundo para definir la consecuencia de un gradiente de varios ordenes de magnitud en el precio del petróleo. En realidad en estos casos, hay economías más beneficiadas y economías más perjudicadas que otras, por lo que se entiende que un shock para los países consumidores representa un aumento extraordinario en los ingresos de los exportadores y viceversa.

²¹ Esta tasa es medida como la producción nacional de energía primaria entre los requerimientos totales de energía primaria. Por ejemplo, una tasa de 75.8% significa que el país produce dentro de sus fronteras en 75.8 % de la energía que consume por lo que debe importar el 24.2 % restante. Por lo tanto, un incremento en esta relación significa que el país ha ganado en autosuficiencia energética.

²² La eficiencia energética se calcula como el consumo de energía primaria entre el PIB, y las unidades normalmente son toneladas de petróleo equivalente entre miles de dólares.

²³ Entre los países del G-7 Japón es el más eficiente en el uso de energía pero es el más dependiente en energía importada. Italia, Alemania y Francia son altamente dependientes de la energía importada, aunque los dos primeros son más eficientes en su uso. Gran Bretaña y Canadá son exportadores netos de hidrocarburos pero son junto con Estados Unidos los más ineficientes en el uso de energía. Se deduce pues, que la dependencia energética promueve una alta eficiencia energética. Otro dato interesante es que la ineficiencia relativa de los Estados Unidos les cuesta anualmente alrededor de 220 mil millones de dólares, y por otra parte, su eficiencia le da a los japoneses una ventaja económica del 5% en todas sus mercancías en el mercado mundial (Dowling and Hilton, 1995).

del consumo con relación a los precios del petróleo se restablecería. Las perspectivas de aumentos fueron mayores en los países de Asia que se encontraban en un proceso exitoso de industrialización (por lo menos hasta la crisis de finales de 1997).

Así mismo, la década se caracterizó por una creciente preocupación internacional por el medio ambiente, y en la medida en que políticas ambientales sean implementadas con el fin de alcanzar las metas sugeridas por los grupos ambientalistas, se prevé una importante reducción en la demanda de petrolíferos. Aunque es poco claro como se implementaran estas medidas, el resultado es un aumento en la incertidumbre de la demanda de petróleo (Kemp, 1992.)

La invasión de Kuwait por parte de Irak en agosto de 1990, provocó que tras el bloqueo de las Naciones Unidas, se perdieran alrededor de 4.5 Mbd de petróleo crudo sobre el total de las exportaciones mundiales; sin embargo, aunque se presentaron algunos desbalances regionales, gracias a la respuesta en el aumento de producción por parte de la mayoría de los países productores, especialmente Arabia Saudita, se pudo reemplazar esta pérdida (Cairnie, 1992). Mientras tanto, la demanda registró su más pequeño aumento desde 1985 (solo 300 mbd), y aunque la invasión a Kuwait provocó un aumento en los precios y generó incertidumbre, la principal causa de este fenómeno se derivó de factores climáticos que causaron una disminución de 0.5 Mbd, con relación al consumo normal esperado; así mismo, también se dio una desaceleración económica en algunos países de la OECD.

Hasta mediados de la década, el crecimiento mundial fue moderado, especialmente en los países de la OECD; y aunque la oferta de crudo se comportó de manera paralela, el precio del petróleo declinó casi 30 % en el periodo 1990-1994, pero entre 1995 y 1997, el precio recuperó esa pérdida al reactivarse la demanda como consecuencia de un incremento en la actividad económica mundial y a un par de años con clima más frío de lo normal. Entusiasmados por los mejores precios, los productores incrementaron sus volúmenes en el mercado que aunado a la crisis económica de finales de 1997 en los países asiáticos, un invierno cálido en el hemisferio occidental, y una percepción en los mercados acerca de una sobreoferta permanente de petróleo, provocando que el precio del petróleo se derrumbara durante todo 1998 hasta alcanzar niveles históricos, dándose lo que, probablemente, se conocerá en el futuro como el segundo contrashock petrolero. Todas estas circunstancias provocaron que la variabilidad en esta década fuera de 75%, la segunda más alta de la historia.

El Petróleo en el Nuevo Milenio

En las secciones anteriores se han analizado diversas características físicas, económicas y políticas del petróleo en el mundo. Se han explicado, de manera general pero con suficiente claridad para el espíritu de este ensayo, los principales factores que en el devenir de la historia han afectado la oferta y la demanda de petróleo, incidiendo en forma directa en su precio.

En esta última parte de la discusión, se propone un análisis recapitulando los factores que se han estudiado y que se considera han afectado a los precios del crudo con mayor énfasis. De igual forma se planteará, como un ejercicio académico, lo que a juicio de este ensayo podría ser la contribución de cada uno de éstos en las cotizaciones futuras del petróleo.

Factores Económicos

Estos factores han sido sin lugar a dudas, los principales determinantes del precio del petróleo y como consecuencia, de la inestabilidad y volatilidad que éste ha mostrado a lo largo de la historia de su comercialización. Las leyes “naturales” del mercado, oferta y demanda han influenciado, como en cualquier otra mercancía de intercambio, el precio de los hidrocarburos (Case, 1995). Se han esgrimido distintos argumentos que permiten demostrar la relación directa entre oferta y demanda con la cotización de los hidrocarburos.

Pero también, se ha podido deducir que la fuerza de mercado dominante ha sido la oferta, es decir, la demanda ha tenido que ajustarse en la mayoría de los casos a una escasez del producto o dejarse llevar por una sobreoferta. Por lo general, las discontinuidades en la oferta han sido producto de dos cuestiones principales: por un desabasto de tipo físico, o a una decisión unilateral de parte del productor (empresa o estado). La primera causa puede atribuirse a un agotamiento en la producción o a un problema de infraestructura en la transportación de la misma. Estos fenómenos son más característicos de los primeros años de la comercialización del crudo y se han superado a la fecha.

La segunda causa, se ha mostrado de manera casi permanente, primero por la colusión de un puñado de multinacionales, y posteriormente, a raíz del control de los países productores sobre su industria petrolera. La OPEP y en particular los países del Medio Oriente, tienen la capacidad de controlar una buena parte de la producción (oferta) y han ejercido ese poder en más de una ocasión (Gately, 1984). Las causas que motivan estas decisiones son de tipo político por lo que se discutirán más adelante.

Factores Ambientales

Estos factores han tenido, históricamente, poco impacto sobre la industria petrolera. Tradicionalmente, el negocio petrolero ha sido el peor enemigo del medio ambiente. No ha habido región del planeta en donde la industria petrolera se halla instalado y no halla provocado un desequilibrio en la flora, fauna y medio ambiente de la zona. Hasta fechas recientes²⁴, se ha iniciado un desarrollo de zonas petroleras más equilibrado con el medio ambiente. En Estados Unidos, por ejemplo, se ha suspendido la exploración y como consecuencia la explotación de yacimientos en algunos estados y cerca de centros de población. Lo mismo ha sucedido en otras regiones del resto del mundo, y ahora más que nunca, hay una importante tendencia para controlar el desarrollo “contaminante” de la industria petrolera (Torvanger, 1995).

A pesar de la tendencia anterior, a la fecha, los factores ambientales no han podido impactar el precio del petróleo. Sin embargo, a raíz de las convenciones sobre medio ambiente y calentamiento global, se ha comenzado a plantear la necesidad de cambiar los hábitos de consumo energético a escala global considerando que la mayor parte de los gases de efecto invernadero se producen por la quema de combustibles fósiles como el petróleo y el carbón. Los países industrializados se han comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero tanto dentro de sus propias fronteras como en países en vías de desarrollo. Hasta ahora, la mayoría de las

²⁴ El derrame petrolero del Exxon Valdés y el daño ecológico que produjo concientizó enormemente a la sociedad mundial. El impacto ambiental de un derrame de crudo depende de varios factores como la cantidad de crudo, la duración de la exposición, el tipo de petróleo, el área involucrada (costa, estuario, mar abierto), la temperatura del agua, la velocidad del viento, la estación del año, la sensibilidad y tipo de ecosistema, y la historia de exposición al crudo y otros contaminantes (Spash and Young, 1995).

medidas tomadas en el mundo han sido voluntarias, pero el efecto que éstas tendrán en la demanda futura de petróleo es incierto y más aún si estas comienzan a tomarse rígidas o si empiezan a volverse obligatorias (Hohmeyer, 1997). No hay duda de que los factores ambientales modificarán en forma drástica el uso indiscriminado del petróleo en la mayoría de los países, y de alguna manera a la cotización de los crudos, en particular a aquellos con mayor rendimiento de destilados pesados e intermedios. Pero no es previsible que esto suceda en el corto plazo.

Factores Físicos y Tecnológicos

Como se estudió anteriormente, los factores tecnológicos han jugado un importante papel en el precio del petróleo. En el siglo pasado, la incorrecta explotación de los yacimientos por falta de conocimiento y tecnología apropiada propició el rápido agotamiento de los recursos en algunas regiones, lo que originó un aumento en el precio. En contraste, los adelantos tecnológicos que se alcanzaron durante este siglo, ha propiciado que muchas regiones pudieran producir independientemente de sus altos costos de producción o el nivel de sus reservas, por lo que el mercado se vio afectado por una importante sobreproducción que ayudo ha contraer los precios del crudo en algunas décadas. Además, según Case (1995), las innovaciones tecnológicas, al reducir los costos unitarios de producción, han influenciado la trayectoria de precios de la mayoría de los recursos naturales extractivos, incluido el petróleo²⁵

En la actualidad, existen reservas mundiales de petróleo cercanas a los 2.4 billones de barriles de petróleo que cubren 70 años de consumo a los niveles actuales. Adicionalmente, se pueden agregar alrededor de 4.6 billones de barriles que a precios actuales y con la tecnología actual, no resulta económico producirlos. El sustento para la anterior suposición es que resulta poco realista considerar que el progreso tecnológico ha llegado a su máximo, y que en un futuro cercano no se desarrollarán tecnologías que permitan explotar ese crudo a precios económicos. La tecnología del futuro también podrá, seguramente, mejorar los procesos de obtención de crudos a partir de arenas y otros hidrocarburos pesados e impuros que representarían otros 15 billones de barriles adicionales. En este escenario de progreso científico y tecnológico se pueden considerar que los recursos petroleros alcanzarán para 750 años al ritmo de producción actual. Es decir, no se considera que el precio del petróleo pueda aumentar dramáticamente por razones de agotamiento físico (Lynch, 1997).

Factores Políticos

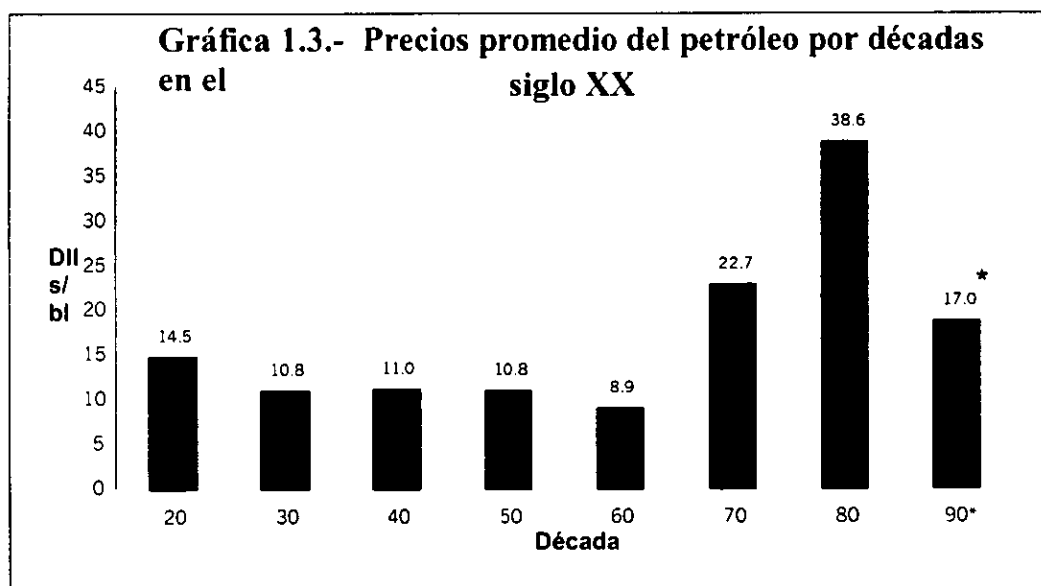
Se mencionó anteriormente que el valor del petróleo como simple mercancía comercial ha trascendido a una posición como insumo estratégico en el desarrollo económico de todas las naciones del orbe. Esta importancia se manifestó desde los primeros años de este siglo, pero no fue hasta que los gobiernos, de los países consumidores en un principio, y los de los países productores posteriormente empezaron a intervenir de manera directa en el control de la industria petrolera internacional, que se evidenció la importancia política alrededor del petróleo.

Debido al gran control que las compañías multinacionales ejercieron sobre el mercado petrolero internacional hasta los años sesenta y a la incapacidad o falta de interés de los países productores por cambiar estas condiciones, el precio del petróleo no se vio afectado en gran medida

²⁵ La anterior afirmación es cierta, para el periodo de 1900 a 1970, con respecto a los costos unitarios de todos los recursos excepto el cobre (Case, 1995).

por cuestiones de políticas internacionales o nacionales. Algunas excepciones como la primera nacionalización en Irán o la crisis del Canal del Suez ya se discutieron con anterioridad.

Sin embargo, esta situación comenzó a cambiar gradualmente con la toma de conciencia de los países productores sobre la importancia de controlar sus industrias petroleras. Este proceso se vio coronado con la creación de la OPEP y la posterior nacionalización de los activos petroleros de cada país²⁶. El control absoluto sobre la producción de crudo por parte de los principales países productores dejó sin control de la oferta a los países consumidores, que por razones obvias habían trabajado en años anteriores para encontrar un punto de equilibrio entre oferta y demanda, que les garantizara un crecimiento económico fundamentado en combustibles baratos y abundantes. No es precisamente una coincidencia que durante el mayor periodo de control del mercado internacional por parte de las compañías multinacionales, se den los precios más bajos del petróleo (ver Figura 1.3).



El shock petrolero de 1973 causó un enorme impacto en las economías de los países industrializados, por lo que comenzaron a tomar medidas que suavizaran los efectos de otros posibles shocks. Ya se mencionó que se creó la Agencia Internacional de Energía; se implementaron programas nacionales de ahorro de energía; se incrementó en la medida de lo posible la producción de hidrocarburos dentro de algunos de estos países, así como la generación de otros tipos de energía (carbón, nuclear, renovables); y se iniciaron reducciones en la dependencia del petróleo al sustituir su uso en la generación eléctrica por gas natural. Estas decisiones de corte político, algunas de ellas, propiciaron una caída en los precios del petróleo hasta lo que se conoce como el primer contrashock petrolero.

²⁶ La toma de control de las industrias nacionales de los distintos países productores se dio bajo diferentes características y modos. En algunos casos fue una expropiación o nacionalización con implicaciones de rupturas diplomáticas y demandas legales, y en otros caso fue una compra negociada de activos dentro de un esquema de transferencia y asistencia técnica por parte de la compañía multinacional desplazada.

La variación, aunque corta en el tiempo, que se observó durante la guerra del Golfo Pérsico también obedeció a consideraciones políticas. Así mismo, la sobreproducción de 1996 y 1997 derivado de una violación a los límites de las cuotas de la OPEP; los recortes de la producción petrolera de 1998 al 2000, producto del acuerdo de los principales países productores; y finalmente el aumento a la producción acordado en abril de 2000; son el resultado de intereses y acuerdos políticos.

Es evidente pues, que los factores políticos han determinado en buena medida la cotización del petróleo en años recientes y debido a la importancia que éste seguirá teniendo en el mediano plazo, es lógico suponer que esta tendencia continuará.

Las Estrategias de las Multinacionales

Identificar los objetivos y estrategias de las principales compañías multinacionales es una tarea que requiere de un profundo conocimiento de la historia y forma de organización de cada una de las empresas analizadas. Por esto, la siguiente discusión es muy general, y no pretende realizar un análisis profundo o exhaustivo de este tema, sino más bien identificar algunos rasgos característicos del comportamiento reciente de las principales compañías petroleras privadas. El análisis se integra de dos partes: el periodo 1970-1985; y el periodo 1986-al presente.

1970-1985

En 1970, las principales multinacionales producían 24.4 Mbd de petróleo y comercializaban 21 Mbd de petrolíferos, que representaban, excluyendo los países socialistas, el 61 y el 53% del total mundial respectivamente. Para 1985, su producción de crudo fue de 13.5 Mbd y su venta de petrolíferos de 17.7 Mbd que representaron el 31 y el 39% del total en los países con economías de mercado. Es decir, sufrieron un gran retroceso, en términos reales y nominales, de sus operaciones. Este fenómeno se explica por la nacionalización de la mayoría de sus activos en los países de la OPEP, y por la intensa competencia que se produjo en los mercados petroleros, específicamente después de los aumentos de precios de 1973 y 1979, que atrajeron a una muy importante serie de inversionistas dentro de la industria petrolera mundial.

Por ende, tras los shocks petroleros de los setenta, las grandes multinacionales, según Bourgeois y Perrin (1988), se plantean nuevas cuestiones sobre sus perspectivas a futuro con respecto a:

- 1.- La capacidad de remplazar parcialmente la producción de los yacimientos nacionalizados en el Medio Oriente que constituía su principal fuente de ingresos.
- 2.- El grado de diversificación en sus actividades tradicionales.
- 3.- Las oportunidades y los riesgos en desarrollar substitutos energéticos para el petróleo (carbón, uranio, esquistos bituminosos, etc.).

Los anteriores autores proponen que las estrategias de las multinacionales con respecto a estas cuestiones se pueden analizar dentro de las actividades de reestructuración geográfica y sectorial de sus operaciones.

- I.- Reestructuración geográfica de sus actividades.

Al salir de los países que nacionalizaron su industria petrolera, las multinacionales se quedaron sin áreas “seguras” en donde realizar sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos, por lo que estas empresas decidieron centrar sus inversiones en la región con menor riesgo posible, que en su caso fueron sus propios países. De 1973 a 1985, un promedio del 60% del presupuesto de exploración y producción de las multinacionales se concentró en proyectos en su base nacional (Estados Unidos y Europa). Algunas empresas como Texaco y Gulf destinaron alrededor del 70% (Bourgeois et Perrin, 1988).

Como consecuencia de las inversiones en exploración, la proporción de reservas de hidrocarburos en su base nacional aumentó del 35% en 1977, a 42% en 1981 estabilizándose alrededor del 40% para 1985. Por otra parte, el porcentaje de la producción total de hidrocarburos que se obtuvieron en la base nacional aumentó del 18% en 1978, hasta 32% para 1984 (Bourgeois et Perrin, 1988).

En cuanto las actividades *downstream*, la producción de petrolíferos dentro de la base nacional también aumentó de 32% en 1974, a 41% en 1985. Las excepciones fueron Mobil y Royal Dutch-Shell que durante el periodo mantuvieron esta proporción constante en cerca de 40%. Sin embargo, las ventas de productos petrolíferos se mantuvieron fijas en alrededor de 32%. La razón por las que en general, las multinacionales no aumentaron tanto sus porcentajes de actividades en refinación y comercialización como lo hicieron en exploración y producción, puede deberse a que en su mayoría, las actividades que les fueron nacionalizadas constituían el sector *upstream*, ya que tradicionalmente los centros de refinación se han encontrado en los centros de consumo.

II.- Relocalización Sectorial

Bourgeois y Perrin (1988) llaman relocalización sectorial a dos estrategias implementadas por las multinacionales: la modernización de sus refinerías, y la diversificación de sus actividades.

La modernización de refinerías con el fin de disponer de menos productos pesados y más productos ligeros que no tengan sustitutos es también referido como “blanqueamiento del barril de petróleo”. Por ejemplo, el combustóleo es un petrolífero pesado o “negro”, de relativo poco valor y, que además, puede ser substituido por carbón o gas natural en la generación de electricidad, mientras que la gasolina es un refinado ligero o “blanco”, de mayor valor y que es hasta cierto punto insustituible.

En ese sentido, la parte de productos ligeros sobre el total de ventas de petrolíferos de las multinacionales creció de 36 a 44% en el periodo 1973-1985. Se destacan Exxon por haber incrementado esa proporción en 11 puntos porcentuales, y Texaco que con el incremento del periodo, su proporción de productos ligeros sobre pesados era casi igual (48%) (Bourgeois et Perrin, 1988).

En el caso de la diversificación de actividades, aunque en promedio las multinacionales concentraron cerca de un 10% del total de sus inversiones en proyectos de diversificación, los resultados no fueron homogéneos. Tres empresas tuvieron relativamente más éxito: Exxon, Gulf y Mobil. La primera, concentró sus esfuerzos en 3 grandes áreas: energía solar, nuevos materiales, e informática; después de haber alcanzado relativo éxito en exploración de uranio, carbón y crudo pesado en E.U. y Canada. Gulf había comenzado esfuerzos importantes de diversificación desde 1972, y en el área de energía y minerales a través de una subsidiaria, *Gulf Mineral Resources Company*, comenzó la exploración de uranio, carbón, esquistos, azufre, potasio y fosfato. Además de que a través de otra subsidiaria la *Gulf Oil Real Estate Development Company* inició operaciones

en el sector inmobiliario, así como la compra de una compañía aseguradora, una empresa de espectáculos y un conglomerado aeroespacial. Finalmente, Mobil realizó uno de los esfuerzos más importantes en inversiones para diversificarse; en 1974, adquirió el control de Marcor, una empresa que controlaba supermercados y una compañía papelera con un costo total de 1 700 millones de dólares y que para 1976, con ganancias de 144 millones de dólares representaba cerca del 20% del total de las utilidades de *Mobil Corporation* (Greene, 1985).

En contraste, las otras cuatro multinacionales realizaron poco esfuerzo para diversificarse. Chevron ha realizado inversiones en actividades de producción de asfalto y agroquímicos, mientras que en el área energética realizaron algunos proyectos de geotermia y producción de uranio. Texaco tampoco se pudo diversificar, y sólo ha realizado pequeñas inversiones en petroquímica, carbón, esquistos y arenas, y agricultura. Shell ha concentrado su diversificación en centrales nucleares y producción y comercialización de carbón. Finalmente, la BP ha centrado su principal esfuerzo a través de una subsidiaria en la producción de alimentos para animales (Greene, 1985).

III.- Tipología de las estrategias.

En conclusión se puede observar la tendencia de cada compañía sobre las estrategias comunes. En primer lugar la estrategia de especialización sectorial puede medirse como el porcentaje de las inversiones en exploración y producción sobre el total de las inversiones en hidrocarburos. Durante el periodo, el promedio de las multinacionales fue 75%, siendo Mobil, Exxon, Gulf, y Texaco quienes sobresalieron (Bourgeois et Perrin, 1988).

La estrategia de mayor refinación se puede constatar en el porcentaje de las inversiones en refinarias con respecto al total de inversiones. Durante el periodo, el promedio de las multinacionales fue 6%, aunque en el caso de Shell fue del 11% (Bourgeois et Perrin, 1988).

La estrategia de diversificación puede medirse como el porcentaje de las inversiones en diversificación en el total de las inversiones. En este caso el promedio de estas empresas durante el periodo fue de 11%, destinando el mayor porcentaje British Petroleum, Mobil, Chevron y Gulf (Bourgeois et Perrin, 1988).

Finalmente, con respecto a la importancia de su base nacional, se puede medir el porcentaje de las inversiones realizadas en su base nacional con respecto al total de sus inversiones a nivel mundial. El resultado promedio es 47%, destacándose Texaco, Gulf, Mobil, y Chevron (Bourgeois et Perrin, 1988).

Es decir, las multinacionales decidieron aumentar la presencia en su base nacional, invertir principalmente en exploración y producción dentro de sus fronteras, y al mismo tiempo realizar algunas políticas de diversificación de actividades y de aumento en el valor de los productos petrolíferos que producían.

1986-2000

Se ha mencionado que la integración vertical de las multinacionales, y en buena parte de la industria petrolera internacional, se fraccionó durante la década de los setenta, y que este fenómeno se derivó principalmente de la toma de control en las operaciones *upstream* por parte de los países productores Tabla 1.4. Las siete multinacionales, en 1972, producían más crudo del que refinaban y comercializaban; para 1985, sólo dos BP y Shell, mantenían esa característica; pero para 1997 todas las empresas se han vuelto más refinadoras que productoras de crudo, casi la mitad del volumen que

refinan lo tienen que adquirir de los mercados, lo que las hace dependientes de las fluctuaciones del precio del petróleo.

Tabla 1.4.- La Desintegración de las Multinationales 1972-1997.

Empresa	Año	Producción de Crudo (Mbd)	Crudo Procesado (Mbd)	Volumen de Ventas (Mbd)	Grado de Integración
British Petroleum	1972	4.84	2.4	2.3	50.4
	1985	2.724	1.795	2.518	34.1
	1997	1.251	1.797	3.262	-30.4
Exxon	1972	6.145	5.146	5.701	16.3
	1985	1.701	2.903	4.082	-41.4
	1997	1.599	4.011	5.43	-60.1
Mobil	1972	2.339	2.194	2.383	6.2
	1985	1.295	1.59	2.16	-18.6
	1997	.927	2.191	3.343	-57.7
Texaco	1972	4.021	2.952	3.381	26.6
	1985	1.509	1.848	2.663	-18.3
	1997	.833	1.551	2.585	-46.3
Shell	1972	6.41	5.154	5.431	19.6
	1985	4.427	2.959	4.105	33.2
	1997	2.328	4.057	6.56	-42.6
Gulf	1972	3.214	1.947	1.686	39.4
	1983	1.499	.939	1.111	37.4
Chevron	1972	3.224	2.109	2.169	34.6
	1985	1.566	1.956	2.571	-24.9
	1997	1.074	1.498	2.254	-39.5
Totales	1972	30.198	21.902	23.051	27.5
	1985	13.222	13.051	18.099	1.3
	1997	8.012	15.105	23.434	-47.0

Fuente: Elaboración propia con datos de Opec (1977), Opec (1986) y Opec (1998).

Sin embargo, en estos últimos años, la principal tendencia observada en la industria es la “reintegración” vertical. Los mecanismos de reintegración son específicamente tres: la adquisición de activos o la fusión; la asociación en empresas conjuntas; y la asociación a través de contratos de suministro o contratos de exploración y producción de riesgo y producción compartidas (Brown and Semmens, 1995).

El tipo de herramienta utilizada depende de la compañía en cuestión y de la actividad upstream o downstream que busque reforzar. Por ejemplo, algunas de las CPNs²⁷ de los países productores que han dado pasos firmes hacia su integración e internacionalización han optado por la adquisición de activos y la asociación en empresas conjuntas. Otras CPNs con menos recursos han recurrido a los contratos de suministro en el mejor de los casos o, en ocasiones, a la simple contratación de un refinador extranjero que transforme su crudo en productos mediante el pago de una tarifa²⁸.

²⁷ El caso de las estrategias de integración vertical de las CPNs se analiza con mayor profundidad en el capítulo 5.

²⁸ Estos últimos mecanismos son como lo señala Luciano (1995): “*the poor producer’s way to downstream integration*”; o lo que es lo mismo, la integración vertical de los pobres.

El desarrollo de nuevas regiones petroleras y la reciente apertura en actividades de exploración y producción en algunos de los países productores tradicionales, ha permitido un proceso de mayor integración en las multinacionales. Para ello, estas empresas han recurrido a los contratos de producción compartida y a las asociaciones conjuntas con algunas CPNs. En virtud de que muchos de los proyectos iniciados se encuentran en las primeras fases de exploración y desarrollo de campos, el volumen adicional de petróleo que alcanzará a las multinacionales es todavía incierto, pero no hay duda de que les permitirá incrementar su proporción de actividades upstream.

Pero probablemente el principal fenómeno que ha marcado el comportamiento de las multinacionales y de otras empresas privadas es el aumento de sus activos ya sea a través de la adquisición directa o mediante la fusión con otras empresas. Este fenómeno obedece a la percepción de las mismas empresas de un mercado altamente competitivo y que requiere de una mayor eficiencia operativa y una reducción de costos que busca alcanzarse mediante la sinergia con otras empresas.

La adquisición directa comenzó, incluso, desde principios de los ochenta siendo los principales movimientos la compra de Conoco por Dupont; de Marathon por *US Steel*; de Gulf por Chevron; de Getty Oil por Texaco; de Superior Oil por Mobil; y más recientemente, de una porción de Unocal por Tosco; de Caltex por *Nippon Oil*; de Amerada Hess por Petro Canada; de Norcen por *Union Pacific* y de *Union Texas* por Arco. Todas estas adquisiciones han sido del orden de varios miles de millones de dólares (PIW, 1998; PIW, 1999).

Sin embargo, las fusiones han sido el mecanismo más socorrido en los últimos tres años, destacándose la unión de Exxon con Mobil; BP con Amoco y más recientemente con Arco; Total con Fina; Repsol con YPF; Ampotex con Mobil; Ultramar con Diamond Shamrock (UDS); Kerr-McGee con Oryx; y Nippon con Mitsubishi Oil (PIW, 1999).

La Reintegración como Estrategia

Además de ventajas como una mayor eficiencia, aumento en la parte de sus mercados, sinergia etc., se observa que tanto las adquisiciones como las fusiones han incrementado el grado de integración de las empresas participantes (Tabla 1.5). Por ejemplo, Chevron mejoró su grado de integración en casi 19 puntos, es decir, aunque se mantuvo como una empresa *downstream*, la adquisición de Gulf le permitió aumentar en 19 barriles de cada 100 el volumen de producción propia que ingresaba a sus refinerías. Tosco que era una empresa 100% refinadora, ahora produce de manera propia casi la cuarta parte de sus necesidades de crudo. También, aunque de manera marginal, PetroCanada se integró más después de la adquisición de Amerada Hess.

En el caso de las fusiones, BP-Amoco tenían un grado de integración conjunto de -25 que, al fusionar con una empresa *upstream* como Arco, mejoró a -16, es decir aumentó en 9 barriles de cada 100 su producción propia destinada a sus refinerías. Probablemente la última fusión analizada, sea el mejor ejemplo de las ventajas recíprocas de este tipo de estrategias de integración: Repsol, antes de la fusión, era una empresa con una capacidad de refinación y un sistema de comercialización importante, pero con un limitado acceso a la producción de crudo propio; YPF, por su parte, era una compañía con importantes reservas de hidrocarburos y una producción interesante de crudo, aunque con un sistema de refinación convencional y limitado; tras la fusión la nueva empresa satisface internamente casi dos tercios de sus necesidades de crudo.

Tabla 1. 5.- Impacto de las Adquisiciones y Fusiones de algunas Compañías Petroleras sobre el Grado de Integración Vertical.

Adquisiciones	Grado Previo		Grado Posterior	Incremento
Gulf por Chevron	37.4	-38.7	-19.9	18.8
Unocal por Tosco	-9.6	-100	-76.1	23.9
Amerada Hess por PetroCanada	-61.8	-66.1	-62.0	4.1
Fusiones				
BP-Amoco-Arco	-25.2	26.2	-15.9	9.3
Repsol-YPF	-79.0	50.0	-36.5	32.5
Fuente: Elaboración propia con datos de OPEC, 1985; PIW, 1998; y PIW, 1999.				

Clasificación de las Principales Compañías Multinacionales

Royal Dutch/Shell.- Es una empresa anglo-holandesa y hasta 1998 era la principal empresa petrolera multinacional. Sus ingresos en 1996 rebasaron los 170 mil millones de dólares (171796) y sus ganancias netas fueron cercanas a los 9 mil millones de dólares (8885). Esos mismos rubros en 1997, fueron 172832 y 7813 millones de dólares respectivamente. Produce anualmente más de 2.3 Mbd de petróleo y 8 Mpcd de gas. Tiene una capacidad de refinación de 4 Mbd y una venta de productos de 6.3 Mbd, y cuenta con 105000 empleados.

Exxon.- Es una empresa americana que se ubicaba hasta 1998 como la segunda multinacional más importante, pero tras su fusión con Mobil, pasó a formar el consorcio petrolero más grande del mundo. Sus ingresos, en 1997, fueron de 137242 millones de dólares y sus ganancias netas de 8460 millones. Produce anualmente 1.6 Mbd de petróleo y 6.5 Mpcd de gas. Cuenta con una capacidad de refinación cercana a 4.4 Mbd y vende 5.4 Mbd en productos. Hasta antes de su fusión empleaba a 80000 trabajadores.

Mobil.- La tercera compañía petrolera multinacional y recién fusionada con Exxon. En 1997 alcanzó ingresos cercanos a 66000 millones de dólares y sus ganancias netas fueron de 3272 millones de dólares. Esta compañía americana produce alrededor de 0.9 Mbd de petróleo y 4.6 Mpcd de gas. Cuenta con una capacidad de refinación de 2.3 Mbd y vende productos por un volumen cercano a 3.4 Mbd. Su nomina antes de la fusión con Exxon incluía 43000 empleados.

British Petroleum.- Esta compañía británica era la cuarta multinacional del mundo hasta el año pasado cuando tras la fusión de Mobil con Exxon y su propia fusión con Amoco, es parte del tercer consorcio petrolero más importante del mundo. Sus operaciones consolidadas con Amoco en 1997 generaron 108000 millones de dólares en ingresos y cerca de 7.3 mil millones en ganancias. Tendrá la capacidad de producir cerca de 2 Mbd de petróleo y 5.5 Mpcd de gas, mientras que contará con una capacidad de refinación de 2.9 Mbd y de venta de productos por un volumen cercano a 5.5 Mbd. El número de empleados del nuevo consorcio es de 100000.

Chevron.- La empresa americana era la quinta multinacional hasta 1998. Sus ingresos en 1997 fueron de 42000 millones de dólares y sus ganancias netas alcanzaron los 3256 millones de dólares. Produce cerca de 1.1 Mbd de petróleo y 2.5 Mpcd de gas. Cuenta con una capacidad de refinación superior a 1.6 Mbd y una venta de productos cercana a 2.3 Mbd. Cuenta con alrededor de 4000 trabajadores.

Texaco.- La empresa americana tuvo ingresos por 46667 millones de dólares en 1997, y ganancias netas de 2664 millones de dólares. Produce alrededor de 0.8 Mbd de petróleo y 2.2 Mpcd de gas. Tiene una capacidad de refinación cercana a 1.55 Mbd y una venta de productos de alrededor de 2.6 Mbd. Emplea un poco más de 29000 trabajadores.

Tendencia hacia la Privatización

Se mencionó anteriormente el fenómeno de liberalización y apertura característico de los noventa. En este contexto, la privatización de las empresas estatales ha pasado a formar parte de las agendas económicas de la mayoría de los gobiernos en el mundo. Sin importar el grado de desarrollo económico de los países, ni el desempeño o grado de eficiencia de la empresa nacional en cuestión, la privatización ha sido considerada como la panacea de todos los problemas “generados” por la intervención estatal.

Según Rodríguez- Padilla (1995), en el caso de los países en vías de desarrollo la privatización se ha justificado como un medio para atraer inversiones privadas, principalmente extranjeras, con el fin de resolver los problemas de financiamiento, y garantizar la expansión de los distintos sectores, que permiten el desarrollo social y económico nacional. La privatización también ha sido vista como un medio para incrementar la eficiencia y la productividad de algún sector industrial, que se volvió obsoleto o ineficiente bajo el control estatal; y así reducir los impactos sobre el medio ambiente, y utilizar racional e integralmente los recursos disponibles.

El movimiento de privatización también se ha estimulado de manera forzada, a través del condicionamiento de créditos del Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial y otras instituciones del tipo Bretton Woods, que han enfocado sus esfuerzos en reducir el papel de los estados dentro de sus respectivas economías. Así mismo, y en el caso de la privatización del sector energético, Rodríguez-Padilla (1995), razona que esta es una decisión política ya que no hay argumento técnico, económico, ambiental, de seguridad, o social contundente a su favor²⁹.

El sector energético internacional ha sido transformado de manera importante por este fenómeno privatizador: desde las actividades de extracción, de carbón, petróleo, o gas hasta su transportación, transformación en productos derivados, o la generación de energía secundaria, han sido varios los casos de empresas que han sido parcial o totalmente vendidos a intereses privados. El tema, como es obvio, es muy rico en información y su análisis rebasa la finalidad de este trabajo, sin embargo, y debido a su importancia dentro del contexto petrolero actual, a continuación se realiza un breve recuento de los principales casos por países.

- Argelia.- Como se mostrará en el capítulo 5, este país ha iniciado la apertura de algunas actividades *upstream* desde mediados de los noventas.
- Argentina.- Esta nación ha sido una de las que más sea involucrado en la privatización de sus activos en el sector de hidrocarburos, y energético en general. En 1990, inició la privatización de su sector petroquímico; en 1992 privatizó su principal empresa gasera, Gas

²⁹ En este mismo tenor, se da la lógica expresada por Stevens (1997), con respecto a una declaración de un importante servidor público que a principios de los ochenta contestó a la pregunta sobre las razones de la privatización: “The problem in that question is to suppose that privatization is actually about anything. It is a political imperative pursued for itself. If any argument for it can be found, or any benefits from it can be perceived, a grateful government will seize on them as rationalization; these are not objectives. The policy is the policy because it is the policy. There is fundamentally no more to it than that”.

del Estado; y en 1993, su CPN, Yacimientos Petrolíferos Fiscales; así como varias centrales eléctricas.

- Austria.- Se han privatizado varias empresas regionales de generación eléctrica así como el 20% de la CPN, Österreichische Mineralölverwaltung AG.
- Brasil.- Desde 1992, se inició un programa de privatización de empresas petroquímicas, y en la segunda mitad de la década se comenzó la privatización parcial de la CPN, Petrobras, que a la fecha permanece como 51% estatal.
- Canadá.- Se ha reducido la participación gubernamental en PetroCanada de un 30 a un 18 %.
- Chile.- En 1993, se privatizó a la Compañía Nacional de Electricidad Edelnor, así como otras empresas eléctricas regionales.
- Colombia.- Hasta 1995 se tenía planeado la privatización del sector eléctrico; la principal empresa carbonera Ecocarbón; y de algunas subsidiarias de la CPN Ecopetróleo. Además se han otorgado concesiones a varias compañías privadas para explorar y producir petróleo.
- España.- Se privatizó la CPN Repsol desde 1995.
- Francia.- La CPN Elf Aquitaine, una de las principales empresas petroleras del mundo fue privatizada en febrero de 1994.
- Gran Bretaña.- Desde 1979 a la fecha se privatizaron British Gas, British Petroleum, Britoil, British Coal y la mayor parte del sector eléctrico.
- India.- Tanto la ONGC como la IOC han sido parcialmente privatizadas aunque se han mantenido como CPNs.
- Italia.- La CPN ENI, se privatizó parcialmente en 1997, y en la actualidad el Estado sólo es dueño de un 37%.
- Nigeria.- Varias empresas privadas realizan actividades de exploración y producción de crudo, y su caso se analizará con mayor detalle en el capítulo 5.
- Perú.- Esta nación también ha realizado importantes privatizaciones, entre las que se encuentran varias subsidiarias de Electroperú y Petroperú, así como varias compañías mineras.
- Rusia.- En el sector de hidrocarburos, Rusia ha sido, sin lugar a dudas, el principal ejemplo de privatizaciones: Gazprom la principal empresa gasera del mundo y que cuenta con alrededor de la tercera parte de las reservas de gas a nivel mundial ha disminuido su participación estatal a 41%. Surgutneftegaz, Sidanco, Yukos, Sibneft, Tyumen Oil, e East Oil son algunas de las principales empresas privadas rusas que han surgido como protagonistas al heredar fracciones de la otrora importante industria petrolera soviética. También Lukoil, Slavneft y Onaco han sido parcialmente privatizadas, aunque las últimas dos mantienen una proporción mayoritariamente estatal.

- Venezuela.- Ha iniciado una importante apertura de actividades de exploración y producción de hidrocarburos que se estudiarán con más profundidad en el capítulo 5.

De la lista anterior, resulta indudable, más que en cualquier década reciente, que desde los noventas hay una importante tendencia, dentro del sector energético mundial, hacia su liberalización y la inversión de capitales privados, ya sea a través del establecimiento de empresas conjuntas con los gobiernos, la venta de empresas estatales, o la simple apertura de actividades; pero, la duda es, ¿qué tanto más se extenderá esta tendencia hacia los principales países productores de hidrocarburos?, o mejor dicho, ¿la liberalización en el sector petrolero, dentro de las regiones más rentables, es factible? Se observa que ENI, Elf y Repsol son las principales empresas que han pasado del estado a manos privadas, y las tres pertenecen a países industrializados importadores de hidrocarburos. Sin soslayar su importancia como compañías petroleras, la realidad es que ninguna CPN de algún país exportador ha sido privatizada hasta la fecha.

Así mismo, Gran Bretaña es el único país exportador importante de hidrocarburos que no tiene ninguna CPN; y aunque Rusia ha liberalizado su sector, conserva una importante presencia, en el mismo, a través de algunas CPNs. Lo mismo sucede con Brasil y Colombia, que también mantienen a su CPN como principal entidad dentro de su sector de hidrocarburos.

Los casos de Argelia, Nigeria y Venezuela se analizarán con mayor detalle a lo largo de la tesis, pero se puede adelantar que aunque se ha dado el caso de que estos importantes productores de petróleo han comenzado un proceso de apertura en algunas actividades, en general, los proyectos a cargo de las empresas privadas son en exploración y producción de regiones nuevas o en aguas profundas, y en la producción de campos marginales. Es decir, en proyectos que requieren del uso de tecnología de punta para garantizar su rentabilidad. La mayor parte de los proyectos de desarrollo de los yacimientos tradicionalmente más ricos y rentables siguen siendo administrados por las CPNs.

Es decir, una conclusión más o menos directa del proceso de privatización de los noventa, es que éste no se ha dado dentro de las regiones con mayor potencial petrolero, ni en forma tal que haya amenazado la posición o intereses estatales de las principales naciones productoras. En realidad, lo que ha ocurrido es una apertura de algunas actividades específicas que los gobiernos han estado dispuestos a fomentar, pues de cualquier forma, por sus características, estos proyectos no serían viables o considerables dentro de sus inversiones estratégicas.

Conclusiones del Capítulo

Como resultado de la caída del socialismo en Europa, y el advenimiento y difusión de las políticas neoliberales, en la década de los noventa se han presentado nuevas condiciones políticas y económicas que han afectado de manera importante el papel de la iniciativa privada, los gobiernos, y el Estado.

La liberalización de las actividades económicas y la privatización como políticas para reducir la interferencia gubernamental se han propiciado en el sector energético y petrolero mundiales. Además, la fluctuación del precio del petróleo, el acceso a las nuevas tecnologías y la intensa competencia que han caracterizado a la industria petrolera internacional han marcado, como nunca, la importancia de la competitividad y la eficiencia de las compañías petroleras.

La industria petrolera está conformada esencialmente por tres tipos de empresas: las multinacionales; las independientes; y las Compañías Petroleras Nacionales. las multinacionales son

Royal Dutch -Shell, Exxon-Mobil, British Petroleum-Amoco, Chevron y Texaco; las independientes son todas las demás empresas petroleras privadas; y las CPNs son las empresas estatales o públicas. Estas últimas son, característicamente, de países productores de hidrocarburos.

Las empresas multinacionales y las independientes han implementado diversas estrategias para mejorar su posición competitiva entre las que se encuentran: la diversificación de sus actividades comerciales; las inversiones en exploración y producción en su base nacional y fuera de la OPEP; la modernización de su sistema de refinación; y recientemente, la reintegración de sus actividades, mediante la adquisición de activos o la fusión con otras empresas.

Existen numerosos factores que impactan al contexto petrolero internacional entre los que destacan los comerciales, fiscales, financieros, políticos, ambientales, tecnológicos, físicos, geopolíticos, e históricos. Es difícil ponderar cada uno de ellos pero se considera que en un análisis sobre las CPNs, es fundamental analizar cómo estos factores afectan dos cuestiones: la relación entre oferta y demanda de los hidrocarburos y su precio; y las estrategias implementadas por las compañías multinacionales.

Al analizar la relación entre oferta, demanda y precio del petróleo se concluye que la fuerza de mercado dominante ha sido la oferta, es decir, la demanda ha tenido que ajustarse en la mayoría de los casos a una escasez del producto o dejarse llevar por una sobreoferta. En un futuro, la inestabilidad política en países y regiones productoras, presenta la mayor fuente de incertidumbre que afecta la oferta y demanda de hidrocarburos, así como sus precios.

Aunque se han dado muchas privatizaciones de activos petroleros, la mayoría se ha presentado en países importadores de hidrocarburos o con poco potencial en reservas y producción. En los principales países exportadores, a diferencia del sector eléctrico o de otros recursos como el carbón, el sector petrolero es demasiado importante como sostén del desarrollo económico, fuente de divisas y generación de riqueza para la sociedad, por lo que es difícil prever que los gobiernos de estos países estuvieran dispuestos a ceder el control de este sector a intereses privados o extranjeros.

Capítulo 2

Las Compañías Petroleras Nacionales en la Industria Petrolera Internacional

“It is only when our national oil companies venture out of their shell and go out into the wide world that they will come face to face with the hard facts of the International Oil Industry, with its complex interplay of power politics, its own particular set of ethics and its manifold conflict of interest.”

Ashraf Lutfi,
Past Secretary General of OPEC

En esta segunda parte se define, de forma general y para los propósitos de esta tesis, lo que es la compañía petrolera nacional (CPN), se enumeran las principales y se clasifican, de acuerdo a su importancia relativa, en varias categorías. La finalidad principal de esta sección es ponderar la importancia de las CPNs dentro del contexto petrolero actual. Se mostrará que las principales actividades de la industria petrolera están dominadas por las empresas estatales y no las privadas; y que específicamente, las CPNs de los principales países productores mantienen una posición preponderante dentro de la industria petrolera internacional. Así mismo, que dada su posición y peso específico relativos, es probable que una buena parte del control de los mercados petroleros se mantenga dominada por estas empresas en el corto y mediano plazos.

Multinacionales o Petroleras Nacionales

Las hermanas, junto con los países industrializados, de manera particular Estados Unidos e Inglaterra, históricamente dominaron las actividades de la industria petrolera internacional hasta los años sesenta. Desde entonces, como se planteó en el capítulo anterior, con el advenimiento de las CPNs de los principales países productores de petróleo, el control del mercado internacional de hidrocarburos ha pasado a otras manos. Pero, realmente ¿cuál es la posición de las CPNs dentro de la industria?, ¿qué actividades dominan mayormente, y por qué?, ¿las multinacionales se han marginado a ser comparsas, complementan las actividades que las CPNs, o a pesar de todo siguen siendo las empresas dominantes en la industria petrolera internacional?. En este capítulo y en el resto de la tesis se analizarán estas cuestiones.

Empresas Públicas o Estatales

De acuerdo a Espino (1997), existen muchas definiciones de empresa pública, pero, en general, todas coinciden en señalar dos características esenciales: 1) la propiedad parcial o total del capital por parte del Estado, y 2) que esta participación esté fundada en un fin específico. De entre las muchas modalidades de empresas públicas, se asume que toda empresa pública es aquella que forma parte del sector público de la economía.

Tipos de Empresas Estatales

Según Gutiérrez y Jaramillo (1995), el término empresa estatal o empresa pública es bastante genérico e incluye una serie de organismos no homogéneos. Estos autores plantean una clasificación simple, pero práctica, para el universo de este tipo de entidades (Tabla 2.1).

<i>Tipos de Empresas Estatales</i>	<i>SIGLAS</i>
Empresas Gubernamentales	EG
Empresa de Inversión	GI
Empresas Financiadas	GF
Subsidiarias de las Empresas de Inversión Gubernamental	SIG

Fuente: Gutiérrez y Jaramillo, (1995).

En esta clasificación, conforme se desciende, aumenta el grado de participación privada y disminuye el de la injerencia estatal. Además, la intervención estatal es multiconceptual y engloba aspectos tales como el de la propiedad de la empresa, el establecimiento de su misión y objetivos, la aprobación de sus programas y presupuestos, y el control mismo de las operaciones (Gutiérrez y Jaramillo, 1995).

Las empresas gubernamentales, EG, son de participación 100% estatal y tienen un mínimo de autonomía financiera y de gestión. Además, están sujetas al marco general de leyes aplicable a todo el sector público en lo que respecta a la conformación y aprobación e sus planes, programas y presupuestos, sistema de contabilidad, control y auditoría, administración del personal, etc.

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

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

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

En México, dentro de la administración pública federal, la ley orgánica define a la empresa de participación estatal mayoritaria como aquella:

- 1) donde participe el gobierno federal, directa o indirectamente, con 50% o más del capital social.

- 2) que en su constitución se establezca una proporción especial del capital social que sólo pueda ser suscrita por el gobierno federal.
- 3) que corresponda al gobierno federal nombrar: a la mayoría de los miembros del consejo de administración; a la junta directiva u órgano de gobierno, y al director general.
- 4) donde el gobierno federal tenga la facultad de vetar acuerdos de la asamblea de accionistas, del consejo de administración, o de la junta directiva u órgano del gobierno equivalente.

Espino (1997) argumenta que, además, la caracterización legal de la empresa pública comprende tanto el nombramiento de directivos o miembros del consejo de administración como la capacidad de veto, lo que va más lejos de la simple participación accionaria del gobierno en el capital de la empresa.

A su vez, dentro de la administración pública paraestatal se consideran empresas de participación estatal minoritaria, a las sociedades en las que uno o más organismos descentralizados u otras empresas de participación estatal mayoritaria, consideradas conjunta o separadamente, posean acciones o parte del capital que representen menos del 50% y hasta un 25% del capital social. La vigilancia de la participación estatal estará a cargo de un comisario designado por el secretario de Estado o jefe del departamento administrativo encargado de la coordinación del sector correspondiente. Las relaciones de las empresas de participación estatal mayoritaria con la administración pública federal están reguladas y especificadas por la ley.

Basados en lo anterior, para el análisis de esta tesis se considera a una Compañía Petrolera Nacional como aquella en la que la participación estatal es superior al 50%, tenga como fin administrar una parte importante de la industria petrolera nacional, y cuya gestión, políticas y objetivos estén sujetos al control estatal. Es decir, las empresas tipo EG, GI o de participación estatal mayoritaria.

Compañías Petroleras Nacionales

El *boom* demográfico de Compañías Petroleras Nacionales se alcanzó durante la década de los años setenta cuando llegaron a existir alrededor de 90 empresas estatales distribuidas en unas 70 naciones alrededor del orbe (Klapp, 1987). Como consecuencia de las políticas de apertura de los últimos años, en varios países se dio una ola de privatizaciones de activos públicos en muchos rubros de la economía. Sin embargo, aunque no se soslaya la importancia de algunas de las empresas privatizadas¹, se puede decir que las principales CPNs mantuvieron su carácter público.

Es decir, veinte años después de iniciado el periodo más intenso de apertura en la historia económica mundial, las CPNs siguen manteniendo un papel preponderante en la industria petrolera internacional. Si se analizan los últimos dos años (Tablas A2.1 (Anexo 2) y 2.2), por ejemplo, se observa que en 1998, según *Petroleum Intelligence Weekly*², había 39 CPNs de 32 países distintos

¹ Repsol, YPF, Elf y ENI, así como Lukoil, Gazprom y otras empresas rusas, han sido privatizadas total o parcialmente durante la última década.

² La revista *Petroleum Intelligence Weekly (PIW)* realiza anualmente un análisis comparativo de las 50 principales compañías petroleras en el mundo, utilizando seis criterios: reservas de petróleo, reservas de gas

Tabla 2.2.- Nombre Completo, País de Origen, y Número de Empleados de las Principales Compañías Petroleras Nacionales en 1999.

Lugar	Compañía	Nombre Completo	País	Empleados ³
1	Saudi Aramco	Saudi Arabian Oil Company	Arabia Saudita	45000
2	Pdvsa	Petróleos de Venezuela	Venezuela	56992
3	Nioc	National Iranian Oil Company	Irán	85000
4	PEMEX	Petróleos Mexicanos	México	121220
5	KPC	Kuwait Petroleum Company	Kuwait	13286
6	Pertamina	Pertamina	Indonesia	36394
7	Sonatrach	Entreprise Nationale Sonatrach	Argelia	38000
8	Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.	Brasil	41173
9	CNPC	China National Petroleum Corporation	China	518000
10	Adnoc	Abu Dhabi National Oil Company	Emiratos Arabes	85000
11	INOC	Iraq National oil Company	Irak	-
12	Libia NOC	Libya National Oil Compay	Libia	-
13	NNPC	Nigerian National Petroleum Corporation	Nigeria	-
14	EGPC	Egyptian General Petroleum Corporation	Egipto	75114
15	Petronas	Petronas	Malasia	12500
16	QGPC	Qatar General Petroleum Corporation	Qatar	55000
17	Statoil	Den Norske Stats Oljeselskap AS	Noruega	17177
18	ONGC	Oil and Natural Gas Corporation	India	43000
19	Ecopetrol	Empresa Colombiana de Petróleos	Colombia	8054
20	Rosneft	Rosneft	Rusia	69750
21	Slavneft	Slavneft	Rusia	16500
22	Syrian Petroleum	Syrian Petroleum Company	Siria	-
23	PDO	Petroleum Development Oman	Omán	4500
24	Petroecuador	Petróleos del Ecuador	Ecuador	4450
25	CNOOC	China National Offshore Oil Corporation	China	-
26	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Noruega	38271
27	PTT	Petroleum Authority of Thailand	Tailandia	3400
28	Onaco	Oreburg Oil Company	Rusia	69570
29	CPC (Taiwan)	Chinese Petroleum Corporation	Taiwan	19873
30	Sinopec	China Petrochemical Corporation	China	71000
31	SK Corporation	SK Corporation	Corea del Sur	6000
32	Sonangol	Sonangol	Angola	6000
33	OMV	OMV Aktiengesellschaft	Austria	8491
34	IOC	Indian Oil Company	India	33278

a.- En 1997.
Fuente: Elaboración propia con datos de PIW (1999); e IDCH. (1991).

integrando la lista de las 100 principales compañías petroleras del mundo, incluyendo 15 de las primeras 24. Mientras que para 1999, 34 CPNs procedentes de 27 países formaban parte de las 100 principales empresas, incluyendo 6 de las primeras 9³. Además de que no se observó una tendencia

natural, producción de petróleo, producción de gas natural, capacidad de refinación y ventas de petrolíferos. También una vez al año, la PIW edita la publicación *Ranking the world's top oil companies*, en donde extiende el análisis a las 100 primeras compañías del mundo y presenta hasta 55 indicadores distintos para cada empresa.

³ La reducción en el número de CPNs en el *Top 100* se explica por la reclasificación de la croata INA y la turca Tupras que ocupaban los lugares 98 y 100 del año anterior; la recomposición de la industria petrolera

privatizadora, ni siquiera se ha dado, en general, un proceso de apertura accionaria, por ejemplo, en ambos años, 4 de cada 5 de las CPNs eran 100% propiedad estatal⁴.

Países Productores, Exportadores e Importadores

En el ánimo de clasificar las principales CPNs, por país de origen, se puede definir a éste como exportador o importador de hidrocarburos según su balanza comercial de energéticos. Un país importador neto puede, curiosamente, ser un productor importante, como por ejemplo, Estados Unidos que es el segundo país productor de petróleo y gas, pero también es el principal importador de hidrocarburos en el mundo. Por lo tanto, de una manera arbitraria se podría clasificar el tipo de país que cuenta con una CPN como exportador o importador, y dentro de estos últimos a productores-importadores. Un país productor-importador puede considerarse en dos casos: 1) cuando produce más de la mitad de su consumo nacional de hidrocarburos, lo que significa que, en caso necesario, probablemente tiene el potencial de reservas petroleras y la infraestructura básica para ser autosuficiente y hasta exportador marginal (ej. China o India); ó 2) cuando produce más de 400 mil barriles de petróleo equivalente, ya que esta cantidad además de representar más del 1% del volumen comercializado internamente, establece, con un buen margen, el hecho de contar con una importante industria petrolera nacional (ej. Brasil). Así, se tiene la clasificación que se observa en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3.- Países con una CPN de importancia en 1998-1999

<i>Exportador</i>			<i>Productor- Importador</i>	<i>Importador</i>
<i>Arabia</i>	Noruega	Nigeria	Brasil	Tailandia
<i>Saudita</i>	Indonesia	Ecuador	China	Corea del Sur
<i>Emiratos</i>	Malasia	Irak	India	Taiwán
<i>Arabes U.</i>	Kuwait	Siria		Turquia
<i>Venezuela</i>	Colombia	Libia		Croacia
<i>Egipto</i>	Argelia	Angola		Austria
<i>Irán</i>	Oman	Rusia		
<i>Qatar</i>				
<i>México</i>				

Fuente: Elaboración propia con datos de PIW (1998), PIW (1999) y Beck (1997).

Para una mayor referencia, es interesante observar el lugar que ocupan algunos de los anteriores países dentro del contexto petrolero mundial, por ello se presentan los grupos de principales países del mundo por reservas, producción y volumen exportado de hidrocarburos (Tablas 2.4 a 2.7, y Figuras 2.1 a 2.4).

rusa que por un lado privatizó las empresas Surgutneftegaz, Yukos y Sibneft , y por otro reincorpora al sector público las empresas Slavneft y Onaco; y finalmente, por la privatización parcial de las empresas Mol de Hungría y ENI de Italia.

⁴ El proceso de apertura del sector petrolero se analiza con más detalle en los capítulos 1 y 5, en este punto sólo se quiere remarcar el hecho de que las CPNs de los principales países exportadores se han mantenido en un entero control estatal.

Tabla 2.4.- Principales Países por Reservas de Petróleo Crudo en 1999^a (mMb).

	País	Reservas
1	Arabia Saudita	259
2	Irak	112.5
3	Emiratos Arabes	96.2
4	Kuwait	94
5	Irán	89.7
6	Venezuela	72.6
7	Rusia	48.6
8	México	47.8
9	Libia	29.5
10	China	24
11	Estados Unidos	22.5
12	Nigeria	22.5
13	Noruega	10.9
14	Argelia	9.2

Los países con CPN importante en cursivas.
a.- Al 1 de enero de 1999.
Fuente: Elaboración propia con datos de OGJ (1999).

Figura 2.1.- Principales Países por Reservas de Crudo en 1999

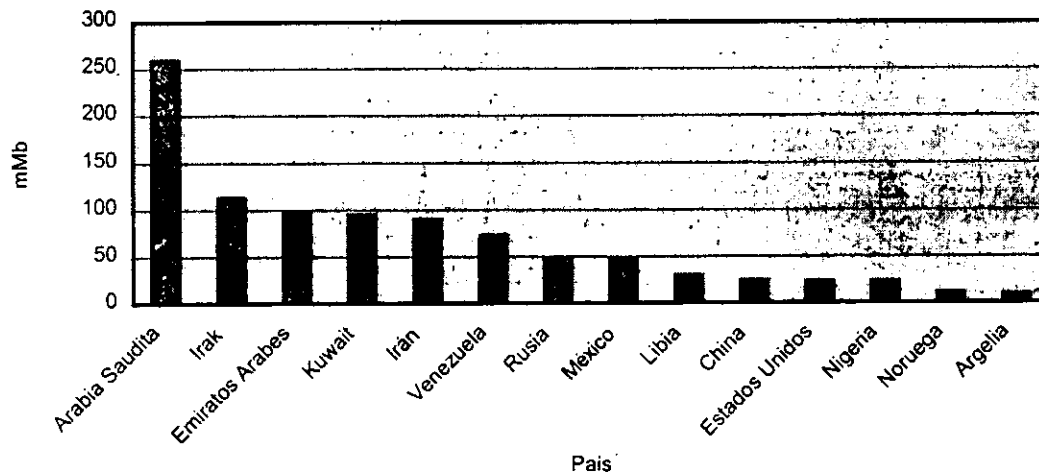


Tabla 2.5.- Países con una Producción de más de un Millón de Barriles de Crudo al Día en 1998 (Mbd).

	País	Producción
1	<i>Arabia Saudita</i>	8.058
2	Estados Unidos	6.375
3	<i>Rusia</i>	5.890
4	<i>Irán</i>	3.597
5	<i>China</i>	3.196
6	<i>Venezuela</i>	3.108
7	<i>Noruega</i>	3.049
8	<i>México</i>	3.048
9	Gran Bretaña	2.660
10	<i>Emiratos Arabes</i>	2.208
11	<i>Irak</i>	2.114
12	<i>Nigeria</i>	2.080
13	Canadá	2.020
14	<i>Kuwait</i>	1.796
15	<i>Libia</i>	1.395
16	<i>Indonesia</i>	1.289

Los países con CPN importante en *cursivas*.
Fuente: Elaboración propia con datos de OGJ (1999).

Figura 2.2.- Principales productores de crudo en 1998 (Mbd)

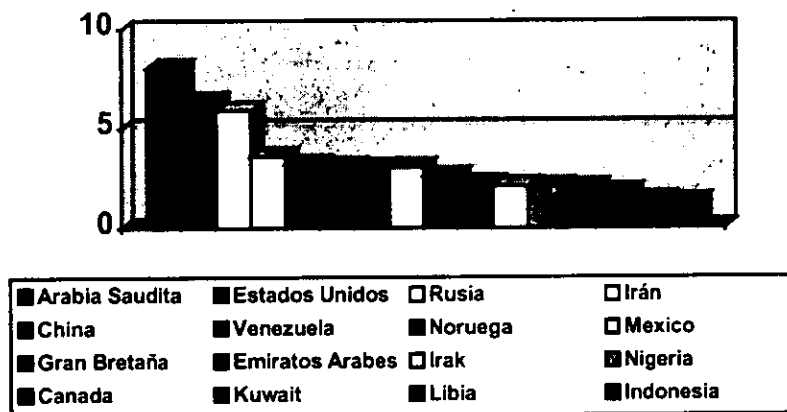


Tabla 2.6.- Países que produjeron más de un Billón de pies cúbicos de Gas Natural en 1997. MMpc

Lugar	País	Producción
1	<i>Rusia</i>	23.840
2	Estados Unidos	19.887
3	Canadá	6.473
4	Gran Bretaña	3.240
5	Holanda	2.979
6	<i>Indonesia</i>	2.335
7	<i>Argelia</i>	2.097
8	<i>México</i>	1.629
9	<i>Noruega</i>	1.505
10	<i>Arabia Saudita</i>	1.301
11	<i>Irán</i>	1.184
12	Australia	1.063
13	<i>Venezuela</i>	1.000

Los países con CPN importante en *cursivas*
 Fuente: Elaboración propia con datos de OGJ (1999)

Figura 2.3.- Productores de gas natural en 1997 (MMpcd)

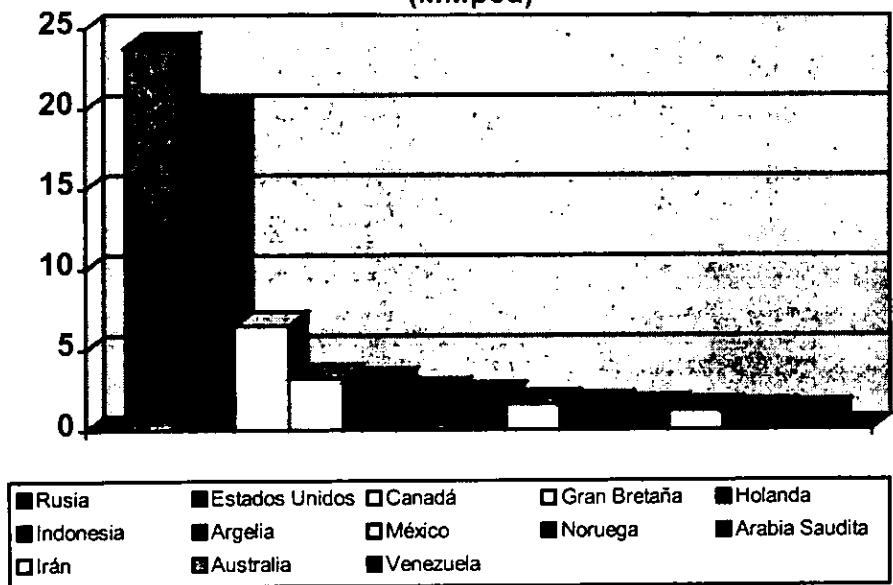
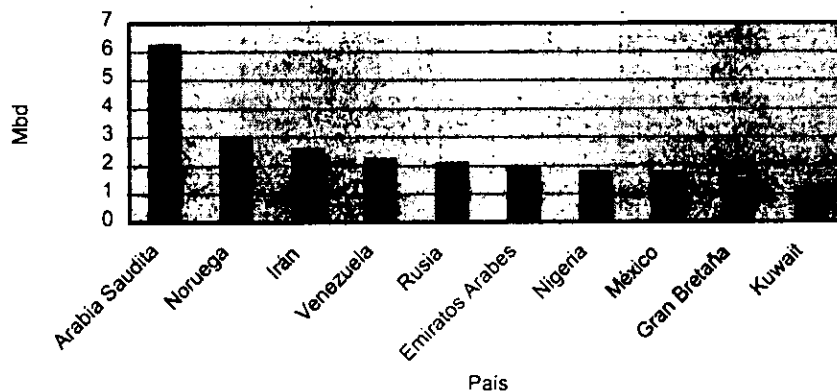


Tabla 2.7.- Países con Exportaciones de más de 600 mbd ² de Petróleo en 1996 y 1997 (Mbd).			
Lugar	País	1996	1997
1	<i>Arabia Saudita</i>	6.109	6.185
2	<i>Noruega</i>	2.955	2.988
3	<i>Irán</i>	2.630	2.587
4	<i>Venezuela</i>	1.976	2.211
5	<i>Rusia</i>	1.985	2.055
6	<i>Emiratos Arabes</i>	1.943	1.949
7	<i>Nigeria</i>	1.699	1.748
8	<i>México</i>	1.544	1.721
9	Gran Bretaña	1.517	1.473
10	<i>Kuwait</i>	1.258	1.134
11	<i>Libia</i>	1.119	
12	Canadá	1.072	
13	<i>Omán</i>	0.812	
14	<i>Indonesia</i>	0.707	
15	<i>Angola</i>	0.645	

a.- Volumen equivalente al 2% del total comercializado en el mundo.
 Los países con CPN importante en *cursivas*
 Fuente: Elaboración propia con datos de Beck (1997).

Figura 2.4.- Principales Países Exportadores de Petróleo en 1997



De las tablas anteriores se desprenden algunos comentarios:

1) Los 10 primeros, y 13 de los primeros 14 de los principales países por volumen de reservas de hidrocarburos, cuentan con una CPN que controla total o mayoritariamente la administración de estos recursos.

2) De los 16 principales productores de crudo, 13 (81%) cuentan con una CPN importante. Las excepciones son EU, Gran Bretaña y Canadá, en donde operan distintas compañías privadas.

3) Aunque sólo uno de los primeros 5 productores de gas natural cuenta con una CPN importante, 8 de los 13 principales productores (62%) sí la tienen.

4) De los 15 principales exportadores de petróleo 13 (87%) tienen una CPN importante, incluyendo los 8 primeros. Las excepciones son Canadá y Gran Bretaña.

Por lo tanto, se puede deducir que, en general, los países que tienen, producen o exportan cantidades significativas de hidrocarburos tienden a propiciar el desarrollo de una CPN relativamente vigorosa. En el capítulo 3 se abordará de nuevo esta cuestión y se realizará un mayor análisis de las condiciones que conllevan a la formación de una CPN por parte del Estado, pero es interesante hacer notar, en este punto, la relación entre la importancia relativa de la producción y comercialización de hidrocarburos en una economía nacional y la existencia y tamaño de una CPN.

Clasificación de las CPNs

Boussena (1995), cuestiona la validez de las clasificaciones de las empresas petroleras con base en criterios físicos, argumentando que estos no reflejan la verdadera relación de fuerzas dentro de la industria, ya que las multinacionales, por no estar constreñidas por el Estado, ni mostrar los retrasos tecnológicos característicos de las CPNs, realizan un mejor desempeño que éstas. El punto tiene cierta validez, pero sobre las cuestiones de desempeño se plantean algunas ideas en el capítulo 4 que califican a las CPNs con otros criterios; además, muchos más autores (Angelier, (1989); Bourgeois (1990); Olorunfemi and Knobl (1993); Pinto (1994); entre otros) califican como el principal reto para las CPNs en los noventa, a su capacidad de mantener o incrementar su parte en los mercados de petróleo y derivados; indicadores que sí se observan en las clasificaciones por criterios físicos.

Con datos de PIW (1999) se pueden analizar a las 34 CPNs clasificadas en ese año, tomando como referencia sus niveles de reservas de petróleo y gas natural; el volumen de producción de ambos hidrocarburos; su capacidad de refinación; y el volumen comercializado de petrolíferos (Tabla 2.8)

Jerarquía entre las CPNs

Entre los 6 criterios que se utilizan por la PIW para clasificar las empresas, 4 son de actividades *upstream* y los otros 2 sobre actividades *downstream*. Para tener una mejor idea del peso específico que cada empresa tiene sobre cada actividad, se puede realizar una reclasificación por criterio y catalogar los valores a nivel mundial, incluyendo a todas las compañías petroleras. Por ejemplo, en el caso de las reservas de crudo con las que cuenta cada compañía se presentan los resultados de la Tabla 2.9. Como se observa, las 10 principales CPNs en reservas de crudo y condensados, también ocupan esos mismos lugares en el mundial. Es más, los lugares 12 y 14 también corresponden a CPNs, y sólo en la posición número 11 y 13 aparecen empresas privadas (Royal Dutch-Shell y Yukos respectivamente). En total, las 10 primeras CPNs cuentan con poco menos del 80% de las reservas mundiales.

En cuanto a las reservas de gas natural se observa que las diez primeras CPNs se encuentran entre las primeras 11 del mundo (Gazprom es la número uno) y la suma de reservas de éstas es superior al 40% (Tabla 2.10). Por lo tanto, es incuestionablemente, que unas cuantas empresas nacionales controlan la administración potencial de hidrocarburos en el mundo, lo que sin lugar a

dudas les da una preponderancia en la consideración de proyecciones de oferta de petróleo y gas natural en el mediano y largo plazos.

Tabla 2.8.- Indicadores Upstream y Downstream de las Principales Compañías Petroleras Nacionales en 1999^a.

L.	Compañía	Reservas Crudo Mb	Reservas Gas mMpc	Producción Crudo mbd	Producción Gas Mpcd	Capacidad Refinación mbd	Ventas mbd
1	Saudi Aramco	261539	208811	9052	4201	1966	2808
2	Pdvsa	74931	145531	3424	3509	2654	2482
3	Nioc	92600	816500	3755	4377	1448	1061
4	Pemex	47822	63456	3410	4467	1662	1556
5	KPC	96498	52540	1976	883	1137	1230
6	Pertamina	3984	106784	1028	4871	930	1208
7	Sonatrach	9540	141112	1318	7131	462	626
8	Petrobras	7300	8557	916	1023	1772	1672
9	CNPC	26920	41000	2884	1662	1763	364
10	Adnoc	53790	213000	1310	3459	211	438
11	INOC	112500	110405	1248	353	603	630
12	Libia NOC	23600	46505	1259	635	342	315
13	PNC	12500	73622	1335	318	424	223
14	EGPC	1550	15245	438	684	580	531
15	Petronas	2725	60900	537	3002	157	247
16	QGPC	3700	294650	756	1730	63	147
17	Statoil	2051	12810	507	669	230	372
18	ONGC	4358	18373	546	1785	0	0
19	Ecopetrol	1759	4239	652	587	277	205
20	Rosneft	3551	40877	258	502	234	92
21	Slavneft	971	17484	236	72	658	104
22	Syrian Petroleum	1250	2800	325	388	245	225
23	PDO	3170	16482	508	284	80	70
24	Petroecuador	2000	3500	305	110	144	130
25	CNOOC	1000	2824	333	391	0	0
26	Norsk Hydro	635	4481	197	304	43	70
27	PTT	100	2330	26	1611	234	253
28	Onaco	1022	1991	152	169	128	75
29	CPC	131	1033	15	82	770	676
30	Sinopec	0	0	0	0	2484	2423
31	SK Corporation	75	0	33	0	817	816
32	Sonangol	2160	1500	292	25	40	32
33	OMV	198	773	39	86	268	224
34	IOC	0	0	0	0	500	817
	Totales	855930	2530115	39070	49370	23326	22122
	% mundial	84.0	46.9	57.9	21.7	30.5	35.2

a.- Datos de 1997 y 1998.

CPNs selectas en negritas.

Fuente: Elaboración propia con datos de PIW (1999) y Beck (1997).

Tabla 2.9.- Principales CPNs por Reservas de Crudo y Condensados en 1999^a (Mb)

Lugar ^b	Compañía	Reservas Crudo y Condensados
1(1)	Saudi Aramco	261539
2(2)	INOC	112500
3(3)	KPC	96498
4(4)	Nioc	92600
5(5)	Pdvs	74931
6(6)	Adnoc	53790
7(7)	Pemex	47822
8(8)	CNPC	26920
9(9)	Libia NOC	23600
10(10)	NNPC	12500
	Total	802700
	% mundial	78.8

a.- Datos de 1997.

b.- Entre paréntesis, el lugar incluyendo todas las empresas.

CPNs selectas en negritas.

Fuente: Elaboración propia con datos de Beck (1997) y PIW (1999).

Tabla 2.10.- Principales CPNs por Reservas de Gas Natural en 1999^a (mMpc)

Lugar ^b	Compañía	Reservas Gas
1(2)	Nioc	816500
2(3)	QGPC	294650
3(4)	Adnoc	213000
4(5)	Saudi Aramco	208811
5(6)	Pdvs	145531
6(7)	Sonatrach	141112
7(8)	INOC	110405
8(9)	Pertamina	106764
9(10)	NNPC	73622
10(11)	Pemex	63456
	Total	2173851
	% mundial	40.3

a.- Datos de 1997.

b.- Entre paréntesis, el lugar incluyendo todas las empresas.

CPNs selectas en negritas.

Fuente: Elaboración propia con datos de Beck (1997) y PIW (1999).

En el caso de la producción de petróleo y gas natural se tienen los siguientes resultados (Tablas 2.11 y 2.12 respectivamente): las primeras 5 CPNs ocupan ese mismo lugar a nivel mundial y con la excepción de Shell y Exxon, los diez primeros lugares. El porcentaje sobre la producción mundial es 44% para estas últimas. En cuanto a la producción de gas, aunque se observa una mayor

presencia por parte de otras compañías, las primeras 10 CPNs se encuentran entre las primeras 19 empresas del mundo, incluyendo 8 de las primeras 13, y representan el 46% de la producción mundial. Estos datos también infieren una gran importancia al papel de las CPNs en el abastecimiento actual de hidrocarburos.

La presencia de las CPNs en el sector *upstream* es fundamental e incuestionable, pero también se puede notar que su papel dentro de las actividades *downstream* es significativo. Por ejemplo, en capacidad de refinación (Tabla 2.13), se observa que 7 CPNs se encuentran en los primeros 12 lugares en el mundo, y las primeras 10 representan alrededor del 22% del total de la capacidad de refinación mundial. Además, las Tablas 2.8 y 2.14, con los datos de ventas de petrolíferos confirman el peso de las CPNs, ya que las primeras 10 suman el 26% del total mundial y las primeras 34 más del 35% del total mundial⁵.

Tabla 2.11.- Principales CPNs Productoras de Crudo y Condensados en 1999^a (mbd)

Lugar ^b	Compañía	Producción
1(1)	Saudi Aramco	9052
2(2)	Nioc	3755
3(3)	Pdvsa	3424
4(4)	Pemex	3410
5(5)	CNPC	2884
6(7)	KPC	1976
7(9)	PNC	1335
8(10)	Sonatrach	1318
9(11)	Adnoc	1310
10(12)	Libia NOC	1259
	Total	29723
	% mundial	44.0

a.- Datos de 1997.

b.- Entre paréntesis, el lugar incluyendo todas las empresas.

CPNs selectas en negritas.

Fuente: Elaboración propia con datos de Beck (1997) y PIW (1999).

⁵ La cuestión de la discrepancia entre capacidad instalada, producción de refinados y venta de petrolíferos se retomará nuevamente en el capítulo 5, pero en este punto de la discusión es conveniente interpretar que el hecho de que los volúmenes de producción sean similares a los de ventas y de capacidad instalada habla bien de la eficiencia en la utilización de la capacidad instalada, pues se deduce que las CPNs venden la totalidad de lo que pueden producir y que por lo tanto, la mayor parte de la capacidad instalada no utilizada en el mundo se encuentra en las compañías privadas. Como dato adicional se puede añadir que 4 de las primeras 5 empresas con mayor tasa de utilización de sus refinerías son CPNs y que ninguna de las primeras 10 CPNs tiene una tasa de utilización menor a 83%. Mientras que de entre las 10 principales empresas privadas, sólo Royal Dutch-Shell se encuentra entre las primeras 14 compañías con mayor tasa de utilización, y la diferencia entre la capacidad de refinación y la producción de estas multinacionales, en 1997, fue de 1.76 Mbd que equivale al total de la capacidad instalada de Petrobras o CNPC, hecho que debe generarles importantes pérdidas por mantenimiento (PIW, 1999).

Tabla 2.12.- Principales CPNs Productoras de Gas Natural en 1999^a (Mpcd)

Lugar ^b	Compañía	Producción
1(3)	Sonatrach	7131
2(5)	Pertamina	4871
3(7)	Pemex	4467
4(8)	Nioc	4377
5(9)	Saudi Aramco	4201
6(11)	Pdvsa	3509
7(12)	Adnoc	3459
8(13)	Petronas	3002
9(17)	ONGC	1785
10(19)	QGCP	1730
	Total	38532
	% mundial	16.9

a.- Datos de 1997.

b.- Entre paréntesis, el lugar incluyendo todas las empresas.

CPNs selectas en negritas.

Fuente: Elaboración propia con datos de Beck (1997) y PIW (1999).

Tabla 2.13.- Principales CPNs por Capacidad de Refinación en 1999 (mbd)

Lugar ^a	Compañía	Capacidad Refinación
1(3)	Pdvsa	2654
2(4)	Sinopec	2484
3(6)	Saudi Aramco	1966
4(8)	Petrobras	1772
5(9)	CNPC	1763
6(10)	PEMEX	1662
7(12)	Nioc	1448
8(14)	KPC	1137
9(19)	Pertamina	930
10(24)	SK Corporation	817
	Total	16633
	% mundial	21.8

a.- Entre paréntesis, el lugar incluyendo todas las empresas.

CPNs selectas en negritas.

Fuente: Elaboración propia con datos de OGI (1999).

Tabla 2.14.- Principales CPNs por Ventas de Petrolíferos en 1999^a (mbd)

Lugar ^b	Compañía	Ventas
1(5)	Saudi Aramco	2808
2(7)	Pdvsa	2482
3(8)	Sinopec	2423
4(10)	Petrobras	1672
5(11)	Pemex	1556
6(15)	KPC	1230
7(16)	Pertamina	1208
8(18)	Nioc	1061
9(22)	IOC	817
10(23)	SK Corporation	816
	Total	16073
	% mundial	25.5

a.-Datos de 1997.
b.- Entre paréntesis, el lugar incluyendo todas las empresas.
CPNs selectas en negritas.
Fuente: Elaboración propia con datos de Beck (1997) y PIW (1999).

Como se ha podido constatar, distintas CPNs mantienen una posición protagónica dentro de la industria petrolera internacional: arriba de la tercera parte de las 100 primeras empresas son estatales, incluyendo 6 de las primeras 9; y varias de ellas dominan en los principales rubros de actividades. Sin embargo, al analizar con mayor profundidad los datos presentados, se puede notar que son alrededor de 10 a 15 CPNs las que se destacan particularmente en la mayor parte de las actividades de la industria.

Es decir, existe una especie de jerarquía dentro de las mismas empresas estatales que se genera entre otras causas: de la importancia misma de los recursos naturales de cada país; el tamaño de la industria petrolera nacional y el peso relativo de la empresa estatal; así como del grado de desarrollo económico y su dependencia de los hidrocarburos y sus derivados. Las CPNs que provienen de países con un vasto potencial petrolero, que cuentan con un importante sector petrolero nacional, y que sustentan su crecimiento económico en el uso de los hidrocarburos, generalmente son las empresas que dominan una importante parte de las actividades en el mundo. Estos países son los que se observan en la Tabla 2.2 como exportadores y productores-importadores, y la presencia protagónica de sus CPNs se contraponen al peso que representa la operación de las principales multinacionales⁶.

Como una manera adicional de ponderar la importancia de las actividades de las principales CPNs en comparación con las empresas privadas más importantes en el mundo se presenta la Tabla 2.15. Se toman los datos de las primeras 15 empresas privadas y las primeras 15 CPNs en cada rubro, y se calcula su parte proporcional sobre el total mundial en cada actividad. Se puede observar que el grupo de empresas privadas tiene una presencia de control mayoritario solamente sobre la venta de petrolíferos, y un porcentaje importante en Producción de Petróleo y Gas y en Capacidad de Refinación. Por su parte, el grupo de CPNs mantiene una presencia importante sobre el total de cada una de las actividades, incluyendo la mayor parte de las reservas de hidrocarburos, y aún en las actividades *downstream* tienen un porcentaje similar a las compañías

⁶ De una manera un tanto prosaica se les podría bautizar como las "carnalal", en contraposición a las siete hermanas.

privadas en capacidad de refinación. Se deduce entonces, que un reducido grupo de CPNs mantienen un mayor control sobre la industria petrolera que el de su contraparte de empresas multinacionales.

Tabla 2.15.- Porcentaje de las Principales Empresas Privadas y Estatales sobre el Total Mundial en 1998^a

Primeras 15 Empresas	Reservas de Petróleo	Reservas de Gas	Producción de Petróleo	Producción de Gas	Capacidad de Refinación	Ventas de Petrolíferos
Privadas	8.1	6.2	20.8	18.7	29.3	51.1
Nacionales	81.6	44.8	50.8	19.5	25.9	30.2

a.- Datos de 1997 y 1998.

Fuente: Elaboración propia con datos de PIW (1999), Beck (1997) y OGJ (1999).

Casos de Estudio

Se consideró que era conveniente enfocar la discusión central de la tesis en estas empresas más importantes o significativas. Pero además de los 6 criterios del PIW arriba mencionados, se tomaron en cuenta otras dos características: en primer lugar, se consideró conveniente que la empresa perteneciera a un país exportador importante, y en segundo lugar, que el acceso a la información de la compañía fuera relativamente bueno⁷. De manera esquematizada se observan las características más deseables en el análisis de las empresas específicas (Tabla 2.17). Así, se decidió tomar los casos por orden alfabético, de las siguientes cuatro empresas: NIOC, PDVSA, Pemex, y Saudi Aramco. En ellas se abocará la discusión central, pero también se analizarán algunos elementos específicos de otras 6 CPNs a saber: Adnoc, KPC, NNPC, Pertamina, Sonatrach, y Statoil. Esto último debido a su importancia relativa dentro del contexto mundial o regional, y por que sus casos pueden ayudar a identificar ciertos patrones o tendencias propias a las empresas públicas.

Importancia de las CPNs Seleccionadas

Se ha establecido que Nioc, Pdvsa, Pemex, y Saudi Aramco, junto con Adnoc, KPC, NNPC, Pertamina, Sonatrach, y Statoil son las empresas estatales de algunas de las naciones protagonistas en los foros de producción y reservas de hidrocarburos a escala global. Hasta el primero de enero de 1999, estos 10 países poseían reservas probadas de 707 mMb de crudo, equivalente casi al 70% de las reservas mundiales, y en 1997 produjeron alrededor de 29 millones de barriles de crudo que equivalen al 46% de la producción mundial (Tabla 2.18). Estos países utilizan a las CPNs como medios que les permiten controlar la mayoría de las actividades de su industria petrolera, en algunos casos en su totalidad. A continuación se presenta un resumen de las características operativas de estas empresas.

⁷ La primera razón obedece a que la finalidad del estudio concierne a las CPNs de los países exportadores y la segunda a un simple pragmatismo: es más fácil analizar un problema entre más información se tenga de éste. Se reconoce sin embargo, que la recopilación de la información está sesgada por cuestiones de forma, oportunidad y disponibilidad, que pudieran no corresponder al universo real.

Compañía	Lugar PIW	Exportador Importante	Información
Saudi Aramco	1	✓	buena
Pdvsa	2	✓	buena
Nioc	3	✓	buena
Pemex	4	✓	buena
KPC	5	✓	regular
Pertamina	6	✓	regular
Sonatrach	7	✓	regular
Petrobras	8		
CNPC	9		
Adnoc	10	✓	regular
INOC	11	✓	mala
Libia NOC	12	✓	mala
NNPC	13	✓	regular
Statoil	17	✓	buena

CPNs seleccionadas en negritas.
Fuente: Elaboración propia

PAIS	Reservas de Crudo (mMb)	% del Total Mundial	Producción de Crudo (Mbd)	% del Total Mundial
1.- Arabia Saudita	259	25.4	8.058	12.8
2.- Irán	89.7	9.1	3.597	5.7
3.- México	47.8	4.8	3.048	4.8
4.- Venezuela	72.6	6.4	3.108	4.9
5.- Argelia	9.2	0.9	0.818	1.3
6.- Emiratos Arabes E	96.2	9.4	2.208	3.5
7.- Indonesia	5.0	0.5	1.289	2.0
8.- Kuwait	94	9.2	1.796	2.9
9.- Nigeria	22.5	1.5	2.080	3.3
10.- Noruega	10.9	1.1	3.049	4.8
Total	706.9	69.4	29.051	46.1
Resto del mundo	311.9	31.6	33.944	53.9

Fuente: EIA (1998) y OGI (1999).

1.- NIOC: Compañía Nacional Petrolera Iraní

La NIOC es la empresa petrolera nacional de la República Islámica de Irán y controla dentro de sus fronteras, la totalidad de las actividades petroleras del país.

Tabla 2. 19.- Estadísticas Operativas de Nioc en 1997.

<i>Upstream</i>			
Reservas		Producción	
Crudo y Condensados	92600 Mb	Crudo	3.63 Mbd
Gas Natural	816.5 MMpc	Condensados	0.125 Mbd
Exportación de Crudo y Condensados	2.775 Mbd	Gas Natural	4377 Mpcd
<i>Downstream</i>			
Capacidad de Refinación^a	1.448 Mbd	Ventas de Petrolíferos	1.061 mbd
Producción de Petrolíferos	1.2 ^b Mbd	Parte del Mercado Mundial de Ventas	1.5%

a.- En 1999.

b.- No incluye la producción de la refinería de Bandar Abbas inaugurada en julio de 1997 y con capacidad de 232 mbd.

Fuente: Elaboración propia con datos estimados de Petroguide (1998) , PIW (1999) y OGJ (1999).

NIOC es la cuarta compañía del mundo por reservas de crudo y condensados, y éstas representan casi el doble del total de las 7 primeras compañías rusas⁸. Así mismo, sus reservas de gas natural son extraordinarias, ya que representan el 15% del total mundial y suman una cantidad similar a la de las otras 4 empresas más grandes de la región del Golfo Pérsico⁹.

NIOC es la segunda empresa productora de crudo en el mundo y su total es tres veces mayor a la producción de British Petroleum¹⁰. Así mismo, es la segunda compañía por volumen de exportaciones, cuyo total es cerca del doble de las de Pemex, además de ser junto con Saudi Aramco, una de las dos empresas cuyo volumen de exportaciones representa más del 10% del mercado de ventas de petróleo.

Esta CPN también se encuentra entre las primeras 10 compañías por producción de gas natural y es una de las 12 empresas en el mundo con una producción de refinados mayor a 1 Mbd.

Tabla 2.20 -Sistema de Refinación Nacional de Nioc en 1998 (mbd).

Localidad	Producción (mbd)
Abadan	26
Isfahan	30
Bandar Abbas	36
Tehran	27
Arak	22
Tabriz	11
Shiraz	6
Chah Bahar	2
Total	180

⁸ Estas empresas son Lukoil, Yukos, Gazprom, Sidanco, Rosneft, Surgutneftegaz y Tyumen Oil que suman un total de 47847 Mb.

⁹ QGPC (Qatar), Adnoc, Saudi Aramco e Inoc (Irak) son además de Nioc las principales empresas del medio oriente por nivel de reservas de gas natural y su total conjunto es de 840 MMpc

¹⁰ BP o *Anglo Persian* administró durante más de medio siglo los recursos petroleros de Irán y con base en esa producción se convirtió en una de las principales multinacionales petroleras.

2.- Pdvsa: Petróleos de Venezuela

La empresa Pdvsa es la empresa nacional de la República Bolivariana de Venezuela y aunque en años recientes este país ha comenzado a liberalizar algunas actividades en exploración y producción de hidrocarburos, la CPN controla, casi en su totalidad, la producción y refinación de éstos.

Tabla 2.21.- Estadísticas Operativas de Pdvsa en 1997.

<i>Upstream</i>			
Reservas		Producción	
Crudo y Condensados	74931 Mb	Crudo y	3.424 Mbd
Gas Natural	145.531	Condensados	
	MMpc		
Exportación de Crudo y Condensados	1.977 Mbd	Gas Natural	3509 Mpcd
<i>Downstream</i>			
Capacidad de Refinación	2.654 ^a Mbd	Ventas de Petrolíferos	2.482 mbd
Producción de Petrolíferos	1.205 ^b Mbd	Parte del Mercado Mundial de Ventas	3.5%

a.- En 1999.

b.- Sólo en Venezuela.

Fuente: Elaboración propia con datos estimados de Petroguide (1998), PIW (1999), PDVHP (1999) y OGJ (1999).

Pdvsa es la quinta empresa petrolera del mundo por reservas de crudo y condensados, y sexta por reservas de gas natural, pero la primera en el continente americano en ambas categorías, y con un volumen mayor al del total de las siguientes 10 compañías dentro del rubro de crudo y condensados, mientras que en reservas de gas natural su volumen es superior al de las siguientes 11 empresas gaseras¹¹, lo que indudablemente la coloca en un lugar principal como proveedora de energía para este continente en el mediano y largo plazos.

Actualmente, a nivel mundial, Pdvsa es la cuarta compañía en producción de crudo y condensados, la número 11 en producción de gas natural, y una de 5 empresas que producen más de 2 Mbd de crudo y 3 mMpcd de gas natural¹²

Otra característica destacable de Pdvsa es que es la tercera empresa del mundo y primera CPN por capacidad de refinación, además de que sus ventas de productos representan cerca del 4% del total mundial. Aunque dentro de América es la primera compañía refinadora por capacidad de refinación y ventas, sus operaciones no se han constreñido nacional o regionalmente, pues cuenta con intereses en producción y venta de petrolíferos en 7 países de dos continentes.

¹¹ Después de PDVSA, las siguientes 10 compañías en América son: Pemex, Petrobras, Exxon, BP, Petroecuador, Shell, Arco, Ecopetrol, Amoco y Texaco; y éstas suman reservas por un total de 72472 Mb de crudo y condensados. Respecto a reservas de gas natural las 11 empresas siguientes son: Pemex, Amoco, Exxon, YPF, Shell, Petrobras, Chevron, Burlington, Arco, Ecopetrol y Texaco; las cuales cuentan con 141484 Mmpc en reservas conjuntas.

¹² Las otras compañías son Saudi Aramco, Nioc, Pemex y Shell.

Tabla 2.22.- Sistema Internacional de Refinación de Pdysa en 1999 (mbd).

País	Ubicación	Destilación	Craqueo	Reformado	Asfalto
Venezuela	Paraguaná ^a	170	170	38	-
	Pro. La Cruz ^b	13	13	-	-
	El Palito	18	52	9	-
	Bajo Grande	15	-	-	-
	San Roque	5	-	-	-
Curazao	Isla	335	-	-	-
Bélgica	Antwerp ^b	7	-	-	-
Alemania	Gelsenkirchen ^c	113	25	13	8
	Schwedt ^d	46	8	7	7
	Neustadt ^e	36	6	5	5
	Kaiserslautern ^f	14	14	-	-
Suecia	Nynasshamm	12	-	-	-
	Göteborg	12	-	-	-
Reino Unido	Eastham ^g	12	-	-	-
	Dundee ^h	12	-	-	-
Estados Unidos	Lake Charles	153	153	92	-
	Lemont	26	26	13	-
	Corpus Christi	77	77	52	-
	Houston ⁱ	-	-	-	-
	Paulsboro	-	-	-	-
	Savannah	-	-	-	-

a.- Este es un sistema de refinación de bitumen.
 b.- 50% de PDVSA a través de Ref. de Antwerp.
 c.- 50% de PDVSA a través de Ref. de Gelsenkirchen.
 d.- 18.8% de PDVSA a través de Ref. de Schwedt.
 e.- 25% de PDVSA a través de Ref. de Neustadt.
 f.- 12% de PDVSA a través de Ref. de Kaiserslautern.
 g.- 50% de PDVSA.
 h.- Refinería de Bitumen.
 i.- 41.5% de PDVSA.

Fuente: Elaboración propia con datos de PDVSA (1998) y PDVHP (1999).

3.- Pemex: Petróleos Mexicanos

Pemex es la empresa petrolera estatal de los Estados Unidos Mexicanos y tiene el monopolio sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, y la producción y venta de petrolíferos y petroquímicos básicos. En la década de los noventa perdió el monopolio sobre las actividades de transportación y comercialización de gas natural, así como de la petroquímica secundaria.

Pemex es la séptima empresa del mundo por su nivel de reservas de crudo y la segunda en América. Sus reservas representan el doble de las de Estados Unidos, su principal cliente y socio comercial, y 10 veces más que con las que cuenta cualquier otra compañía en el continente. Con las últimas reservas de gas natural reportadas se encuentra entre las 10 principales empresas del mundo y también como la segunda del continente americano, además, éstas son el doble del total de la tercera, cuarta y quinta compañías en la región¹³.

¹³ Estas empresas son Amoco, Exxon y Repsol-YPF que suman alrededor de 35 MMpc.

4.- Saudi Aramco: Compañía Petrolera de Arabia Saudita

Saudi Aramco es la compañía petrolera nacional del Reino de Arabia Saudita y controla, casi por completo, el total de las actividades petroleras en el país¹⁵. Saudi Aramco depende de un Supremo Consejo presidido por el Rey Fahd, que establece los objetivos y estrategias generales de la compañía. A su vez, la junta de directores presidida por el ministro del petróleo y recursos naturales realiza las funciones de planeación, presupuestación y toma de decisión sobre proyectos.

Tabla 2.25.- Estadísticas Operativas de Saudi Aramco en 1997.

<i>Upstream</i>			
Reservas		Producción	
Crudo y Condensados	261539 Mb	Crudo	8352 mbd
Gas Natural	208.811 MMpc	Condensados	700 mbd
Exportación de Crudo y Condensados	6100 mbd	Gas Natural	4201 Mpcd
<i>Downstream</i>			
Capacidad de Refinación^a	1966 mbd	Ventas de Petrolíferos	2808 mbd
Producción de Petrolíferos	1820 mbd	Parte del Mercado Mundial de Ventas	3.9%

a.- En 1999.

Fuente: Elaboración propia con datos estimados de Petroguide (1998) y PIW (1999).

En 1999, Saudi Aramco cuenta con alrededor de 56500 empleados¹⁶ originarios de más de 50 países, aunque el 80% son sauditas. La compañía controla el 99 por ciento de las reservas probadas del reino, las cuales representan la cuarta parte del total mundial y el doble de las de Irak, segundo país en reservas a nivel mundial, y doce veces las de Estados Unidos, el principal consumidor en el mundo.

En la última década, Saudi Aramco ha producido alrededor de 26 mil Mb de crudo logrando además, aumentar sus reservas en 96 mil Md que equivalen a 2 veces las reservas totales de México. La compañía también se encuentra entre las primeras 5 compañías en reservas de gas natural (asociado y no asociado), al totalizar 201 billones pc.

Saudi Aramco produce más petróleo, que cualquier otra compañía en el mundo: Esta cantidad es aproximadamente igual al total producido por las 7 principales multinacionales¹⁷, y más del doble de la producción de Irán (segundo país productor de la OPEP). Por otra parte, las exportaciones de Saudi Aramco duplican el total de las exportaciones de Noruega (segundo país

istmo y 46 mbd de olmeca, en tanto se adquirieron 30 mbd de gasolina regular y 5 mbd de gasolina premium (Pemex, 1999).

¹⁵ Con la excepción del volumen producido en la zona neutral por la empresa japonesa AOC y la sociedad compartida con Mobil y Shell en refinación. Respecto a las operaciones de AOC, se vislumbra un cambio, ya que esta compañía, recién perdió la concesión de Arabia Saudita, tras dos años de intensas negociaciones en las que no llegaron a un acuerdo respecto a una solicitud de los árabes para que los japoneses construyeran un monorriel en Arabia. La pérdida representa alrededor de 500 mbd y 4% del volumen de importaciones japonesas.

¹⁶ Un incremento de 11500 empleados (26%) con respecto a la nómina de 1996.

¹⁷ BP, Exxon, Mobil, Shell, Chevron, Texaco y Total producen alrededor de 8.3 Mbd

exportador del mundo). Esto, sin contar que la empresa tiene una capacidad de producción fija de alrededor de 10 Mbd.

Saudi Aramco se encuentra entre las 10 principales compañías en producción de gas natural a nivel mundial, y es líder en la producción y exportación de condensados del gas natural (NGL). También es un importante productor y comercializador de petrolíferos (alrededor de 2 y 3 Mbd respectivamente).

En los últimos años, Saudi Aramco ha implementado programas de transportación comercialización y refinación con el fin de aumentar su ingreso neto por barril de petróleo. La empresa opera 5 refinerías y es socia, en un 50%, en otras dos refinerías más en Arabia Saudita. Internacionalmente, la empresa ha formado asociaciones con otras compañías en los Estados Unidos, Filipinas, la República de Corea, Grecia y Egipto.

Tabla 2.26 -Sistema de Refinación Nacional de Saudi Aramco en 1998(mbd).

Localidad	Destilación	Craqueo	Reformación	Visbreaking
Rabigh	325	0	0	0
Ras Tanura	300	0	54	0
Yanbu	190	0	35	0
Riyadh	140	34	36	0
Jeddah	82	21	3	0
Yanbu ^a	366	24	46	0
Jubail ^b	292	44	19	32
Total	1366	126	161	40

a.- Empresa conjunta con Mobil
b.- Empresa conjunta con Shell
Fuente: Elaboración propia con datos de la refinería (1998).

Características Principales de las otras Empresas Analizadas

5.- Adnoc: Compañía Nacional de Abu Dhabi

La *Abu Dhabi National Oil Company* (Adnoc) es la empresa nacional del emirato de Abu Dhabi y se estableció en 1971 con la finalidad de operar la industria petrolera en los Emiratos Arabes Unidos. El Supremo Consejo del Petróleo supervisa las actividades de la Adnoc y es responsable de formular las políticas petroleras de la compañía.

Adnoc es una de las principales compañías petroleras del mundo y con una nómina de 85000 empleados, tiene intereses en todos los niveles de la industria: exploración, desarrollo, producción y comercialización de crudo y gas; refinación, distribución y comercialización de petrolíferos; y producción y comercialización de LNG.

Adnoc cuenta con distintas subsidiarias: tres empresas operadoras de crudo y gas y cinco empresas que proveen servicios. Además cuenta con tres empresas en actividades gaseras y petroquímicas; dos compañías de transporte marítimo de crudo, petrolíferos y LNG; y una compañía refinadora y distribuidora de petrolíferos.

La empresa Adnoc es la cuarta compañía del mundo en reservas de hidrocarburos líquidos equivalentes a 7 veces las reservas de Shell (primera empresa privada en el rubro), y también es

cuarto lugar en reservas de gas natural con un total que representan más de tres veces las reservas de México.

Tabla 2.27.- Estadísticas Operativas de Adnoc en 1997.

<i>Upstream</i>			
Reservas		Producción	
Crudo y Condensados	53790 Mb	Crudo	1.25 Mbd
Gas Natural	213.0 MMpc	Condensados	0.26 Mbd
Exportación de Crudo y Condensados	1.170 Mbd	Gas Natural	3459 Mpcd
<i>Downstream</i>			
Capacidad de Refinación	0.213 Mbd	Ventas de Petrolíferos	0.438 mbd
Producción de Petrolíferos	0.226 Mbd	Parte del Mercado Mundial de Ventas	0.6%

Fuente: Elaboración propia con datos estimados de Petroguide (1998) y PIW (1999).

Adnoc se encuentra entre las 10 primeras empresas del mundo al producir más de 1.5 Mbd de crudo y condensados y exportar cerca de 1.2 Mbd. Estos datos la convierten en una de sólo 6 compañías con datos equivalentes a nivel mundial¹⁸. Respecto a la producción de gas natural, con sus 3.4 Mpcd es la duodécima empresa del mundo,

Tabla 2.28.- Sistema de Refinación Nacional de Adnoc en 1998 (mbd).

Localidad	Capacidad	Hidrocrackeo	Refinación
Ruwais ^a	27	27	27
Umm al-Nayf	0	0	0
Total	27	27	27

a.- Se espera que el sistema de refinación sea ampliado de 140 mbd con hidrocrackeo y 30 mbd de coque en el 2000.

Fuente: Elaboración propia con datos de Petroguide (1998).

6.- KPC: Compañía Petrolera Kuwaiti

Tabla 2.29.- Estadísticas Operativas de KPC en 1997.

<i>Upstream</i>			
Reservas		Producción	
Crudo y Condensados	96498 Mb	Crudo y Condensados	1.98 Mbd
Gas Natural	52.54 MMpc	Gas Natural	883 Mpcd
Exportación de Crudo y Condensados	2.775 Mbd		
<i>Downstream</i>			
Capacidad de Refinación ^a	1.137 Mbd	Ventas de Petrolíferos	1.230 Mbd
Producción de Petrolíferos	Mbd	Parte del Mercado Mundial de Ventas	1.7%

a.- En 1999.

Fuente: Elaboración propia con datos estimados de Petroguide (1998) y PIW (1999).

¹⁸ Las otras son Saudi Aramco, Nioc, Pemex, Pdvs. y KPC, todas ellas CPNs.

La KPC administra uno de los mayores volúmenes de reservas de crudo del mundo, sus reservas de crudo y condensados son las terceras del mundo, pero esta cifra es tan grande que representa el doble de las de México, cerca de 10 veces las de cualquier compañía rusa y casi 4 veces las de Canadá y Estados Unidos. En reservas de gas natural, también destaca, pues es número 14 en el mundo y su total es equivalente al conjunto de 5 de las principales multinacionales petroleras¹⁹.

Con respecto a la producción de hidrocarburos, KPC es séptima a nivel mundial en producción de crudo y condensados, además de que es una de las empresas con un mayor volumen de exportaciones, aunque, por otro lado, no se caracteriza por una gran producción de gas natural.

Tabla 2.30.-Sistema de Refinación Nacional de KPC en 1998 (mbd).

Localidad	Destilación	Crackeo	Reformado
Mina Alhamadi	435	38	34
Mina Abdulla	158	38	0
Shuaiba	196	87	14
Total	886	163	48

Fuente: Elaboración propia con datos de OGI (1999).

7.- NNPC: Compañía Petrolera Nacional de Nigeria

Tabla 2.31.- Estadísticas Operativas de NNPC en 1997.

Upstream			
Reservas		Producción	
Crudo y Condensados	12500 Mb	Crudo	1.335 Mbd
Gas Natural	73.662 MMpc	Condensados	-- Mbd
Exportación de Crudo y Condensados	1.0 Mbd	Gas Natural	318 Mpcd
Downstream			
Capacidad de Refinación	505 mbd	Ventas de Petrolíferos	223 mbd
Producción de Petrolíferos	184 mbd	Parte del Mercado Mundial de Ventas	0.3%

Fuente: Elaboración propia con datos estimados de Petroguide (1998) y PIW (1999).

NNPC es la empresa número 10 del mundo y la segunda en África por el nivel de reservas de crudo y condensados, y éstas representan casi el triple del total de las primeras 5 compañías petroleras no africanas en el continente²⁰. En producción de crudo, la empresa ocupa los mismos lugares, destacando el hecho de que es una de las 7 empresas que exportan más de 1 Mbd en el mundo²¹.

¹⁹ BP, Mobil, Chevron, Texaco y Total suman, en conjunto, 53590 Mmpc de reservas de gas natural.

²⁰ Las 5 primeras empresas no africanas con operaciones en África son: ENI, Elf, Chevron, Veba y Phillips; y suman un total de 4584 Mb en reservas de crudo y condensados.

²¹ Las otras son: Saudi Aramco, Nioc, PDVSA, Pemex, Adnoc y KPC.

También tiene importantes reservas de gas natural que la ubican como novena compañía en el mundo, siendo sus reservas 6% superiores a las de México. Sin embargo, su producción no es significativa y no se encuentra ni siquiera entre las primeras 50 compañías del mundo.

En el rubro de refinación y venta de petrolíferos, la NNPC cuenta con estadísticas pobres que no alcanzan a satisfacer la demanda interna de Nigeria, sin embargo, existen planes de modernización y aumento de la capacidad de refinación de la empresa que deben concretarse en el corto plazo (Petroguide, 1997).

Tabla 2.32.-Sistema de Refinación Nacional de NNPC en 1998 (mbd).

Localidad	Destilación	Craqueo	Reformación
Rivers State	150	40	33
Warri	119	25	16
Kaduna	110	18	15
Alexa Eleni	60		6
Total		83	70

Fuente: Elaboración propia con datos de Petroguide (1999).

8.- Pertamina

Pertamina es la empresa petrolera nacional de la República de Indonesia, y además de ser una de las principales compañías petroleras en el mundo, es la principal del lejano oriente, lo que la coloca en una situación ventajosa dentro de la región de mayor crecimiento económico del mundo.

Tabla 2.33.- Estadísticas Operativas de Pertamina en 1997.

Upstream			
Reservas		Producción	
Crudo y Condensados	3984 Mb	Crudo y	1.028 mbd
Gas Natural	106.784 MMpc	Condensados	
Exportación de Crudo y Condensados	mbd	Gas Natural	4871 Mpcd
Downstream			
Capacidad de Refinación	0.93 mbd	Ventas de Petrolíferos	1.208 Mbd
Producción de Petrolíferos	mbd	Parte del Mercado Mundial de Ventas	1.7%

Fuente: Elaboración propia con datos estimados de Petroguide (1998) y PIW (1999).

Pertamina cuenta con importantes reservas de hidrocarburos, especialmente de gas natural, y éstas cobran particular relevancia cuando se observa que es la segunda empresa por reservas de crudo y la primera por reservas de gas en la región Asia-Pacífico. Esta región es la segunda consumidora de crudo y tercera de gas natural en el mundo, además de ser la que tiene una mayor tasa de crecimiento en la demanda de hidrocarburos.

Pertamina es junto con Sonatrach, Shell y Exxon, una de las pocas empresas que producen más de 5 Mpcd de gas natural y de 1 Mbd de crudo.

Tabla 2.34 .-Sistema de Refinación Nacional de Pertamina en 1998 (mbd).

Localidad	Destilación	Craqueo	Reformadora
Cilacap	285	50	31
Kalimantan	241	50	19
Balongan	175	83	0
Dumai	100	50	13
Muar	100	39	18
Sungai Pakning	40	0	0
Pangkalan	0	0	0
Total	930	272	81

Fuente: Elaboración propia con datos de OGJ (1999).

9.- Sonatrach

Sonatrach se fundó en 1963 y es la compañía nacional petrolera de Argelia. La empresa es responsable de la administración de la industria petrolera argelina la cual incluye actividades de exploración, producción, transporte, refinación, procesamiento, comercialización y distribución de crudo, gas y productos relacionados, así como una importante componente en la petroquímica. El papel de Sonatrach en Argelia es muy importante, por ejemplo en 1994 representó utilidades de 8600 millones de dólares o el 95% de los ingresos en divisas internacionales del país.

Tabla 2.35 .- Estadísticas Operativas de Sonatrach en 1997.

<i>Upstream</i>			
Reservas		Producción	
Crudo y Condensados	9540 Mb	Crudo	0.815 Mbd
Gas Natural	141.112 MMpc	Condensados	0.53 Mbd
Exportación de Crudo y Condensados	0.83 Mbd	Gas Natural	7131 Mpcd
<i>Downstream</i>			
Capacidad de Refinación	0.482 Mbd	Ventas de Petrolíferos	0.626 mbd
Producción de Petrolíferos	0.460 Mbd	Parte del Mercado Mundial de Ventas	0.9%

Fuente: Elaboración propia con datos estimados de Petroguide (1998) y PIW (1999).

Sonatrach, aparentemente, cuenta con reservas de petróleo modestas para los estándares de las otras grandes CPNs (menos de 10 mil Mb), pero lo compensa ampliamente por dos razones: la primera, porque casi en su totalidad, los crudos son de muy buena calidad (superligeros-Saharan Blend de 44° API); y la segunda, por sus abundantes reservas gaseras, que la colocan séptima en reservas de gas natural a nivel mundial, con una cantidad equivalente al total de las primeras 11 empresas norteamericanas con más reservas²².

Las exportaciones de crudo y condensados de Sonatrach la ubican entre las primeras 10 a nivel mundial y como primera de Africa. Así mismo, aunque su sistema de refinación es poco

²² Exxon, Amoco, Mobil, Chevron, Arco, Unocal, Phillips, Texaco, Conoco, Burlington y Enron son las primeras empresas norteamericanas por reservas de gas natural y su total combinado suma 131.05 MMpc.

sofisticado, su capacidad instalada supera ampliamente su demanda interna, por lo que su exportación de productos refinados es superior a los 400 mbd.

Tabla 2.36 - Sistema de Refinación Nacional de Sonatrach en 1998 (mbd).

Localidad	Destilación	Refinación
Skikda	352	60
Algiers	63	16
Arzew	59	9
Hassi Messaoud	29	3
Total	503	88

a.- Existe una capacidad de 19 mbd no especificada en la planta.
 Fuente: Elaboración propia con datos de Petroguide (1998) y OGI (1999).

10.- Statoil

Tabla 2.37 - Estadísticas Operativas de Statoil en 1997.

Upstream		Producción	
Reservas		Crudo	0.5 Mbd
Crudo y Condensados	2051 Mb	Condensados	0.07 Mbd
Gas Natural	12.810 MMpc	Gas Natural	669 Mpcd
Exportación de Crudo y Condensados	0.365 Mbd		
Downstream			
Capacidad de Refinación	0.23Mbd	Ventas de Petrolíferos	0.372 mbd
Producción de Petrolíferos	-- Mbd	Parte del Mercado Mundial de Ventas	0.5%

Fuente: Elaboración propia con datos estimados de Petroguide (1998) y PIW (1999).

Statoil es una CPN con volúmenes de reservas y producción de hidrocarburos, y producción de petrolíferos que palidecen cuando se comparan con otras CPNs de países productores, sin embargo, es la principal compañía petrolera con operaciones en Europa. En este continente es primera en reservas de crudo y condensados y segunda en producción de estos hidrocarburos.

Respecto al gas natural dentro de Europa, Statoil es la tercera por reservas y octava por producción, y además se encuentra entre las primeras 15 empresas por capacidad de refinación y venta de petrolíferos del continente.

Tabla 2.38 - Sistema de Refinación Internacional de Statoil en 1998 (mbd).

Conclusiones del Capítulo

Se define a una Compañía Petrolera Nacional como aquella en la que la participación estatal es superior al 50%, tenga como fin administrar una parte importante de la industria petrolera nacional, y cuya gestión, políticas y objetivos estén sujetos al control estatal.

Se ha mostrado que en la parte fundamental de la industria, o sea en reservas y producción de hidrocarburos, un pequeño grupo de CPNs controla la mayor parte de la oferta actual y futura de petróleo y gas en el mundo.

Así mismo, se observa una presencia importante y creciente en otras actividades como la refinación y venta de petrolíferos, y el transporte de hidrocarburos y derivados, por parte de algunas CPNs.

La aportación más importante de este capítulo fue presentar estadísticas que permitieran ponderar la importancia de las CPNs, y la conclusión general que se deriva es que una parte mayoritaria de las actividades de la industria petrolera internacional son llevadas a cabo por un pequeño grupo de alrededor de 15 de estas empresas, lo que indudablemente establece que son este grupo de empresas, y no las empresas privadas, las que dominan la industria petrolera internacional.

En los siguientes capítulos se analizarán cuestiones como el origen de este dominio, la forma en que se lleva a cabo, las condiciones que marcan la continuidad de éste y las estrategias de adaptación a los cambios en el orden petrolero mundial.

Capítulo 3

El Origen de la Empresa Estatal

“La patria no es una simple eclosión de entusiasmo, sino más bien, y sobre todo, el disfrute en común de las riquezas de un territorio”

Lázaro Cárdenas¹

En este capítulo se presentarán algunos elementos esenciales de la historia política y económica, previa y durante el desarrollo de la industria petrolera de los países considerados en este análisis. Así, se intentarán establecer las causas y circunstancias principales que motivaron la creación de Compañías Petroleras Nacionales (CPNs) por parte de estas naciones. La hipótesis principal de esta sección se centra en la idea de que existieron condiciones coyunturales necesarias que propiciaron la creación de una CPN. Estas condiciones fueron de carácter económico, político, y social; de orden interno y externo; y se pueden presentar simultáneamente en una país o región. Además, se mostrará que sin la presencia coyuntural de las mismas, los estados no se plantearon la necesidad de crear una CPN, y por otra parte, que la existencia parcial de algunas no le garantiza, al estado creador, el cumplimiento de los objetivos y función que le plantea a su CPN.

En primer lugar, se realiza una discusión de las características de los inversionistas petroleros en el primer siglo de la industria petrolera internacional, y se establecen las causas inmediatas que propician la intervención estatal dentro de la industria petrolera nacional de un país exportador. Posteriormente se hace una breve síntesis histórica del nacimiento y evolución de la industria petrolera nacional, en manos de las multinacionales y otras empresas independientes, en cada uno de los países analizados en la tesis. La finalidad es conocer cuales fueron las causas que motivaron la intervención estatal en cada caso, para posteriormente compararlas entre sí y proponer un grupo de condiciones comunes que propiciaron la creación de las CPNs.

El Negocio Petrolero

Las actividades en la industria petrolera internacional han sido uno de los mejores ejemplos de la aplicación de mercados libres y competencia capitalista en la historia económica moderna; aún desde antes del advenimiento de las políticas neoliberales del último cuarto de siglo. Los orígenes de estas características se encuentran en las coyunturas históricas y políticas alrededor del descubrimiento del petróleo como fuente de energía y su desarrollo como sector industrial. Desde sus inicios, el oficio petrolero ha sido una actividad de enormes dimensiones. Los esfuerzos realizados y los logros alcanzados por los primeros petroleros son de una magnitud casi mítica. Los triunfos de carácter y entereza en el descubrimiento y desarrollo de los campos petroleros de Estados Unidos y Rusia del siglo XIX; y en Latinoamérica, Medio Oriente, Africa Septentrional, Asia, Alaska y Mar del Norte en el siglo XX son equiparables, en muchos sentidos, a las conquistas y colonizaciones logradas por distintas civilizaciones a lo largo de la historia.

De igual forma, el negocio petrolero ha tenido un potencial generador de riqueza, como pocas actividades del quehacer humano. Así que, en virtud de que los retos tecnológicos, de

¹ Discurso de Campaña Electoral, 1934. (Medin,1981)

infraestructura y condiciones geográficas adversas han requerido de una enorme disciplina en el trabajo y múltiples muestras de ingenio, las recompensas materiales que se han generado en esta industria han sido grandiosas, pero al mismo tiempo, el precio del fracaso generalmente ha sido muy alto. Numerosos empresarios han apostado sus fortunas y bienestar en el desarrollo de la industria petrolera; y el descubrimiento o no de un rico yacimiento ha marcado la línea divisoria entre una fortuna basta e instantánea, y una gran miseria indeleble.

Esto explica, por que tradicionalmente, los pioneros de la industria petrolera han sido hombres visionarios y temerarios dispuestos a correr grandes riesgos en una especie de ruleta rusa petrolera que marca sus destinos. Esta condición le ha dado un carácter “individualista” al petrolero pionero; donde por individualista se debe entender como una o varias personas que realizan libremente una inversión de capital privado con la idea de tornar una empresa riesgosa en una inversión rentable. Apoyado en las condiciones políticas y la economía de mercado dominantes en los siglos XIX y principios del XX, la concepción individualista² de la industria propició que, en sus orígenes y desarrollo subsecuente, las inversiones en el ámbito petrolero estuvieran dominadas por empresas privadas y que las inversiones públicas o estatales hayan sido casi inexistentes en este sector.

Lo anterior se puede corroborar observando las pocas muestras de actividad empresarial que los distintos gobiernos realizaron en la industria petrolera internacional durante el período 1850-1950³. Las causas de la falta de involucramiento directo en este sector por parte de los gobiernos son distintas, y se tratarán algunas de ellas a lo largo de este escrito. Pero una primera respuesta se basa en el alto grado de riesgo que este tipo de inversiones representaba, y la dificultad que un gobierno tendría para justificar estas empresas potencialmente especulativas ante un Congreso y la opinión pública en general. En esta misma lógica, se puede agregar que normalmente las inversiones que se requieren en este negocio son financieramente cuantiosas, y que además hasta hace poco el *know-how* estaba concentrado en unas pocas compañías, por lo que tampoco era fácil para un gobernante autoritario o no, disponer de estos recursos desde las arcas públicas y con una infraestructura nacional poco desarrollada. De aquí que se pueda afirmar, de manera general, que hasta la mitad del siglo pasado, por conveniencia o incapacidad, la política estatal que se aplicó concerniente a las inversiones petroleras, fue la de *laissez-faire, laissez-passer*. Por consecuencia, limitándose, el Estado, a observar ciertas políticas de regulación en el caso de los países consumidores (importadores netos); o al papel de un simple recolector de rentas en el caso de los países exportadores.

¿Por Qué CPNs?

La industria petrolera internacional se mantuvo, entonces, inmersa en un ambiente con poca intervención gubernamental durante sus primeros cien años de vida, y no ha sido hasta estas últimas tres décadas, en las que los gobiernos han comenzado a intervenir más dinámicamente. Estas formas

² El individualismo como doctrina filosófica tiene sus orígenes en el S. XVII, y surgió como una necesidad de la creciente clase capitalista para justificar moralmente la avaricia, el egoísmo y la búsqueda de ganancias, tan criticados por la Iglesia Católica de la época. El individualismo en conjunción con la teología protestante derivada de la Reforma, permitió, según Hunt y Sherman (1981), romper con los remanentes de la ética cristiana medieval.

³ Prácticamente la única excepción se encuentra en 1914 con la adquisición, por parte del Gobierno Británico, del 51% de la *Anglo-Persian Oil Company* (posteriormente, rebautizada como *British Petroleum*). Esta intervención, sin embargo, no fue motivada por razones económico-financieras, sino que se debió más a razones de seguridad nacional, ya que los buques de la armada inglesa, entonces en plena Primera Guerra Mundial, no podían sujetar su potencial abastecimiento a los vaivenes financieros de su principal proveedor.

de intervención según Grayson (1981), pueden variar desde un simple intento de regular indirectamente el mercado, a través de tarifas e impuestos, hasta una intervención directa como es el establecimiento de Compañías Petroleras Nacionales (CPNs).

Es conveniente señalar que algunas CPNs han existido, aunque en número muy reducido, desde los años veinte. Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) fundada en 1922, *Compagnie Francaise des Pétroles* (CFP-Elf) en 1924 y Petróleos Mexicanos (PEMEX) en 1938, son algunas de las más antiguas (Solberg, 1985; y Lax, 1988). Sin embargo, como ya se mencionó, el auge en el surgimiento de las CPNs ocurrió durante las décadas de los sesenta y los setenta, cuando el número de estas empresas rebasó las 90, distribuidas en más de 70 países (Klapp, 1987). Para Lax (1988), las CPNs comparten en común el hecho de que han sido establecidas con la finalidad de remediar problemáticas políticas, económicas y sociales específicas del Estado creador. Pero en función de estas características y como consecuencia de los distintos objetivos que cada país establece para su CPN, el grado de desarrollo que cada una de éstas ha alcanzado, dentro de su contexto nacional y en comparación con otras CPNs, tiene rasgos distintivos.

Según Bourgeois (1995), la empresa pública es creada como uno de los instrumentos privilegiados del Estado al servicio de los grandes objetivos nacionales y por ello, el Estado tiende a utilizar a su empresa petrolera nacional como un instrumento al servicio de los objetivos generales de desarrollo industrial nacional. Sin embargo, en el caso de muchos países productores en vías de desarrollo, la misión de la CPN es más compleja y varía dentro de un amplio espectro de expectativas sociales, económicas y muchas veces también ideológicas. Además de ser “polos de desarrollo” o “industrias industrializantes” es decir, contribuir en los lugares donde opera, a la construcción de infraestructura (carreteras, terminales marinas y aéreas, y servicios como drenaje, hospitales, escuelas, etc.); la empresa debe intervenir, entre otras actividades, en: la producción de bienes y servicios intermedios necesarios para la producción de hidrocarburos; el abastecimiento del mercado nacional (generalmente a precios subsidiados); y a la generación de divisas por la exportación de petróleo. Además, en la medida que se desarrolla y cobra importancia como empresa, juega un relevante papel como estandarte del nacionalismo en varios de estos países.

Ante estos hechos, la mayoría de los cuales establecen una aparente ventaja para el país que erige una CPN, surge una primera interrogante: Si una empresa pública presenta la oportunidad de generar beneficios políticos, sociales y económicos mediante la “simple” administración de un sector industrial, ¿por qué la mayoría de las CPNs se crean más de un siglo después del nacimiento de la industria petrolera, y a veces, décadas después de que estos países hubieran desarrollado un sector importante?. Como se mencionó anteriormente, la hipótesis principal de este capítulo se centra en la idea de que existen condiciones económicas y políticas de orden interno y externo en una país o región que propician la creación de una CPN. En la medida que estas condiciones detonantes no se presenten, la fundación de una empresa pública no se justifica, o mejor dicho, el establecimiento de ésta no garantizaría los efectos que el Estado espera.

En la discusión concerniente a la siguiente sección, se inicia con un análisis histórico de las condiciones que se presentaron en cada uno de los países de este estudio, y que llevaron a la fundación de sus respectivas CPNs.

Estado vs. Compañía Multinacional

Bajo cualquiera de los nombres que se utilizan para denominarla, una Compañía, Corporación, Firma o Empresa Transnacional, Multinacional, Global o Internacional, se define como una organización o conjunto de organizaciones comerciales, que se caracteriza principalmente

por la dispersión de sus centros administrativos a lo largo de varias naciones con el propósito de vencer las barreras impuestas por las fronteras políticas de los estados (Eells, 1972). Para Apter (1976) una compañía multinacional es un instrumento para mantener la relación internacional de explotación por medios de instituciones e infraestructura tecnológica exportable. De manera intencional o no, una corporación transnacional es un actor importante dentro de la arena política del país en el cual opera (Leonard, 1980). Las corporaciones multinacionales toman decisiones en un amplio rango de opciones que afectan a la sociedad del país huésped. De acuerdo a Berman (1971), si los gobiernos permiten que las empresas operen a lo largo de las fronteras nacionales sin constreñirlas, están, en efecto, aceptando la distribución de beneficios tal y como la deciden los gerentes corporativos. De lo anterior, se desprenden las raíces de los conflictos entre las Compañías Multinacionales y el Estado⁴.

Para Lax (1988), las variables más importantes en los conflictos de intereses que se presentan entre el país productor y las multinacionales, son el poder relativo de cada uno de ellos en el mercado, y la posición negociadora de cada una de las dos partes. Los intereses políticos de los estados anfitriones estuvieron reprimidos durante décadas por las condiciones de mercado, que no fueron propicias para la toma de iniciativa por parte de los gobiernos anfitriones. Los países exportadores dependían de las compañías multinacionales en todos los aspectos de la industria: exploración, producción, transportación y comercialización.

Hasta las décadas de los cincuenta y sesenta, los países productores tuvieron que avanzar lentamente en el proceso de negociación de demandas con las multinacionales. Particularmente, debido a cuestiones estructurales como la sobreoferta y las características de un mercado altamente oligopólico, así como por condiciones internas relacionadas con el poco poder económico y político de los gobiernos. Basta con recordar que la mayoría de los países productores eran colonias, protectorados o estados independientes de reciente creación con finanzas endebladas.

Posteriormente, el continuo crecimiento en el consumo y la dependencia de los países industrializados en el petróleo importado; el aumento en la actividad de las compañías petroleras independientes; el surgimiento de personal calificado en la industria petrolera de los países exportadores; y la solidaridad política en la OPEP debilitaron la posición de mercado de las multinacionales y crearon las condiciones necesarias para los cambios políticos que los países dueños de los recursos naturales iniciaron en la década de los setenta (Lax, 1988).

El control administrativo y operacional se puede obtener de una manera rápida mediante la nacionalización, o gradualmente al absorber a la empresa extranjera en la economía doméstica; como regla, en los setenta, los estados productores, escogieron una aproximación gradual, mediante lo que se llamó como participación gubernamental.

Las compañías petrolera resistieron constantemente el principio de participación gubernamental, basándose en lo que ellos consideraban sus derechos contractuales. Sin embargo, una vez que se dieron cuenta que esta resistencia era una causa perdida, comenzaron una ardua negociación con los gobiernos respectivos en los siguientes puntos principales: 1) Monto de la compensación; 2) Forma y calendarización de los pagos compensatorios; 3) Mecanismo de

4 Según el autor surge una curiosa paradoja: cuando los gerentes de una corporación alzan sus voces para condenar las políticas gubernamentales que se contraponen a los intereses de sus compañías, nunca admiten el propio impacto político de sus actividades empresariales, y de igual forma soslayan el hecho de que cuando un gobierno huésped no se involucra en la regulación de las multinacionales, está permitiendo a las firmas extranjeras determinar el futuro económico del país.

disposición del petróleo producto de la participación gubernamental; 4) El precio de "reventa" de este petróleo; y 5) El rol del gobierno en la administración de las actividades de exploración y producción (Han, 1994).

El Nuevo Estado

Dentro de cualquier nación, el Estado y la compañía internacional interactúan de manera similar. La compañía internacional prefiere un gobierno pasivo que otorgue a la compañía la oportunidad de controlar por completo todas las decisiones y operaciones, así como ganancias ilimitadas. El estado anfitrión, por su parte, prefiere una compañía multinacional que se guíe por la política gubernamental y las necesidades gubernamentales. Es decir la empresa desea a un gobierno que no gobierne a la corporación, y el estado prefiere a una firma que maximice la función de bienestar social y minimice las ganancias corporativas (Lax, 1988).

Desde los años setenta, la posición negociadora entre los estados y las empresas ha sufrido un cambio a favor de los países productores, por la que la mejora en esta posición ha creado situaciones de oportunidad para imponer cambios a las empresas. Además, el Estado moderno juega un papel mucho más relevante en promover el desarrollo socioeconómico nacional, que aquel de los gobiernos de sociedades tradicionales. Al intervenir más directamente en el control de las actividades de las empresas extranjeras dentro de sus fronteras, los gobiernos pretendían alcanzar los siguientes objetivos: 1) la maximización de las ganancias; 2) el control de la transferencia de la tecnología; 3) el desarrollo sectorial; 4) el ingreso de divisas internacionales, 5) el empleo de mano de obra local, 5) la construcción de infraestructura y 6) la exploración y producción óptimas de los recursos del país.

Tradicionalmente el gobierno del país exportadores era el de un simple recolector de rentas. Con el tiempo, los nuevos gobiernos comenzaron a sustentar algunas políticas de desarrollo nacional, basándose en los beneficios económicos obtenidos de la renta, por lo que el gobierno comenzó a buscar mecanismos que maximizaran a ésta. La búsqueda de mayores ganancias económicas y el uso de la industria petrolera para promover estrategias nacionales propició la necesidad del Estado de ejercer un mayor control sobre los proyectos petroleros.

Hay por supuesto, diferencias entre los estados, de la misma manera de que hay diferencias entre las corporaciones. El conflicto de intereses no surge de un estado o una compañía en particular, sino de la naturaleza del estado y de la compañía y su interacción; dice Lax (1988) "Democracia o autocracia, capitalismo o socialismo, norte o sur; cuando se trata de regular las inversiones extranjeras en los recursos petroleros de un estado, los países tienden a perseguir metas similares para maximizar sus ganancias económicas y el control político".

Los gobiernos pueden tratar de dirigir la política petrolera a través de legislación o entes regulatorios, pero la forma más común de ejercer un papel directo en el desarrollo petrolero es por medio del establecimiento de una Compañía Petrolera Nacional. Estas compañías cumplen inicialmente tres objetivos: suministrar productos al mercado nacional; desarrollar personal calificado; y ser utilizadas como el instrumento principal, mediante el cual el gobierno implementa sus políticas petroleras. Estas también proveen un acceso directo a los mercados al permitir la exportación de hidrocarburos sin depender en las empresas extranjeras. Igualmente, la compañía nacional es una fuente de orgullo nacional que salvaguarda la soberanía y un marco de comparación que permite medir el desempeño de las empresas extranjeras (Lax, 1988).

Por ello, sin importar la ideología del sistema gobernante, la preocupación nacional se movía invariablemente hacia el potencial del control nacional. Cada uno de los productores importantes desarrolló una compañía nacional con la finalidad de controlar sus políticas petroleras, aumentar sus ingresos, y promover otras metas políticas. En algunos casos, algunas naciones han, incluso, tratado de usar el control de su industria petrolera para promover su posición geopolítica, como fue el caso en los embargos petroleros de 1967 y de 1973-74.

Como se mencionó anteriormente, una condición definitiva en las negociaciones entre un gobierno y una empresa extranjera, es la relación de fuerzas entre ellas. Cuando un país se interesa por primera vez en desarrollar su industria petrolera, debido a la incertidumbre natural de las inversiones petroleras, el poder de negociación del gobierno es débil por lo que las compañías privadas pueden negociar términos favorables para la recuperación y rentabilidad de sus inversiones. Una vez que una región o proyecto petrolero muestra su potencial económico, el poder de negociación comienza trasladarse hacia el Estado, y según Moran (1978), al tiempo en que se soslaya el riesgo que asumió la empresa extranjera, inicia una tendencia del Estado para comenzar a cuestionar las altas tasas de retorno que goza la compañía inversionista. Paralelamente, el conocimiento y dominio operacional sobre el proyecto petrolero empiezan a ser adquiridos por el gobierno huésped, por lo que comienza a debilitarse la necesidad de mantener la administración de la empresa meramente por cuestiones técnicas o económicas.

Antecedentes Históricos del Establecimiento de la Industria Petrolera en los Países del Estudio

Arabia Saudita

En 1932, comenzó la historia de la exploración petrolera en el reino, cuando la *Standard Oil of California* (Socal), compañía que había descubierto petróleo en la cercana isla de Bahrein, utilizó como promotor a Harry S.J.B. Philby⁵, un amigo cercano del rey Ibn Saud⁶ para intentar obtener el permiso de realizar un estudio geológico de la parte oriental de la península arábiga con miras a adquirir una concesión. A pesar de que el otorgamiento de los derechos sobre la

⁵ Este personaje tiene una historia propia muy interesante, ya que fue diplomático, comerciante, explorador, cartógrafo, y cronista en la región árabe, además de convertirse al islamismo y para ello tener que sufrir una dolorosa circuncisión en edad madura. Sin embargo, es aún más conocido por ser el padre del doble espía británico más famoso de la guerra fría: Harold "Kim" Philby (Yergin, 1991).

⁶ La dinastía Saudi fue fundada por Muhammad bin Saud, emir de Dariya en el Nejd (Arabia Central), a principios del siglo XVIII, bajo los preceptos religiosos de su líder espiritual Muhammad bin Abdul Wahab. Tras varias décadas de consolidación y expansión hacia la mayor parte de la península arábiga, los sauditas y sus aliados los wahabis fueron confrontados y derrotados por los turcos otomanos en 1818. A partir de esta caída, se suscitaron pugnas internas por el control de la dinastía, establecida para entonces en Riyad, entre distintos descendientes directos de Muhammad bin Saud. Uno de éstos, Abdul Rahman se vio forzado a exiliarse con su familia en Kuwait en 1893 para escapar del acoso de la tribu Al-Rashid, enemigos acérrimos de los sauditas.

En 1902, a los 21 años de edad, Abdul Aziz (Ibn Saud), hijo de Abdul Rahman, después de derrotar a los rashids y retomar Riyad, fue proclamado Gobernador de Nejd e Imán de los wahabis, secta ortodoxa derivada de los musulmanes sunni. Después de 20 años de campañas militares exitosas, Ibn Saud capturó la región de Hejaz, la tierra sagrada del Islam y en donde se localizan las ciudades santas de La Meca y Medina. En 1926, la dinastía Saud se consolidó definitivamente cuando Ibn Saud fue proclamado Rey de Hejaz y guardián de los lugares santos de los musulmanes de todo el mundo. Posteriormente en 1932, el Reino de Hejaz y Nejd y sus Dependencias cambió su nombre por el de Reino de Arabia Saudita. (Yergin, 1991; MIE, 1997)

administración de recursos naturales de una parte de Arabia Saudita a una compañía extranjera, era contraria a los deseos del rey, puesto que cualquier trato o asociación de algún tipo con los infieles de occidente era mal visto por los influyentes wahabis, el precario estado financiero del reino no le dejó otra alternativa⁷. Dicho acuerdo fue firmado el 29 de mayo de 1933⁸. En noviembre de ese mismo año, se formó la *California Arabian Standard Oil Company* (Casoc) con el fin de administrar las operaciones dentro de la concesión a nombre de Socal.

En 1936, Socal se unió a Texaco en una empresa conjunta llamada Caltex, y como parte del acuerdo, la Texaco adquirió la mitad de la propiedad de Casoc. Después de 3 años de exploración en el domo de Damman se obtuvieron los primeros resultados favorables. En marzo de 1938 se descubrió un importante yacimiento y las exportaciones de crudo empezaron ese mismo año. Durante la Segunda Guerra Mundial por cuestiones estratégicas y de seguridad se suspendieron las operaciones de Casoc, que para 1944 había sido rebautizada como *Arabian American Oil Company* (Aramco)⁹. En 1948, se realizó una subasta sobre los derechos de concesión de la zona neutral saudita, que ganó la *Pacific Western Oil Company* en términos muy ventajosos para el gobierno saudita, aún más que aquellos establecidos para Aminoil en Kuwait¹⁰.

⁷ Debido a la gran depresión económica de los años treinta, el flujo de peregrinos a La Meca, principal fuente de ingresos del reino, se había reducido considerablemente. Por lo tanto, el rey Ibn Saud se vio en la necesidad de buscar fuentes alternativas para alimentar el presupuesto público. El rey temía la posibilidad de que Socal descubriera que en terrenos de Arabia Saudita no existía petróleo antes de invertir algún capital, por lo que el soberano, que por razones obvias estaba más interesado en encontrar agua que petróleo en su enjuto reino, insistió en que ningún cálculo geológico podría realizarse hasta que los términos completos de la concesión fueran establecidos. (Yergin, 1991).

⁸ Se concesionaba durante 60 años, un área de 360 mil millas cuadradas a cambio de 775 mil dólares (la mayor parte a manera de préstamo deducible de las regalías potenciales. La concesión original abarcaba del Golfo Pérsico hasta la provincia occidental de Dahna. En 1939, la concesión se aumentó hasta cubrir 440 mil millas cuadradas incluyendo la parte de la llamada Zona Neutral, correspondiente a Arabia Saudita (Seymour, 1991b).

⁹ En primera instancia *American-Arabian*, sugiriéndose este nombre a semejanza de la *Anglo-Iranian Oil Company*, pero finalmente se decidió aplicar el buen tino diplomático de invertir el orden de importancia a favor del país huésped. Posteriormente, durante los primeros años de la posguerra se expandió aceleradamente la producción en la concesión de Aramco y se estableció un mercado para ésta. Entre 1944 y 1949 se aumentó en 25 veces la producción de petróleo, de 20 mil barriles a 500 mil barriles por día. Adicionalmente, la capacidad de destilación de la refinería en Ras Tanura creció de 50 mil barriles a 157 mil barriles por día entre 1945 y 1949.

El acceso a los mercados petroleros mundiales se promovió en dos maneras. Primeramente, y con relación al mercado europeo, Aramco en un intento por mejorar su competitividad con relación a las exportaciones soviéticas y norteamericanas en la región, disminuyó sus costos de transportación, al comenzar en 1946 la construcción de un gasoducto de 1500 kilómetros entre el yacimiento de Abqaiq y el puerto mediterráneo de Sidón en el Líbano.

En segundo lugar, Aramco unió sus operaciones con la *Standard Oil Company of New Jersey* (Exxon) y la *Socony-Vacuum Oil Company* (Mobil). Una de las razones principales por las que, en particular, se seleccionaron estas compañías, fue para satisfacer el deseo explícito del rey Ibn Saud de que Aramco se conservara administrada íntegramente por grupos americanos y de esta manera obstaculizar un posible aumento de la influencia británica en la región. Sin embargo, entre 1946 y 1948 estas dos compañías batallaron con el obstáculo legal impuesto por el acuerdo de la Línea Roja. Las acciones en Aramco y sus subsidiarias se dividieron de la siguiente manera: Socal, Texaco y *Standard Oil of New Jersey* con 30% cada una y la *Socony-Vacuum* con el restante 10% (Seymour, 1991b).

¹⁰ La *American Independent Oil Company* (Aminoil) obtuvo los derechos de concesión sobre la parte Kuwaití de la Zona Neutral, realizando una generosa oferta que superaba por mucho los términos las multinacionales tradicionales habían manejado para la región. Puesto que Aramco no deseaba igualar la oferta de Aminoil a los kuwaities, considerando que el rey Ibn Saud solicitaría demandas similares, decidió ceder sus derechos

La expansión de las operaciones de Aramco continuó, aunque a un nivel menor a través de la década de los cincuenta. La producción de crudo aumentó de 761 mil barriles a 1.2 millones de barriles por día de 1950 a 1959, a pesar de un aumento de 12 a 50 billones de barriles en las reservas probadas de Arabia Saudita en el mismo periodo¹¹.

Las ganancias de Aramco y Arabia Saudita crecieron substancialmente como resultado de los aumentos en las exportaciones y en los precios del petróleo. Arabia Saudita invirtió estas ganancias en el desarrollo de infraestructura. Puesto que el país era completamente dependiente de sus ganancias petroleras, era de vital importancia alcanzar una estabilidad de ingresos que le permitiera mantener planes de desarrollo a largo plazo. Sin embargo, el gobierno de saudita no tenía influencia en las decisiones concernientes a la producción y al precio, las cuales establecían sus ganancias. Como consecuencia, la lucha por el control o el tema de "participación" emergieron fuertemente durante la década de los sesenta.

El 30 de noviembre de 1962, se fundó la *General Petroleum and Mineral Organization of Saudi Arabia* (Petromin) con la intención principal era adquirir una mayor parte de los beneficios de la riqueza del petróleo nacional para los sauditas. A través de la administración de la producción de petróleo, el gobierno buscó mejorar la estabilidad económica nacional y los ingresos directos del Tesoro. El gobierno también intentó integrar a la industria petrolera, la cual estaba aislada de la economía nacional y de los planes del desarrollo nacional. Finalmente el gobierno deseaba emplear a muchos sauditas en la industria petrolera y rectificar así la situación que se había desarrollado bajo la administración de las multinacionales. El estado saudita esperaba alcanzar estas metas integrando verticalmente a Petromin, y también intentaba formar empresas conjuntas con compañías extranjeras hacia una expansión internacional (Klapp, 1987).

Aunque Petromin no producía petróleo, para 1970, tenía intereses conjuntos en varias concesiones y operaba una refinería en Jiddah y una planta fertilizadora en Dammam. La evolución de Petromin durante los sesenta fue central en los intentos de gobierno para obtener el control mayoritario de Aramco. Entre 1973 y 1975, el gobierno saudita realizó negociaciones en este sentido. En 1973 adquirieron el 25% del control, y al año siguiente aumentó el porcentaje a 60%, para finalmente alcanzar un acuerdo para que Petromin controlara el 100% de Aramco en 1975¹².

concesionados sobre la parte saudita de la Zona Neutral. Sin embargo, Aramco no pudo evitar recompensar al gobierno ante el evidente aumento en el valor de su concesión, desde finales de los cuarenta hasta mediados de los cincuenta, Similarmente, la Aramco se vio obligada a ceder pequeñas partes de su concesión; y finalmente el 30 de diciembre de 1950, siguiendo el ejemplo de Venezuela de 1948, el gobierno saudita solicitó un aumento del 50% sobre las ganancias netas de Aramco (Yergin, 1991).

¹¹Esta expansión de reservas se debió principalmente a dos descubrimientos: los yacimientos de Ghawar y Safaniya en 1951. Igualmente, este mismo año marcó el primer año completo en operación del oleoducto de la Tapline que para 1965 le permitió a Aramco comercializar el 44% de sus exportaciones totales de crudo a Europa (Seymour, 1991b).

¹² En 1972, la Aramco logró aumentar su producción a 6 millones de barriles por día logrando también, un aumento en el precio de referencia. Las condiciones de mercado mejoraron la posición del gobierno en las negociaciones con Aramco sobre la participación saudí. En marzo de 1972, después de intentar varias tácticas dilatorias, y en un esfuerzo por evitar una acción unilateral, la Aramco aceptó el principio de participación estatal de un 20%. Este principio se modificó en octubre de ese mismo año, cuando se acordó un aumento gradual del 25% al 51% desde el primero de enero de 1973 hasta el 1 de enero de 1982. Para 1973, sin embargo, otros países exportadores habían obtenido o impuesto términos más ventajosos que los obtenidos por el gobierno saudita, por lo que las negociaciones se reabrieron y continuaron hasta 1980. En 1973 los

Este acuerdo estipulaba que el gobierno saudita pagaría una cuota a las multinacionales que conformaban la Aramco para que éstas continuaran otorgando asistencia técnica, administrativa y operativa. Adicionalmente, las corporaciones multinacionales consiguieron contratos de suministro de crudo a largo plazo¹³. Las cantidades anuales de crudo en estos contratos estaban condicionadas a que las multinacionales invirtieran conjuntamente con Petromin, en nuevas empresas conjuntas de exploración y producción. Es interesante notar que estas estrategias de condicionamiento por parte de Petromin en realidad representaban el fuerte deseo del gobierno por retener y fomentar las inversiones de las compañías petroleras extranjeras en Arabia Saudita. Por este motivo entre otras medidas, el gobierno ofreció contratos de suministro a largo plazo de 250 mil barriles al día para cualquier compañía extranjera interesada en iniciar una empresa conjunta con Petromin en proyectos petroleros (Seymour, 1991b).

Después de algunas reestructuraciones, durante la década de los ochenta se estableció la estructura actual de la industria petrolera de Arabia Saudita. En 1975, tras enfrentar serios problemas administrativos, varias de las responsabilidades originales de la CPN Petromin fueron asignadas a los Ministerios de Industria y Electricidad, y Petróleo y Recursos Minerales. mientras que los intereses de las actividades de Aramco pasaron a depender de este último Ministerio (Stevens, 1982).

Desde 1988, se estableció formalmente a la nueva empresa petrolera nacional Saudi Aramco. La CPN es responsable de la exploración, desarrollo y producción de todo el territorio saudita con la excepción de la Zona Neutral. Así mismo la empresa controla la mayor parte de los proyectos de distribución de petróleo y gas, y las refinerías dentro de las fronteras de Arabia Saudita.

Irán

La historia del desarrollo de la industria petrolera de este país, entre 1855 y 1950, es principalmente la historia de una sola compañía: *British Petroleum (Anglo Persian Oil Company (1909-1935), y como Anglo Iranian Oil Company (1935-1951))*. La compañía británica encontró petróleo en el sudoeste de Irán en 1908 y con base en este descubrimiento y con apoyo del gobierno británico, el cual adquirió el 51% de las acciones en 1914, se convirtió en una de las compañías petroleras internacionales más importantes del mundo hacia los años treinta¹⁴. Durante este período, el rasgo dominante en las relaciones entre la compañía concesionaria y el gobierno iraní fue el intento continuo de este último, para mejorar su participación en las ganancias y alcanzar otros beneficios adicionales, de los cuales consideraba tener el derecho basados en el acuerdo original y las revisiones del mismo en 1920 y 1933 (Amirahmadi, 1994).

intereses sauditas en Aramco se aumentaron al 60% y entre 1976 y 1980 se acordó el control del 100% de Aramco (Han, 1995).

¹³ De hecho, las multinacionales comercializaban todo el crudo producido por Aramco, a excepción del que Petromin pudiera disponer por sus propios canales (Seymour, 1991b).

¹⁴ El acuerdo de concesión firmado entre el empresario británico William K. D'Arcy y el gobierno persa, le otorgaba al primero derechos exclusivos de exploración sobre casi todo el territorio del país durante un plazo de 60 años. Sin embargo, para cuando por fin se encontró petróleo en cantidades comerciales en mayo de 1908 en la región de Masjid Soileiman, otra compañía británica la *Buhrma Oil*, había tomado el control de la compañía creada por D'Arcy, debido a los problemas económicos que éste enfrentó para poder financiar la exploración y desarrollo necesarias para comenzar una producción rentable. Los problemas económicos en la administración de la concesión continuaron y para 1914 el gobierno británico tuvo que entrar al rescate de la compañía para evitar que se perdieran los derechos de la concesión y adquirió el 51% de las acciones.

Mediante estas negociaciones, el gobierno iraní logró algunos beneficios, y como respuesta a una solicitud del gobierno iraní, la *Anglo-Iranian Oil Company* creó una organización encargada de la distribución y comercialización de petróleo y productos refinados en el mercado doméstico. Adicionalmente, el gobierno, con la asistencia francesa, fundó un departamento de ingeniería de exploración dependiente del ministerio de finanzas en 1935, y posteriormente, se creó la Compañía Nacional Petrolera (NCO) en 1948, y ésta comenzó la exploración en el norte del país. Estas dos acciones fueron los dos primeros intentos por involucrarse con el negocio petrolero (Amirahmadi, 1994).

Nioc es hasta la fecha, la compañía estatal de la República Islámica de Irán, y su evolución ha sido moldeada por la historia turbulenta de este país desde la Segunda Guerra Mundial. La fundación de esta empresa se originó como resultado de las tensiones entre la *Anglo-Persian Oil Company (Anglo-Iranian)* y el gobierno iraní después de la Segunda Guerra Mundial¹⁵. Un punto de resentimiento, en particular, era la baja cantidad de regalías pagadas al gobierno de Irán por parte de la compañía, y es que desde 1948, el gobierno británico había aumentado los impuestos de la *Anglo-Iranian*, afectando también a Irán, puesto que éste obtenía sus propios ingresos con base en las ganancias netas de la compañía. De las ganancias netas de la *Anglo-Iranian* (70 millones de libras esterlinas en aquel año), el 35.5% se pagó al gobierno británico como impuestos, mientras que un 12.7% fue recibido por el gobierno iraní. Los datos correspondientes para el periodo 1933-49 fueron 19.5% y 11.9% respectivamente, a pesar de que con base al acuerdo de 1933, el gobierno iraní debía recibir una cantidad no menor al 20% de las ganancias de la compañía. Como consecuencia, en 1948, se comenzaron las negociaciones para aumentar la cantidad de ingresos petroleros retenidos por Irán.

Ante el fracaso de las negociaciones, en 1951, el nuevo gobierno populista de Irán, decidió nacionalizar la industria petrolera. El conflicto generado por este hecho se convirtió en uno de los acontecimientos más relevantes en la historia de las relaciones entre las compañías multinacionales y el país huésped.

Nioc se convirtió, el 30 de abril de 1951, en el eje de la política de nacionalización del gobierno. Inicialmente se tomó el control sobre todos los empleados y la infraestructura de la *Anglo-Iranian* dentro de Irán, separando el 25% de las ganancias para compensar los reclamos de la compañía británica. Sin embargo, los intentos de la Nioc para tomar el control de la industria fueron gravemente debilitados por el boicot de las otras compañías multinacionales a las exportaciones iraníes en apoyo a la compañía británica. La producción iraní se colapsó, ya que las compañías multinacionales reemplazaron el petróleo iraní con una expansión de la producción de Kuwait y de Arabia Saudita. En 1953, tras un golpe de estado, se reinició un nuevo acuerdo con los inversionistas extranjeros, dando como resultado un nuevo papel para Nioc.

En septiembre de 1954, y a solicitud de *British Petroleum* que deseaba compartir el riesgo político, de permanecer en Irán, con otras compañías, se formó un consorcio de ocho miembros bajo el nombre de *Iranian Oil Participants (IOP)*. El acuerdo incluía a las principales compañías internacionales. *British Petroleum* con el 40%, Shell con el 14%, Chevron, Exxon, Gulf, Mobil, y Texaco con 8% cada una, y Elf con el 6%. Por otra parte, se reconoció que la Nioc era la propietaria de las reservas y de la infraestructura instalada de la industria petrolera iraní, aunque el control

¹⁵ Paralelamente, la escena política iraní se estaba llenando de distintos partidos de izquierda, nacionalistas, y de derecha cuyo punto de agenda común era la enemistad hacia los británicos. De igual manera, existía un resentimiento social al interior de Irán por la posición privilegiada de la *Anglo-Iranian* dentro de la industria petrolera y su cercana relación con el gobierno británico, del cual se tenían sus conocidas ambiciones imperialistas.

sobre esta industria fue puesto en manos de los miembros del consorcio. La Nioc carecía de influencia sobre la producción, la refinación, y la exportación del petróleo iraní y sus derivados. Dos compañías subsidiarias de la IOP operaban la infraestructura propiedad de la Nioc nombrados oficialmente como contratistas. Estas compañías producían el petróleo para la Nioc, el cual era vendido a las compañías miembros de la IOP, las cuales, a su vez eran responsables de exportarlo y comercializarlo. Un acuerdo secreto adicional entre los miembros de la IOP, que se hizo público hasta los años sesenta establecía una fórmula de cantidad que daba una mayor influencia en la decisión sobre el petróleo producido a los miembros del consorcio con menor dependencia en la producción de petróleo iraní. El resultado de esta acción fue que la producción de petróleo iraní creció comparativamente menos durante este periodo¹⁶ (Jones, 1991c).

A pesar de estos inconvenientes, Nioc fue capaz de desarrollar su papel como una compañía petrolera independiente durante la segunda mitad de los años cincuenta; y mediante una legislación de 1957, se le daba el poder de realizar empresas conjuntas con compañías petroleras extranjeras para explorar otras áreas fuera de las concesionadas a la IOP.¹⁷ Además, como resultado de la nacionalización, los iraníes lograron obtener un trato privilegiado por parte de las compañías multinacionales, ya que es difícil creer que los acuerdos alcanzados con el cartel de empresas hubieran sido en términos tan favorables, de no haber existido el precedente de la nacionalización. El movimiento petrolero también fue exitoso en minar la influencia que el gobierno británico había ejercido por más de 40 años sobre el petróleo y el gobierno iraní. Un tercer beneficio se observó en el incentivo que este fenómeno ejerció en el desarrollo de mano de obra calificada entre la población iraní (Amirahmadi, 1994).

En el plano regional, el movimiento iraní se convirtió en una fuente de aspiración y homologación para otros países productores de petróleo quienes también comenzaron a demandar un aumento en el control de sus recursos petroleros. Según Amirahmadi, (1994), en cierto grado, hasta la propia formación de la OPEP y su éxito en controlar los precios del petróleo en los setenta, puede ser atribuido al movimiento de nacionalización en Irán.

Aunque en un principio el gobierno de Irán también abordó el movimiento de participación promovido por los árabes a través de la OPEP, en 1973, abandonaron el caso y decidieron negociar directamente con las empresas que formaban IOP, las cuales expiraban su contrato en 1979. Mediante el acuerdo, IOP pasó a ser una compañía de servicios encargada de producir petróleo y que a cambio recibía una garantía de suministro de crudo.

Mientras tanto, la escena política en Irán se tensaba; la decisión del gobierno del Sha de incrementar sus nexos económicos, militares y culturales con occidente y específicamente con los Estados Unidos no era bien visto por importantes sectores sociales; además, las políticas de

¹⁶ La debilidad del mercado petrolero continuó durante los sesenta debido principalmente al surgimiento de Irán como el segundo principal productor de la región. Los precios de referencia congelados durante los sesenta provocaron que el aumento en la producción fuera la única alternativa de los países exportadores para defender sus ingresos en contra de la inflación. Las compañías que operaban en el Golfo, incluyendo a la Aramco fueron puestas bajo mucha presión de los gobiernos concesionarios para aumentar la producción y mantener los precios. Estos objetivos incompatibles podían ser satisfechos solamente si el aumento en la demanda mundial podía ser dividido equitativamente entre los productores. Entre 1960 y 1970 la producción de Irán aumentó en 258% o 2.8 de millones de barriles por día comparativamente al aumento saudita de 189% o 2.5 de millones de barriles por día y para 1970 la producción petrolera de ambos países alcanzó los 3.8 millones de barriles por día.

¹⁷ Esta autonomía le permitía evitar que situaciones como, en 1947, cuando el gobierno había sido forzado por el ala nacionalista del Congreso Nacional a cancelar un acuerdo con la Unión Soviética para formar una compañía petrolera conjunta para explotar el petróleo en el norte de Irán.

desarrollo e inversiones del gobierno habían sobrecalentado la economía, provocando hiperinflación y un aumento en las tasas de interés, que provocaron la partida de las inversiones extranjeras, y una crisis de la banca que había financiado la mayor parte de los proyectos de desarrollo nacionales. Tras intensas protestas y huelgas nacionales, específicamente de los petroleros, para 1979, la posición del Sha se volvió insostenible, por lo que abandonó el país, y fue sustituido por el gobierno revolucionario que a su vez, estableció la República Islámica de Irán.

La revolución iraní de 1979 puede ser considerada como una continuación del movimiento de nacionalización, ya que una de sus primeras políticas fue la de terminar todos los acuerdos con las empresas de IOP, y transferir todas las actividades de producción, exportación y comercialización a Nioc. Así mismo, todas las empresas conjuntas formadas, en las diversas actividades petroleras fueron nacionalizadas y transferidas también a Nioc.

Venezuela

El petróleo es conocido y usado en Venezuela desde tiempos de la colonia española. Sin embargo, la primera concesión para su explotación se otorgó hasta 1865, la cual para 1876 producía 5760 galones diarios de producto. Durante el siglo XIX se siguieron otorgando distintas concesiones, pero no fue hasta el periodo presidencial del General Juan Vicente Gómez (1908-1935) que se inició formalmente la explotación de las importantes reservas del país.

Las principales compañías petroleras tenían un especial interés por invertir en Venezuela, entre otras razones, debido a lo promisorio de sus grandes depósitos petroleros; la relativa estabilidad política del país comparada con el resto de América Latina¹⁸; y a los términos favorables ofrecidos para la exploración de los recursos petroleros del país. Venezuela, a diferencia del Medio Oriente e Irán, tenía un sistema de concesiones donde la mayoría de las compañías podían concursar sin importancia de su origen nacional, y donde, además, los costos de producción eran mucho más bajos que los de Estados Unidos que para entonces, representaba el 70% del total de la producción mundial.

Ante la creciente importancia de la industria petrolera en Venezuela, en 1943, Venezuela promulgó una nueva ley de hidrocarburos con el fin de tener un papel más activo dentro de su industria petrolera. Posteriormente, en 1948, lograron negociar el sistema 50-50 que se convertiría en un pilar fundamental dentro de las relaciones entre las compañías petroleras internacionales y los gobiernos de los países productores¹⁹.

En 1971, se promulgó la Ley de Reversión de Hidrocarburos dirigida a asegurar la continuidad y la eficiencia de las actividades petroleras al término de las concesiones previsto para 1983. La ley estipulaba que todos los activos de la industria pasarían a manos de la nación al expirar éstas y que el gobierno podía apropiarse todas las concesiones que no fueran explotadas. Además se

¹⁸ La dictadura del General Gómez, como en su momento la de Porfirio Díaz en México, representaba una garantía de estabilidad y continuidad política atractiva para los inversionistas extranjeros. En contraste, por ejemplo, en ese mismo periodo México estaba inmerso en su movimiento revolucionario y posrevolucionario que generaba cierta incertidumbre.

¹⁹ Este sistema es un acuerdo mediante el cual, las regalías y los impuestos sobre los concesionarios fueron elevados a un punto en el que los ingresos del Estado venezolano igualaran las ganancias netas de las empresas petroleras.

estableció que las compañías deberían de aportar 10 % de sus activos para el gobierno con el fin de asegurar el mantenimiento adecuado de los mismos²⁰.

Otros pasos hacia la nacionalización se tomaron a través de una serie de leyes que abarcaban la industria del gas natural, el mercado nacional de productos petrolíferos, y la marina mercante. Ante la falta de inversiones de las compañías privadas, en 1973 comenzó a adelantarse el plan de nacionalización que, como se mencionó, debía ocurrir hasta 1983. En 1975, se promulgó la Ley Orgánica de la Reserva del Estado en la Industria y Comercio de Hidrocarburos lo que permitía que el gobierno tomara el control completo de su industria petrolera, al adquirirla de los ex-concesionarios, por un valor neto en libros de 1170 millones de dólares.

La nacionalización de la industria requirió la creación de una estructura que permitiera la operación normal dentro del nuevo marco legal, por lo que se estableció la compañía matriz Petroleos de Venezuela (Pdvsa) para coordinar, supervisar, controlar y planear las actividades de sus subsidiarias, las cuales eran las 14 compañías operadoras anteriores, que se integraron, para 1977, en 4 grandes compañías: Lagoven, Maraven, Meneven y Corpoven. El petróleo de Pdvsa se comercializaría a través de Exxon, Shell, y Gulf, lo que garantizaba a la compañía cierta estabilización en su parte del mercado. En 1978, Pdvsa también asumió el control de la industria petroquímica venezolana cuando el gobierno le transfirió la propiedad de Petroquímica Venezolana S. A. (Pequiven).

Argelia

La exploración petrolera en Argelia se inició a finales del siglo XIX²¹, principalmente en el norte del país sin ningún éxito. Durante la década de los treinta, el gobierno francés estableció varias agencias estatales con derechos de exploración petrolera. Adicionalmente en conjunción con el gobierno colonial de Argelia, se creó la compañía estatal francesa (Repal) con la finalidad de intensificar los esfuerzos de exploración en el norte argelino y para conducir prospectos geológicos en el Sahara, y el sur de Argelia²². Como consecuencia, en 1948, se descubrió un pequeño yacimiento cerca de la ciudad de Amuele.

Durante el período 1950-52, los esfuerzos de exploración se enfocaron principalmente en el Sahara. A través de este período, el gobierno francés mantuvo un rol principal, al retener un interés mayoritario en todas las distintas sociedades que operaban en Argelia, al ejercer el control técnico y financiero sobre las actividades de exploración, y al promover la exploración a través de varios esquemas de incentivos. Este rol se extendió hasta los servicios petroleros de operación tales como la perforación y exploración geofísica.

Sin embargo, no fue hasta 1956 que la compañía estatal francesa *Regie Autonome des Petroles (Rap)* y Repal en esfuerzos separados descubrieron petróleo en cantidades comerciales²³.

²⁰ Desde 1959 el gobierno había cancelado el otorgamiento de nuevas concesiones. Además, para 1960, estableció la empresa nacional Corporación Venezolana de Petróleo, para coadyuvar a que nacionalmente se adquiriera una mayor experiencia en las diferentes áreas de la industria petrolera.

²¹ La historia de Argelia se remonta a tiempos anteriores a la era cristiana. Su territorio ha sido conquistado o invadido sucesivamente por cartagineses, romanos, vándalos, bizantinos, árabes, turcos, piratas, españoles y franceses, siendo colonia de estos últimos desde 1830 hasta 1962.

²² Repal se transformó en una subsidiaria de la Compañía Francesa de Petróleo (CPF).

²³ Estos descubrimientos fueron causa de júbilo para el gobierno francés, puesto que le daba a su país la oportunidad histórica de controlar recursos petroleros en un área fuera del Medio Oriente y más allá del alcance de los "anglosajones". Esta particularidad acrecentó su importancia a la luz de la crisis de la Canal de

Al quedar probado el potencial petrolero de Argelia, se multiplicó el número de nuevas compañías; y sólo en el Sahara, de dos compañías petroleras en 1952, el número creció a 40 para 1962. En este periodo se descubrieron 20 campos petroleros y la producción creció de 3.3 millones de barriles en 1958 a 162.3 millones de barriles en 1962 (Megateli, 1980).

En 1958, el gobierno francés proclamó la primera ley petrolera: el Código Petrolero del Sahara. Esta ley otorgaba un mayor rol al estado como autoridad supervisora de la industria petrolera en Argelia, pero también como un empresario activo. Ese mismo año, y dos años después de los primeros descubrimientos el petróleo empezó a fluir del desierto hacia Francia²⁴.

Paralelamente, Argelia se encontraba en plena guerra de independencia, la cual había comenzado en 1954. Este fenómeno hacía de la producción petrolera de esta región un tanto insegura. En 1962, Argelia obtuvo su independencia formalmente, pero a través de acuerdos negociados Francia retuvo una posesión parcial en el petróleo. Como resultado de esta acción, la principal compañía francesa (Elf) con base de la producción argelina se consolidó como una de las principales compañías petroleras internacionales y uno de los grupos industriales más grandes del mundo.

El acuerdo de Evian puso fin a la guerra de independencia de ocho años, y Argelia alcanzó su independencia en 1962. Un mes después Francia transfirió la soberanía de los recursos petroleros a Argelia estableciéndose para ello varias condiciones previas²⁵. Se creó la Dirección de Energía y Combustibles, la Oficina Argelina del Petróleo, la empresa Sonatrach y finalmente el Centro Africano de Hidrocarburos y Textiles (CAHT)²⁶. La Sonatrach o *Enterprise Nationale Sonatrach* es la compañía estatal de hidrocarburos de la República Argelina Democrática y Popular²⁷. Las dos funciones originales de esta compañía eran la comercialización del crudo y los productos refinados y la transportación de éstos.

Según Megateli (1980), en su fundación la compañía no tenía los recursos financieros ni humanos para la administración de una firma del calibre de Sonatrach, sin embargo, su creación fue detonada ante la negativa del gobierno de permitir a un grupo de compañías petroleras privadas (Trapal), construir un oleoducto²⁸. En enero de 1964, el gobierno comisionó a la Sonatrach la

Suez a finales de ese mismo año. Por lo tanto estos descubrimientos y su rápido desarrollo se convirtieron en cruciales. El Sahara sería para los franceses una fuente de suministro de hidrocarburos independiente de las compañías multinacionales y un trampolín de revitalización para su industria.

²⁴ La tarea de extraer petróleo no era tan sencilla. Los campos se encontraban en el desierto y hasta las cosas más esenciales, como el agua, tenían que ser transportadas por camiones cientos de kilómetros (Yergin, 1992).

²⁵ Entre éstos, sobresale la creación de la Organización del Sahara, la cual se estableció como una autoridad conjunta de supervisión para todas las cuestiones petroleras; y la convención que adaptaba el Código Petrolero del Sahara de 1958 a las nuevas condiciones y que introducía a la Organización del Sahara como la nueva autoridad supervisora.

²⁶ Las 2 primeras entidades fueron establecidas como agencias estatales a cargo de la regulación de la industria petrolera y la recopilación de información sobre la misma. La CAHT fue creada con la asistencia técnica de la Unión Soviética, con el propósito principal de formar a técnicos e ingenieros.

²⁷ El decreto original del gobierno argelino del 31 de diciembre de 1963 que creó a la compañía petrolera estatal le dio el título de *Société Nationale de Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures* dando origen al acrónimo Sonatrach.

²⁸ En 1963, surgió una disputa legal entre el gobierno argelino y la Trapal, que también incluyó al gobierno francés. En esta se mostraron las contradicciones entre el acuerdo de Evian, los intereses franceses y la determinación política de Argelia en involucrarse en la dirección de las operaciones petroleras en este país.

construcción de dicho proyecto, por lo que el gobierno argelino se involucró, escasamente al año y medio de su independencia como nación, por vez primera como empresario en la industria petrolera.

Aunado a lo anterior se encuentra el hecho de que la Argelia independiente heredó todos los intereses de la Argelia colonial; en particular el 40.5% de los intereses de la Repal, que a su vez controlaba el 50% de dos de los yacimientos petroleros más importantes del país. Durante el periodo 1962-65, el gobierno argelino estableció la infraestructura básica para involucrarse con el negocio petrolero y supervisar a las compañías internacionales, por lo que solicitó al gobierno francés una revisión del acuerdo de Evian y una adaptación del Código Petrolero del Sahara. Aparte, un nuevo Acuerdo Franco-Argelino se alcanzó en 1965, y mediante éste, Argelia avanzó varios pasos. En primer lugar, estableció una empresa conjunta entre los dos gobiernos en el campo de la exploración y la producción; e igualmente, se otorgó un monopolio total al gobierno argelino sobre la comercialización de gas natural, internacional y domésticamente. En segundo lugar, mediante este acuerdo desapareció a la Organización del Sahara y así, la Dirección de Energía de Carburantes, a nombre del gobierno argelino se convirtió en el único custodio de todos los asuntos petroleros, incluyendo la supervisión directa de las compañías petroleras extranjeras que todavía operaban en Argelia. En tercer lugar, el gobierno consolidó la posición de Sonatrach al otorgarle el completo monopolio sobre la construcción, propiedad y operación de los oleoductos. En cuarto lugar, la Sonatrach adquirió las facilidades de comercialización de productos petroleros de las compañías extranjeras. Quinto, se crearon las condiciones para que después de la Guerra arabe-israelí de 1967, se nacionalizaran o compraran todos los intereses extranjeros en la exploración y producción de petróleo (con la excepción de los franceses). Finalmente, el gobierno tras el fracaso de las negociaciones con las compañías extranjeras para establecer una asociación conjunta en la refinación y producción de petroquímicos, asumió la completa responsabilidad sobre estas funciones.

El inicio de la década de los setenta se caracterizó por la disputa entre Argelia y Francia sobre la implementación y la revisión del acuerdo franco-argelino de 1965, y en febrero de 1971, ante el fracaso de las negociaciones, el gobierno de Argelia nacionalizó el 51% de todos los activos franceses en la producción petrolera, y en un 100%, todos los otros activos. Se proclamó una nueva Ley Petrolera en abril de 1971, la cual invalidaba todas las leyes previas y se convirtió en el marco legal para la exploración y producción petrolera en Argelia. Este periodo fue bautizado por un presidente argelino como “la entrada de la revolución económica del sector petrolero en Argelia” (Greyson, 1981), y trajo consigo, la casi completa toma de control por parte del gobierno de las compañías petroleras extranjeras, utilizando a Sonatrach como el instrumento de esta política petrolera.

Emiratos Arabes Unidos

Después de la retirada británica en 1971, de la región que actualmente conforma esta nación, los nuevos estados del Golfo iniciaron pláticas con la finalidad de forjar una unidad económica y política²⁹. Tras intensas negociaciones Bahrein y Qatar se retiraron y aunque Ras Al-

De hecho, el periodo 1962-65 se conoce negativamente entre los medios políticos argelinos como la “era de la *cosoberanía* de los recursos petroleros” (Megateli, 1980).

²⁹ La historia del hombre, en esta región geográfica, es muy antigua y se remonta al año 3000 a. C. Sin embargo, la primera influencia europea moderna se inició durante el siglo XVI cuando los portugueses establecieron asentamientos y fuertes militares en esta área para proteger sus rutas comerciales. El dominio de Portugal en el Golfo Pérsico fue desafiado en el siglo XVII por holandeses, franceses y británicos; siendo

Khaimah se integró posteriormente, los Emiratos Arabes Unidos (EAU) se formaron de 7 emiratos independientes: Abu Dhabi, Dubai, Sharjah, Ajman, Ras Al-Khaimah, Umm Al-Quwain y Fujairah, siendo los dos primeros los dos únicos estados con una industria petrolera relativamente desarrollada. Abu Dhabi es el más grande de los 7 estados y es, a la fecha, el corazón de la industria petrolera de los EAU.

Abu Dhabi tuvo un ingreso tardío en la industria petrolera del Golfo en comparación a otras naciones de la región. Su producción comenzó en 1962, aunque la exploración petrolera se inició varios años antes. En 1928, un grupo de compañías inglesas y americanas formaron la *Iraq Petroleum Company* (IPC) con una concesión que cubría una gran parte de Irak. En este convenio, cada socio acordó que no obtendría concesiones en ninguna otra parte del antiguo territorio del Imperio Otomano, a menos que lo hiciera en asociación con todos los otros socios y en las mismas proporciones que en la IPC. La mayoría de los estados del Golfo Pérsico incluyendo a Abu Dhabi estaban incluidos en esta zona (acuerdo de la línea Roja). Por lo tanto cuando se inició la exploración de los estados de la tregua (antiguo nombre de los EAU), se formó un consorcio con la misma estructura de propiedad de la IPC. En 1935 se fundó la *Petroleum Development (Trucial States) Ltd.* (PDTC). La PDTC arregló con todos los emiratos interesados, derechos de concesión para explorar petróleo y desarrollar la producción en su caso. En enero de 1939, Abu Dhabi otorgó a la PDTC una concesión por un período de 75 años.

La exploración petrolera en Abu Dhabi inició lentamente, en primer lugar, debido al retraso ocasionado por la Segunda Guerra Mundial y posteriormente a que el grupo de la IPC se enfocó en la búsqueda de petróleo en Qatar, donde se comenzaron las exportaciones de crudo en 1949. El conocimiento de la geología del emirato era escaso y las condiciones económicas eran muy malas. El pueblo de Abu Dhabi era apenas, una pequeña aldea y no existían caminos pavimentados en el emirato hacia los años cincuenta. La perforación de pozos comenzó en 1950 y para 1953 se localizó un yacimiento, pero debido a dificultades técnicas se abandonó su explotación. El potencial petrolero de este yacimiento se estableció hasta 1960 y las exportaciones comenzaron en 1963. En los años posteriores, la PDTC abandonó sus concesiones en los otros estados de la tregua para concentrar sus esfuerzos en Abu Dhabi. En 1963, la PDTC cambió su nombre al de *Abu Dhabi Petroleum Company* (ADPC).

estos últimos los que eventualmente dominaron la región militar, política y económicamente hasta principios de la década de los setenta. El primer acuerdo entre los británicos y los jeques fue la llamada tregua marítima en 1853, del cual se derivó el título de Estados de la Tregua, nombre por el que los Emiratos Arabes fueron conocidos hasta 1971.

Durante la última parte del siglo XIX, los británicos, tratando de mantener su hegemonía en la zona promovieron otro acuerdo, éste de "exclusividad" con las autoridades del Golfo, por el cual se les impedía a los últimos, realizar convenios o tener relaciones con otras potencias occidentales, sin una previa autorización británica. A pesar de esto, hacia los años treinta, motivados por los descubrimientos petroleros en países vecinos, los estados de la tregua comenzaron a otorgar concesiones petroleras en una clara violación del acuerdo de exclusividad. En 1952, en otro intento por detener la decadencia en su influencia política y económica en la región, los británicos impulsaron la creación del Consejo de la Tregua y Omán. Aunque en un principio la Gran Bretaña tomó un papel de liderazgo en el consejo, en unos cuantos años, la organización, a través de los jeques, asumió gradualmente la mayoría de las funciones atribuibles al gobierno británico. Finalmente, en 1968, los británicos anunciaron que retirarían su presencia militar en los estados de la tregua a finales de 1971 (El Mallakh, 1981)

Mientras tanto, otras compañías descubrieron petróleo en las costas marinas. En 1951, Abu Dhabi había establecido que la concesión otorgada a PDTC no incluía la plataforma continental perteneciente al emirato. Como resultado, Abu Dhabi otorgó una concesión para el territorio costero a la *International Marine Oil Company* y tras el fracaso de ésta, a la *Abu Dhabi Marine Areas Ltd.* (ADMA) en 1954. Esta compañía estaba compuesta en dos terceras partes por British Petroleum y una tercera parte por Elf. En 1959, ADMA encontró petróleo, y para 1962 se realizó el primer embarque. Los descubrimientos petroleros en Abu Dhabi, lo transformaron en un productor petrolero en gran escala. Su producción aumentó desde cero en 1960, a 102.8 millones de barriles en 1965 y a 253.7 millones de barriles en 1970. Para esta fecha, su producción era una de las más grandes en el Medio Oriente (alrededor de la cuarta parte de la Kuwait).

Durante la década de los sesenta y en respuesta a la ola nacionalista que se esparcía en todo el Medio Oriente, el gobierno estableció un acuerdo de 50-50 con la ADPC y la ADMA en 1965 y 1966 respectivamente. Para 1971, el gobierno fundó a la Compañía Nacional Petrolera de Abu Dhabi (Adnoc). Como miembro de la OPEC, Abu Dhabi siguiendo la política general, solicitó una mayor participación dentro de las actividades de las compañías extranjeras dentro de su territorio. El 1 de enero de 1973, la Adnoc adquirió el 25% de la ADPC y la ADMA. La finalización del acuerdo de participación con ADMA se complicó con el anuncio de la BP en diciembre de 1972 de la venta del 30% de los intereses en ADMA a la *Japan Oil Development Company* (JADCO) formada por un consorcio de compañías japonesas. El gobierno de los Emiratos Arabes dio su consentimiento tras lograr que BP financiara la construcción de una refinería para la Adnoc. En un posterior acuerdo, en diciembre de 1974 los intereses de la Adnoc en la ADPC y en la ADMA se aumentaron al 60%.

El establecimiento de la Adnoc coincidió con las mismas políticas de otros países del Medio Oriente, Africa del Norte y miembros de la OPEP en general. El propósito de la nueva compañía estatal se estableció en el documento que le dio origen: "El objetivo de la compañía será el de involucrarse en la industria petrolera de Abu Dhabi, y operar en cualquiera de los niveles de la industria; incluyendo la exploración y perforación del petróleo, gas natural y otras sustancias hidrocarburos; y la producción, refinación, transportación y almacenamiento de las sustancias antes mencionadas o sus derivados y productos; y su distribución, venta y exportación"³⁰.

La compañía nacional se diseñó con la idea de que, eventualmente, tomara posesión de una importante parte de la industria petrolera de Abu Dhabi. Con el control del petróleo en manos del gobierno, se enfocó la atención en la inversión en proyectos de desarrollo de petróleo y gas, y en la continuación del suministro de asistencia técnica y administrativa. Este factor de empleo de mano de obra calificada, fue una de las principales razones por las que los gobernantes prefirieron retener a las compañías multinacionales, como socios en los proyectos de petróleo y gas, en una tipo de sociedad 60-40. La anterior política fue planteada como un medio para maximizar los beneficios de las compañías multinacionales, su *know-how* y experiencia.

³⁰ El artículo cuarto del anterior documento indica: "Para alcanzar estos objetivos, la Compañía podrá realizar lo siguiente:

- 1.- El establecimiento de empresas (propias) o en forma conjunta con otras (compañías), o (adquirir) una participación en las compañías existentes.
- 2.- El establecimiento de contratos para la cooperación en distintas formas con (otras) compañías u organizaciones involucradas en operaciones relacionadas con estos objetivos, y la adquisición o afiliación de tales compañías u organizaciones.
- 3.- Todas las acciones legales necesarias para el buen desempeño de las operaciones de la compañía. (El Mallakh, 1981)

Abu Dhabi se ha distinguido de los otros miembros de la OPEP por conservar a las antiguas compañías concesionarias como socios en las empresas de operación. Esta acción se ha facilitado por la misma condición de la Adnoc, la cuál se ha desarrollado como una compañía accionaria con una intrincada red de intereses mayoritarios y minoritarios en otras compañías productoras. El gobierno intentó con esta estrategia continuar su producción y exploración de una manera ininterrumpida en comparación a las condiciones de otros países de los setenta. Como parte de este esfuerzo, desde 1960, varias concesiones nuevas han sido otorgadas principalmente a compañías independientes en áreas rechazadas por la ADPC y la ADMA, las cuales incluyen una opción para la Adnoc de comprar 60% de los intereses en las empresas exitosas.

Actualmente, la Adnoc está relacionada con todas las fases de la industria petrolera. Tiene una estructura administrativa compleja e intrincada que involucran lazos igualitarios con grandes compañías petroleras multinacionales, y como se mencionó anteriormente, esta característica es una excepción para la forma tradicional de relaciones compañías-gobiernos en el Medio Oriente.

La Adnoc estableció compañías subsidiarias especializadas en los diversos sectores de la industria petrolera. En 1973, se creó la Adnoc-distribución con la finalidad de comercializar los productos petroleros dentro del país, anteriormente bajo el control de las compañías multinacionales; y la *Abu Dhabi National Tankers* se fundó en 1975 para operar una flotilla de cargueros.

Nigeria

El petróleo fue descubierto en Nigeria en 1908 y la exploración se llevó a cabo durante los años treinta a cargo de la *Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Ltd.* bajo la administración de Shell-BP, sin embargo, la explotación comercial de las reservas del país no comenzó sino hasta finales de los años cincuenta.

El gobierno nigeriano planteó las primeras regulaciones sobre los impuestos y las ganancias de la industria petrolera en 1959, cuando estas ganancias serían divididas 50-50 entre el gobierno y la compañía petrolera en cuestión. La industria creció durante los años sesenta al tiempo en que los mercados de exportación se desarrollaron, predominantemente en el Reino Unido y resto de Europa. Hacia mediados de los sesenta, Nigeria comenzó a considerar el uso de parte de sus ingresos petroleros para invertirlos en la industria petrolera y formuló su primer acuerdo para adquirir un parte equitativa en una de las compañías productoras en el país, la *Nigerian AGIP Oil Company*, una compañía italo-americana. Aunque esta opción, que era el primer paso hacia el involucramiento gubernamental directo, fue ejercida hasta abril de 1971 (Field, 1991).

En ese año existían otros factores que impulsaban al gobierno a adquirir parte de las compañías internacionales que constituían la base de la corporación petrolera nacional de Nigeria (NNPC). Una era la guerra de Biafra que comenzó en 1967, ya que en esta región se encontraban dos tercios de las reservas conocidas del país en ese entonces. El apoyo dado por Elf al régimen de Biafra, propició que el gobierno federal cuestionara la contribución de las compañías petroleras extranjeras al desarrollo del país. También existía por parte de estas compañías, poco interés en coadyuvar a la transferencia de tecnología, el desarrollo social y la contratación de trabajadores nacionales en el país. Pero el factor determinante fue probablemente la decisión de Nigeria de unirse a la OPEP en julio de 1971, motivando al gobierno a tomar el control de las compañías productoras en el país (Khan, 1994).

Esta combinación de presiones propició la formación de la NNOC (posteriormente NNPC) el primero de abril de 1971. La NNOC adquirió el 33.3% de los intereses de la *Nigerian Agip Oil Company* y el 35% de Safrap, el brazo nigeriano de Elf. Después de que Nigeria se unió a la OPEP, la NNOC adquirió el 35% del interés en Shell-BP, Gulf y la Mobil. También en 1973, comenzó un acuerdo de producción compartida con la *Ashland Oil*. El 1 de abril de 1974 los intereses en Elf, Agip-Phillips, Shell-BP, Gulf, Mobil fueron aumentados al 55% y el primero de mayo de 1975 la NNOC adquirió el 55% de las operaciones de la Texaco en Nigeria (Field, 1991).

Noruega

El petróleo presentó la posibilidad de un rápido crecimiento económico³¹ para Noruega³². La potencial riqueza de petróleo y gas en el Mar del Norte comenzó a ser un factor importante de la política y economía noruega después de 1962, cuando *Phillips Petroleum* solicitó los derechos de exploración de la plataforma continental. El gobierno noruego lo rechazó y proclamó la soberanía sobre su plataforma continental en 1963, definiéndola en cooperación con los gobiernos británico y danés como la línea media entre noruega y esos dos países, y de esta manera ganando el acceso incuestionable a las aguas debajo de la trinchera noruega. Sin embargo, no fue hasta 1965, cuando el gobierno comenzó a emitir licencias para la exploración petrolera en una base de *carrier-interest*. Esto significaba que el gobierno tenía una opción para participar en términos igualitarios para un porcentaje dado de una licencia de producción si un descubrimiento comercial era encontrado en el área cubierta por la licencia.

La Guerra Árabe-Israelí de 1967 aumentó el interés por la exploración de los yacimientos del Mar del Norte. El primer pozo fue perforado en 1966, y en 1968 se encontró petróleo; pero el gran hallazgo en Ekofisc en 1969, demostró el real potencial petrolero de Noruega y urgió al gobierno para buscar establecer una política petrolera consistente.

Entre 1970 y 71, el gobierno formó distintos comités para buscar propuestas para la formación de una corporación petrolera estatal. El sistema, creado en 1972, estaba compuesto por el ministerio de industria responsable de las estrategias y políticas generales; la dirección de petróleo noruego, responsable del control y la administración; y la empresa *Den Norske Stats Oljeselskap AS* (Statoil), la cual fue fundada ese mismo año como una compañía de petróleo y gas integrada y cuyo papel como corporación estatal le permitía ejercer un control administrativo sobre el desarrollo de la producción y la exploración de hidrocarburos. La política reflejaba el punto de vista de que estos recursos estratégicos, no podían ser dejados a las multinacionales. El estado tenía que tener un acceso garantizado a estos recursos para formular sus políticas energéticas y para ejercer un mayor

³¹ A principios del siglo XX, Noruega no era un país particularmente industrializado. Su modernización comenzó incipientemente después de la Primera Guerra Mundial, pero se mantuvo como uno de los países más pobres de Europa y con ingresos per capita inferiores a los de los países más pobres del sur y este de Europa (Klapp, 1987).

³² Noruega existe como reino unificado desde el año 872, cuando el rey Harold Haarfagre, forjó su unidad, juntando todos los pequeños reinos en que estaba subdividido su territorio. El reino de Noruega tuvo su mayor apogeo a mediados del siglo XIII, y posteriormente estuvo unido en diferentes épocas a los reinos de Dinamarca y Suecia hasta principios de este siglo. Durante este siglo, excluyendo la Segunda Guerra Mundial cuando fue ocupada por Alemania, los noruegos han gozado de un clima de paz social y desarrollo económico estable como una monarquía constitucional. El gobierno parlamentario se institucionalizó en 1884, y desde entonces la monarquía no ha tenido un poder político real y desde 1945 ha habido una transición de poder del parlamento al servicio civil, principalmente debido al predominio de una mayoría o del gobierno de un partido (El Mallakh et al, 1984).

control sobre las operaciones petroleras de las compañías extranjeras, en la forma de límites de producción, requerimientos de concesión, subastas y fiscalización. El partido laborista trabajó para aumentar el control de la Statoil sobre la producción petrolera doméstica. El monopolio virtual de la Statoil a través de su participación en todas las empresas de hidrocarburos garantizó la inversión necesaria para la refinación, transportación y comercialización. Adicionalmente el gobierno decidió establecer límites para la tasa de producción con la finalidad no solo de evitar un agotamiento en sus recursos, pero también para mantener el impacto de la nueva industria en el total de la economía a un nivel manejable, ya que reconocía el potencial de una dislocación social y económica (enfermedad holandesa).

En septiembre de 1972 se fundó la Statoil con los siguientes objetivos: llevar a cabo por sí misma o en participación o en cooperación con otras compañías, la exploración y producción, la transportación, refinación y comercialización del petróleo y sus productos derivados y otras actividades relacionadas. Sin embargo, se esperaba que la compañía cumpliera objetivos más grandes que aquellos de las empresas privadas, respondiendo a los objetivos políticos y sociales del gobierno al mismo tiempo que los económicos. Estos objetivos entre otros eran, asegurar el abastecimiento y un desarrollo nacional óptimo, adquirir experiencia y tecnología, proveer un mejor control de los operadores privados, alentar una competitividad en los bienes y servicios noruegos, y generar ganancias en las inversiones públicas.

Adicionalmente a estas tareas numerosas, la Statoil contaba con poca autonomía administrativa³³. Por ello, considerando las restricciones en su independencia y las ambigüedades de sus funciones, el principal reto fue el establecimiento propiamente de la compañía.

De forma paralela, en Noruega existe otra CPN llamada Norsk Hydro, que aunque es una empresa que realiza operaciones en distintos áreas energéticas, tiene una importante componente de actividades petroleras. La empresa cuenta con reservas de más de 2 mMBpe, y en 1999 produjo hidrocarburos por un volumen de 340 mbdpe, lo que indudablemente la coloca como una de las empresas petroleras más importantes de Europa. El gobierno cuenta con el 51% de la empresa, mientras que el restante pertenece a capital privado.

Génesis de las Compañías Petroleras Nacionales

En la medida que la demanda petrolera mundial se incrementó y que el dominio sobre las tecnologías de exploración, desarrollo y producción de petróleo se generalizaron, la industria

³³ La junta someterá al Ministerio de la Industria, todos los asuntos que involucren cuestiones políticas o cuestiones de principio y o puedan tener efectos importantes en la Nación o su economía. Estos asuntos incluirán:

- a) Planes para el siguiente año como estudios económicos, incluyendo los planes de cooperación con otras compañías.
- b) Las modificaciones a los planes mencionados anteriormente.
- c) Los planes de actividades futuras incluyendo las participaciones en actividades de importancia en otras compañías o empresas conjuntas en las cuales la compañía participe o tenga contemplado participar.
- d) Asuntos que necesiten fondos gubernamentales adicionales.
- e) Los planes para establecer nuevos tipos de actividades y la localización de elementos importantes de las operaciones de la compañía.
- f) Los planes para participar en la exploración de recursos petroleros dentro o fuera de Noruega, incluyendo el ejercicio de derechos opcionales de participación gubernamental.
- g) Reportes semestrales de las operaciones de la compañía, incluyendo las operaciones de subsidiarias y empresas conjuntas con otras compañías (El Mallakh et al, 1984).

petrolera experimentó un relajamiento de las barreras a la entrada, por lo que aumentó el número de compañías independientes con la capacidad de competir contra las multinacionales tradicionales y, al mismo tiempo, los mismos países productores empezaron a adquirir la habilidad y el *know-how* de la industria. Adicionalmente, los gobernantes comenzaron a entender la economía política de los recursos naturales y perfeccionar los procesos de negociación. Los países latinoamericanos fueron los primeros en esta lista, debido, entre otras causas, a las diferencias en la madurez y dominio sobre las operaciones petroleras y la mayor experiencia estatal. Por eso mismo, los primeros cuestionamientos sobre el control de la industria surgieron primeramente en América Latina y no en el Medio Oriente³⁴.

Además de la fuerza del Estado, y el conocimiento de la industria petrolera por técnicos nacionales, se puede afirmar que comparativamente a otras naciones del tercer mundo, los países latinoamericanos han gozado de una economía más diversificada. Aunque indudablemente las ganancias petroleras han sido importantes, con la excepción de Venezuela, estos estados nunca han sido totalmente dependientes en sus ingresos petroleros (Philip, 1982). En México, por ejemplo, el petróleo representaba el 12% de los ingresos públicos en 1937. Por lo que en este contexto no se aplicaba uno de los principales argumentos para mantener a las multinacional: el riesgo de un desastre económico ante el cese potencial de ingresos petroleros. Adicionalmente, México contaba con mano de obra entrenada, capaz de operar compañías nacionales y como se trataba de una economía relativamente desarrollada, México era ya un importante consumidor de petróleo, por lo que el petróleo, además del valor de exportación, era una mercancía de consumo interno. En 1938, año de la expropiación, casi la mitad de la producción del país se consumía internamente

Cuando un estado decide involucrarse en el control de su industria petrolera, y para ello decide crear una Compañía Petrolera Nacional, es conveniente analizar cuales son las condiciones que apoyan estas decisiones (Tabla 3.1). La discusión a continuación se centrará sobre la caracterización de estas condiciones, y las consecuencias que su presencia o ausencia tienen sobre la creación de la CPN, y el éxito en la política de control planteada por el estado. Finalmente, se esquematizarán las condiciones que propiciaron la formación de compañías nacionales en varios de los principales países productores.

Se observa que los países que se convirtieron en importantes productores desde principios del siglo XX y antes de la Segunda Guerra Mundial tuvieron un periodo de tiempo, relativamente largo, en el que no se involucraron con la administración de sus respectivas industrias petroleras mediante la creación de una CPN. Mientras que las naciones que comenzaron a producir después de los años cincuenta crearon una CPN, y comenzaron a controlarla la administración de sus hidrocarburos relativamente más pronto. Esto se explica, en general, por las características estructurales de la industria petrolera internacional hasta los años sesenta y que ya se discutieron, pero de una manera más concreta, se puede analizar mediante la evolución particular de cada una de las siguientes condiciones.

³⁴ No es coincidencia que la argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (1922), la boliviana YPF (1936), Pemex (1938), y la brasileña Petrobras (1954) se fundaran muchos años antes que la mayoría de las CPNs de los principales países en vías de desarrollo de otras regiones. Además, a fines de los años cincuenta, la mente detrás de la fundación de la OPEP fue Juan Pablo Pérez Alfonso, entonces Ministro de Minas e Hidrocarburos de Venezuela. Para un análisis más profundo de la relación entre las CPNs y el Estado en América Latina se recomienda Philip (1982) *Oil and Politics in Latin America*.

Tabla 3.1.- Síntesis de las Fechas Importantes en la Industria Petrolera de los Casos de Estudio

Pais	Primer Descubrimiento Comercial.	Primer Acuerdo 50-50.	Fundación de la CPN.	Toma de control de las operaciones petroleras.	Años entre el primer descubrimiento y la creación de la CPN.	Años entre la creación de la CPN y la toma de control.
Venezuela	1917	1948	1976	1976	59	0
Irán	1908	1951	1948	1951, 1979	40	3, 31
Arabia Saudita	1932	1950	1960	1973-75	30	15
México	1910	-	1938	1938	28	0
Nigeria	1957	1959	1971	1971-1975	14	4
Emiratos Arabes Unidos	1962	1965	1971	1973-1976	9	5
Argelia	1956	1958	1963	1971	7	8
Noruega	1969	1975	1972	1972-1975	3	3

Fuente: Elaboración propia.

I.- Condiciones Domésticas o Internas

1.- Gobierno Fortalecido

Para poder aplicar la autoridad de un Estado, se debe institucionalizar el régimen de gobierno (Lax, 1988). Solo después de que un régimen tiene el poder asegurado, se pueden buscar los beneficios económicos. Esto último es particularmente importante en los países en vías de desarrollo y especialmente, cuando son estados con una historia corta como naciones independientes, ya que éstos tienen la pesada tarea de construir al Estado y afirmar la autoridad del gobierno nacional. Lo mismo se puede decir de gobiernos que llegaron al poder mediante un golpe militar o cuya continuidad es políticamente frágil.

Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos, México, Noruega y Venezuela contaban con gobiernos fuertes y legitimados, al menos en el papel, por un sistema democrático o monárquico, cuando iniciaron, a través de su CPN, el proceso de control de su industria petrolera nacional. Las instituciones nacionales eran relativamente fuertes, y los gobiernos de estas naciones eran reconocidos por la comunidad internacional.

La CPN creada en estas condiciones contó con todo la fuerza de sus respectivos Estados, lo que garantizó su rápida incorporación al sector petrolero nacional, así como la tolerancia, aunque con desagrado casi siempre, de las compañías internacionales operantes en el mismo ámbito de competencia.

Por otra parte, los gobiernos de Argelia, Nigeria e Irán en 1951, no estaban consolidados. En los dos primeros casos, se trataban de gobiernos en vías de fortalecerse internamente, mientras que en el caso de Irán se trataba de un gobierno de oposición a la clase política tradicional representada por el Sha, y que además sufrió la presión de un fuerte boicot internacional.

En estas condiciones de inmadurez gubernamental, la creación de una CPN es poco común. En primer lugar porque no es una prioridad para el Estado, y en segundo lugar, porque la falta de cuadros e instituciones sólidas que puedan apoyar su desarrollo y consolidación es vista, por los

gobernantes, como un problema insalvable. Se analizará más adelante como los gobiernos de Argelia y Nigeria se vieron “forzados” a acelerar el desarrollo de sus CPNs, al igual que Irán cuya intentona de controlar su industria petrolera fracasó, entre otras razones, por la inestabilidad gubernamental.

2.- Presión de Grupos de Poder o Elites

Este apartado tiene dos ramificaciones, ya que la presión para ejercer control sobre la industria petrolera proveniente de algún grupo de poder o elite nacional puede tener motivaciones de tipo económico o político. Por ejemplo, un gobierno corrupto puede interesarse en controlar la industria petrolera sólo con la finalidad de enriquecer a sus líderes o a un sector de la sociedad en particular. De igual manera, las motivaciones pueden ser de tipo político, como en el caso de partidos políticos, sindicatos o grupos sociales que buscan acrecentar su poder interno.

En Arabia Saudita, México, Nigeria, e Irán en 1951 y 1979, se dio la existencia de grupos que utilizaron diversos mecanismos de presión sobre sus gobiernos nacionales para lograr que se involucraran, en la toma de control sobre las actividades petroleras nacionales. En general, en Saudi Arabia y Nigeria se obedecieron intereses económicos de las clases en el poder, mientras que en México e Irán fueron, más bien, fuerzas de carácter socio-político.

Las excepciones, en este punto fueron, aparentemente, Argelia, Emiratos Arabes Unidos, Noruega y Venezuela, naciones en las cuales no existió una clara señal de algún grupo específico para promover el control sobre las operaciones petroleras con el propósito de satisfacer intereses del tipo que caracteriza este apartado.

3.- Nacionalismo

Los sentimientos nacionalistas generalmente se han enfocado en la riqueza de los recursos naturales de un país, y en especial, cuando éstos son abundantes, ya que son considerados el patrimonio común de la nación y su gente. El nacionalismo sobre los recursos naturales involucra las preocupaciones asociadas con la soberanía sobre éstos, y mientras que la discusión sobre la soberanía es una expresión nacionalista, puede ser al mismo tiempo, una estrategia política para ganar control sobre el destino económico determinado por la industria petrolera.

Las raíces de la industria petrolera transnacional se encuentran en el período de imperialismo occidental y penetración ideológica, por lo que en muchos países, particularmente en aquellos que fueron colonias, las transnacionales se asocian con formas de control económico y explotación extranjera. Por ello, en estas naciones, la creación de una CPN que permita liberarse de estas influencias genera un importante capital político para el gobierno que implementa esta iniciativa.

La justificación nacionalista se enarboló en todos los casos de estudio, y en todos ellos, sus respectivas sociedades vieron con buenos ojos las políticas de control sobre sus industrias petrolera nacionales. Sin embargo, en algunos países como en México e Irán, las demostraciones de orgullo nacional por la nacionalización de la industria petrolera cobraron tintes de fenómenos sociales que han quedado fuertemente impresos en la memoria histórica de la nación.

4.- Existencia de Metas Políticas Nacionales

En la evolución de un Estado, una función de bienestar social y de utilidad pública desplaza al modelo de una economía nacional exclusivamente al servicio de grupos de poder. El cambio de una perspectiva de intereses privados a intereses públicos, es parte de un proceso de modernización, y la evolución de una sociedad tradicional a un Estado moderno. La modernización es un proceso que involucra cambios sociales, políticos y económicos. El estado promueve el desarrollo socioeconómico del país y enarbola aspiraciones nacionales de bienestar a través de la industrialización y la modernización. Para cubrir estas expectativas, el Estado debe tener control sobre las políticas petroleras, con el fin de integrar los beneficios de una industria sólida al resto de la economía nacional.

La promoción del desarrollo nacional, a través de un sector petrolero vigoroso, aparenta ser la condición más obvia para justificar las políticas de creación de una CPN y control de la industria petrolera. Después de todo, ¿qué gobierno no desea el desarrollo económico de su nación?

Sin embargo, en esta investigación se concluye que esta condición se encuentra más claramente establecida en los procesos de nacionalización de Argelia, Emiratos Arabes Unidos, Irán en 1979, México, Noruega y Venezuela, que para los casos de Arabia Saudita, Irán en 1951, y Nigeria. En estos últimos, las ventajas del desarrollo económico sustentado en la industria petrolera nacional se observa más como una consecuencia que como un fin.

5.- Maximización de Ganancias

La cuestión sobre las ganancias de la industria petrolera siempre ha estado presente en las consideraciones de los gobiernos de los países productores, sin embargo, la posición de fuerza de negociación entre las compañías multinacionales y los gobiernos no siempre ha sido favorable a estos últimos.

Los Estados perciben que la industria petrolera es muy rentable, y entre mayor control se tiene sobre las decisiones operacionales, mayor es la parte en las ganancias. Pero no es hasta que la cuestión sobre las ganancias se vuelve una cuestión política, que los gobiernos toman interés en controlar sus industrias petroleras.

El caso de la maximización de las ganancias es muy claro en los procesos de Arabia Saudita, Argelia, México, Nigeria, Noruega y Venezuela. Las excepciones son Emiratos Arabes Unidos y en menor medida Irán en 1979.

II.- Condiciones Internacionales o Externas

6.- Compañías Multinacionales Debilitadas

a) Poca Dependencia de Parte del País Exportador

En el desarrollo inicial de la industria petrolera de los países poco desarrollados, los gobiernos necesitan atraer el interés de las compañías petroleras multinacionales. Los recursos financieros y tecnológicos de éstas, las convierten en una parte fundamental e insustituible del proyecto petrolero del país. Sin embargo, en la medida en que las ganancias por conceptos petroleros empiezan a dotar de capital a los gobiernos dueños de los recursos naturales y se empieza

adquirir el conocimiento de la operación y administración de la industria, el gobierno no siente que se justifique la presencia y control de las multinacionales en un negocio tan rentable.

La experiencia, el *know-how*, y la tecnología es, hasta la fecha, una de las ventajas competitivas de las multinacionales. Por ello, y considerando que la mayoría de las CPNs fueron establecidas en países en vías de desarrollo, es difícil imaginar que alguna nación pudiera considerar poder tomar las riendas de su industria petrolera prescindiendo de las multinacionales y no sufrir, por lo menos, de un período de ajuste y aprendizaje con la correspondiente pérdida de eficiencia.

Por lo tanto, en este inciso se pretende ponderar la percepción que los distintos gobiernos tenían de su capacidad técnica y de recursos para enfrentar la administración de su industria petrolera. Argelia, Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos, Nigeria e Irán en 1951, seguramente estaban conscientes del gran reto y las dificultades que la toma de control de las actividades petroleras nacionales les representaban. Por ello, y ante la inevitabilidad de enfrentar el reto coyuntural, Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos y Nigeria optaron por establecer una estrecha relación con las compañías concesionarias originales con el fin de mantener su asistencia técnica. Argelia e Irán, por otra parte sufrieron las consecuencias de un rompimiento más dramático y al mismo tiempo, la falta de recursos técnico-financieros.

Las condiciones en México, Irán en 1979, Noruega, y Venezuela fueron distintas, puesto que aunque, en estos países, también había falta de infraestructura en algunos rubros de la industria petrolera, existían los recursos humanos mínimos necesarios que les permitieron prescindir de las multinacionales. Un caso particular es el de Noruega que por ser un país europeo relativamente desarrollado, pudo adaptarse más suavemente, además de que siempre ha mantenido la presencia de varias compañías privadas en algunos sectores de su industria petrolera.

b) Falta de Apoyo Político de los Gobiernos de sus Países de Origen

El país o base nacional de la compañía multinacional generalmente es una nación desarrollada económicamente, y con una importante presencia política internacional. Tradicionalmente, esta nación vela por los intereses económicos de sus empresas transnacionales y en su caso, puede tomar medidas de presión en contra de otros Estados que intenten dañar la posición de estas compañías.

Sin embargo, hay casos en los que las compañías multinacionales han sido abandonadas a su suerte ante consideraciones geopolíticas de mayor orden dentro de sus países de origen. Estas son sucesos o confrontaciones de carácter global que por su importancia, desvían la atención de los gobiernos hacia intereses nacionales o mayoritarios a costa de los intereses privados de las transnacionales.

Un buen ejemplo de lo anterior es México que durante los meses siguientes a la expropiación petrolera, sufrió una fuerte presión diplomática por parte de Gran Bretaña, que terminó en una ruptura de relaciones. Pero el gobierno norteamericano, como parte de su política hacia América Latina del buen vecino (*Good Neighbor Policy*) y promotor de la política interna del nuevo trato (*New Deal*), difícilmente podía justificar una fuerte reacción contraria a México. Además, en esos meses la principal preocupación del presidente Roosevelt era el inicio de la Segunda Guerra Mundial y la cuestión de la defensa hemisférica, en la cual, México era un importante aliado, por lo que el gobierno norteamericano soslayó los intereses económicos de algunos inversionistas al negociar con el gobierno mexicano.

Otros casos interesantes y que ejemplifican este punto, son Irán y Arabia Saudita, quienes, a principios de la década de los setenta, y ante la ausencia de la presencia militar de alguna potencia occidental, se habían transformado en “policías” de la región³⁵. Por ello, los gobiernos de EUA y Gran Bretaña estaban muy interesados en mantener una buena relación política con sus gobiernos y así, mantenerlos lejos de una posible influencia soviética.

El contra ejemplo más claro es el de Irán en 1951, en donde los gobiernos de las compañías afectadas por los procesos de nacionalización (principalmente la *British Petroleum*) realizaron una muy fuerte presión diplomática sobre el gobierno de Irán y llegaron al grado de promover un golpe de estado para derrocar lo que ellos consideraban un gobierno que no se prestaba a sus intereses y que incluso, ya empezaba a realizar acercamientos con la Unión Soviética.

7.- El Libre Acceso a los Mercados

El acceso libre a los mercados petroleros es una condición de particular importancia para garantizar el éxito económico de la toma de control sobre la industria. Cuando la exportación de hidrocarburos de un país puede ser restringida debido a las condiciones de los mercados internacionales, este país es muy vulnerable. En los tiempos del control absoluto de las multinacionales, la contribución de un país en particular, podía ser substituida incrementando la producción en otros países o regiones, por lo que las multinacionales podían utilizar esta fuerza para amedrentar a los gobiernos.

Los únicos países que sufrieron el bloqueo internacional de sus exportaciones al momento de nacionalizar sus industrias fueron México e Irán en 1951, cuando la industria petrolera internacional estaba en control de las siete hermanas. A partir de los años sesenta, este tipo de restricción comercial ha sido más difícil de implementar, por lo que todos los casos de estudio que formaron su CPN en estas nuevas condiciones no se presentó este escenario potencialmente negativo. Con la posible excepción de Arabia Saudita y los Emiratos Arabes Unidos que consideraban que podrían tener problemas para la comercialización de su producción por lo que optaron por una política de participación conjunta³⁶ que les permitió mantener convenios de comercialización con algunas multinacionales.

Discusión

Las circunstancias históricas y políticas de los países analizados son distintas, pero las condiciones que rodean la fundación de su CPN son muy similares (Tabla 3.2). En primer lugar, resalta que en todas ellas ha existido un fuerte sentido de nacionalismo, si bien inspirado por

³⁵ A principios de los setenta, las últimas unidades militares de Gran Bretaña se retiraron de la región y por otra parte, Irán y Arabia Saudita, además de ser los países más ricos y desarrollados del Golfo Pérsico, habían apoyado al Sultán de Omán en contra de una rebelión radical dentro de sus fronteras, por lo que se habían transformado en las potencias regionales.

³⁶ La política de participación o propiedad conjunta con las multinacionales, fue una alternativa a la nacionalización directa, implementada por el Jeque Ahmed Yamani de Arabia Saudita en 1969. Esta política para los árabes, representaba un cambio gradual y la posibilidad de evitar una disrupción en la comercialización de su crudo que causara inestabilidad financiera y política. La política trató de promoverse en los otros países de la OPEP, pero con poco éxito, pues solo el ministerio del petróleo de Kuwait la consideró, pero fue rechazada por el parlamento. Algunos años después, los Emiratos Arabes Unidos rescataron sus principios al aplicarla en su propio caso (Yergin, 1991).

distintos motivos, igual de efectivo como presión social para impulsar, apoyar y mantener la nacionalización de la industria petrolera.

La segunda condición con mayor presencia es la existencia de metas nacionales; este punto es muy general, pero lo que se quiere establecer es que justo antes de la nacionalización o toma de control de las actividades petroleras por parte de los distintos Estados, existía algún tipo de "Plan Nacional de Desarrollo" que el gobierno pretendió implementar dentro de cada nación con la principal finalidad de generar progreso. Este objetivo de desarrollo se sustenta, por un lado, en una importante industrialización y aumento en el nivel de vida de la población que se logra mediante el consumo de los baratos y abundantes recursos petroleros que se supone generan una ventaja comparativa en relación con otros países no petroleros; por otro lado, en la mayoría de los casos, una vez atendida la demanda interna, la exportación de hidrocarburos representa la principal y, por cierto, muy lucrativa fuente de ingreso de divisas internacionales, necesaria para financiar los distintos proyectos de modernización. Por lo tanto, el control de la industria petrolera no sólo es una condición necesaria, sino que incluso, el mismo es el primer paso rumbo al desarrollo nacional.

Tabla 2. Condición

	1	3	5	6b
	+	+	-	+
	-	+	±	-
	+	+	-	+
	+	+	+	+
	+	+	+	±
	-	+	+	±
	+	+	-	±
	-	+	+	±
	+	+	+	+

El tercer punto con mayor incidencia, pero que bien puede ser el más importante dentro de las condiciones internas, es la presencia de un gobierno fortalecido. Se mencionó anteriormente que en primer lugar, para que un gobierno decida tomar el control de la industria petrolera nacional, debe contar por lo menos, con cierta tranquilidad política respecto a su continuidad, es decir, un gobierno golpista o de transición difícilmente tomaría esa decisión. En segundo lugar, un gobierno probablemente pondera la fortaleza de sus instituciones (experiencia administrativa, financiera, y sectorial), antes de considerar la nacionalización de los activos petroleros.

Finalmente, la condición menos importante aparenta haber sido la presión de los grupos de poder, y esto es probablemente en virtud de que se presentó la condición de fortaleza gubernamental. Es decir, entre mayor es la estabilidad de un gobierno y la madurez política de un Estado, menor será su susceptibilidad a ceder ante presiones sociales. Un gobierno fuerte debe

tomar el control de su industria petrolera nacional por que es lo indicado políticamente, y no necesariamente por que se lo demande una élite nacional.

Con respecto a las condiciones externas, se observa que prácticamente su presencia es fundamental para el éxito de una nacionalización o toma de control gubernamental. El único caso en la que estas condiciones no se presentaron, coincidió con el fracaso del movimiento de nacionalización.

Así mismo, la existencia de alguna de ellas, específicamente con respecto a la dependencia de las multinacionales, provoca que la toma de control se suavice por parte de los gobiernos, mediante la continuidad de las asociaciones con las multinacionales, y el acercamiento político con los países industrializados de donde se originaban estas empresas. Este último punto incluye el entrenamiento y formación de los cuadros nacionales en esos países.

Conclusiones del Capítulo

Apoyado en las condiciones políticas y la economía de mercado dominantes en los siglos XIX y principios del XX, la concepción individualista de la industria propició que, en sus orígenes y desarrollo subsecuentes, las inversiones en el ámbito petrolero estuvieran dominadas por empresas privadas y que las inversiones públicas o estatales hayan sido casi inexistentes en este sector.

En la evolución de cada país existieron condiciones económicas y políticas de orden interno y externo en que propiciaron la creación de una CPN. Entre las condiciones internas se encuentran: un gobierno fortalecido; la presión de grupos de poder o elites; nacionalismo; la existencia de metas políticas nacionales; y la maximización de ganancias.

Por el lado externo, se encuentran las siguientes dos condiciones: 1) Compañías multinacionales debilitadas ya sea por la relativa poca dependencia por parte del país productor, o por la falta de apoyo político de los gobiernos de sus países de origen; y 2) El libre acceso a los mercados internacionales que les permita comercializar sus productos.

Se observa que las condiciones son comunes en todos los casos analizados, y que si bien una o más de éstas se presentaron con mayor claridad, su existencia mayoritaria fue necesaria para garantizar el éxito de la nacionalización, y como contraejemplo se encuentra el caso de Irán en 1951. Así mismo, se puede afirmar que estas condiciones fueron coyunturales, pues cada caso presentó sus propias características y tiempos particulares.

Una vez que se establecieron las causas de la creación de una CPN, en los siguientes capítulos se analizarán algunos aspectos relevantes de su evolución histórica y sus estrategias de adaptación recientes.

Capítulo 4

La Evolución de las Compañías Petroleras Nacionales.

Le problème n'est pas d'investir ou de ne pas investir. Il faut investir ou céder. Le problème est de bien investir et de bien financer.

G. Demay¹

En este apartado se analizarán algunos elementos sobre calificación del desempeño de una empresa, y en particular, se realizará un examen de la eficiencia de las CPNs bajo estudio en este trabajo. La hipótesis que se intenta probar es que históricamente, las CPNs fueron componentes esenciales que se desenvolvían interactuando con las multinacionales, pero como su lógica y dinámica fueron diferentes a estas últimas, sus estrategias fueron distintas, por lo que no deben ser evaluadas de la misma manera ni por criterios económico-financieros convencionales.

En páginas anteriores se establecieron las principales condiciones políticas, económicas, y sociales que propiciaron la creación de una Compañía Petrolera Nacional por parte de algunos países exportadores. Estas condiciones garantizaron, de alguna manera, no solo la creación de la CPN, sino también su evolución como una herramienta fundamental para controlar, desarrollar y consolidar la industria petrolera nacional. Por tanto, una vez que la CPN inicia su evolución, comienza, a su vez, a fijarse una serie de objetivos empresariales propios, que se suman a los objetivos que el Estado le asigna, para formar una especie de "agenda". El cumplimiento o no de esta agenda propicia materia para realizar un debate sobre la eficiencia en el desempeño de una CPN.

En este capítulo se inicia por establecer algunos elementos de economía industrial como marco teórico que permita realizar el análisis del sector petrolero, en particular de la industria petrolera nacional en cada país, y la CPN que interactúa en ella. Posteriormente se realiza una discusión sobre los criterios de eficiencia y se seleccionan algunos objetivos que pueden establecerse como indicadores para calificar a las CPNs, y a su impacto sobre la eficiencia global de la industria petrolera de sus países.

La Economía Industrial

La economía industrial es la rama de la teoría económica que tiene por objeto el estudio del funcionamiento dinámico de la industria, la influencia de su ambiente y los comportamientos estratégicos de las empresas que la componen². Según Angelier (1997), la economía industrial se caracteriza por su metodología dual; por una parte el método es empírico, inductivo y positivo, y por otra parte el método es teórico, escencialista y normativo. La primera propiedad le permite

¹ Citado por Megateli (1980).

² La problemática de la economía industrial se presentó con el nacimiento y organización del capitalismo industrial norteamericano en la segunda mitad del siglo XIX, bajo el término *Industrial Organization*. Alfred Marshall es considerado como el padre de la economía industrial ya que en sus principales obras estudiaron la organización industrial, es decir la nueva forma de empresas superiores y más eficaces, que se contraponían a los mecanismos de manufactura tradicional de la época. Posteriormente, la Escuela de Cambridge continuó los trabajos de Marshall, a través de los conceptos de Arthur Pigou y Joan Robinson.

tomar en cuenta los hechos que caracterizan a la realidad observada, mientras que la segunda propiedad le permite utilizar herramientas de análisis tomados de las ciencias exactas. Es decir, la economía industrial es a la vez, un marco de descripción y de explicación, tanto como una herramienta de previsión y de acción. Este marco y esta herramienta pueden ser usados en diferentes niveles del análisis económico y, de manera particular, en el estudio del funcionamiento concreto de una industria o sector.

Con relación a la estructura de los mercados, es necesario examinar el comportamiento de las empresas industriales y de comparar su desempeño con aquel que debería o podría ser, por lo tanto, dice Chevalier (1995), de esta problemática se deriva el famoso tríptico de la economía industrial: estructuras-comportamiento-desempeño (ECD), el cual servirá como fundamento metodológico de la gran mayoría de trabajos de esta disciplina.

Con respecto a la metodología ECD, Angelier (1997) afirma que este método representa un paradigma en el sentido que organiza un procedimiento y un conjunto de proposiciones aceptadas por el grupo de personas que utilizan esta teoría, con el fin de dar respuesta a la necesidad de un sistema teórico que permita el análisis de un sector industrial. A pesar de que los economistas industriales aceptan el paradigma ECD, no hay un acuerdo generalizado sobre la forma de utilizarlo. Según el mismo Angelier, existe un grupo que considera que el marco es relativamente pobre en su capacidad de predicción por lo que privilegian el análisis de las estructuras; mientras que otros, le adjudican un papel fundamental a las empresas dentro de la dinámica sectorial, ya sea a través de sus estrategias o su organización, y además se oponen a quienes afirman que la dinámica de la empresa debe ser necesariamente establecida dentro del espacio de competencia.

Una última cuestión es relativa a la óptica mediante la cual la cadena de razonamiento de la economía industrial debe ser aprendida: mecánica o sistemáticamente. En una óptica mecánica, se considera que las empresas que componen una industria efectúan su balance económico tomando decisiones estratégicas en un medio inmutable e insensible a esas estrategias, y que el medio influye sus decisiones al mismo nivel que las características internas de la empresa. En esta óptica, una misma acción, si es repetida, tendrá siempre las mismas consecuencias. Esta visión es útil para representar de manera formal, el funcionamiento de la industria y para establecer previsiones y perspectivas, sin embargo, no es muy útil para realizar análisis (Angelier, 1997).

Por otra parte, en una aproximación sistemática, las empresas que componen una industria son consideradas un sistema definido como un conjunto de unidades y relaciones organizadas según su finalidad, y dotadas de una dinámica autónoma. En este conjunto, las empresas no son del mismo tamaño, ni tienen los mismos objetivos o las mismas reglas de funcionamiento, ni la misma organización interna; por lo que establecen entre ellas relaciones privilegiadas ya que producen bienes o brindan servicios comparables (sustituibles) dentro de un mismo mercado. Estas relaciones entre las empresas representan las características de la competencia dentro de la industria en cuestión; la competencia, a su vez, constituye el conjunto de las leyes propias del funcionamiento de la industria considerada como sistema, o sea, las "estructuras" de la industria (Angelier, 1997).

Otras relaciones caracterizan al ambiente de competencia entre las empresas, y constituyen las "condiciones de base"; éstas están definidas como los lazos entre las empresas y su ambiente, ya sea que se trate de un ambiente principalmente caracterizado por el estado de desarrollo económico y social de la economía en que éstas funcionan, o de un ambiente más inmediato, y definido por técnicas de producción, o aún más, por los determinantes de la demanda de los bienes o servicios ofertados por la industria considerada (Angelier, 1997).

En este contexto, las “estrategias” de las empresas dominantes son estimuladas por las estructuras de la industria a la que pertenecen y por el carácter distintivo de su ambiente; así como por las características internas que le son propias. Para mejorar el “desempeño” de una empresa, se debe modificar su posición dentro de la competencia, y para ello, será necesario transformar las condiciones de base o las estructuras de la industria.

La Empresa

Para la economía industrial, la empresa es el punto de partida del análisis. La empresa es una organización o coalición compuesta entre otros: por los accionistas los gerentes, los cuadros, los empleados, los sindicatos, los clientes, etc. Los intereses y los objetivos de cada uno pueden entrar en conflicto con los de los otros, y la empresa debe disponer de un sistema de resolución de conflictos internos y externos. De acuerdo a Chevalier (1995), el reconocer a la empresa como una organización enfoca de una nueva manera el problema de la función objetivo de la empresa. En un concepto de empresa neoclásica, se busca maximizar la ganancia. La empresa como organización está constituida de elementos que por naturaleza tienen objetivos diferentes y antagónicos, por la que existe una función objetivo diferente de una empresa a otra, y que resulta de la negociación y el compromiso entre los diferentes participantes y sus objetivos propuestos.

Por lo tanto, cada empresa articula su propia función objetivo como resultado explícito o implícito de un proceso de negociación interno, y efectivamente, según Chevalier, se confirma que todas las empresas, aún dentro del mismo sector, no tienen las mismas políticas con respecto a cuestiones comunes, como por ejemplo la remuneración, la ponderación entre el corto y mediano plazo, o la misma actitud hacia el riesgo.

Sin embargo, continúa Chevalier, si existe una lógica económica común, que es la búsqueda combinada de la utilidad y el crecimiento. La utilidad debe ser entendida en un sentido muy general, o sea, como la diferencia entre los ingresos y los costos útiles. Esta utilidad debe reflejar los objetivos de conflicto fijados por la mayoría de los miembros de la organización. De igual manera, el crecimiento se mide por el aumento en el total de las actividades y la parte del mercado. Existe una relación entre utilidad y crecimiento: la inversión es un vector de crecimiento que genera nuevas utilidades que permiten financiar un nuevo crecimiento. Esta búsqueda de utilidad y crecimiento implica que, dentro de la empresa, hay voluntad para movilizar todas las ventajas comparativas de las cuales se puede disponer con respecto a la competencia; es decir, refleja la voluntad de maximización del valor de la empresa.

La Competitividad

Según Chevalier, (1997), el término de competitividad debe ser definido igual si es al nivel de un país, de un sector o de una empresa nacional o multinacional, y refleja la capacidad de vender a largo plazo y con utilidades aquello que se produce. En la construcción y la defensa de una posición competitiva, hay elementos que conciernen a la matriz de costos (competitividad de costo), así como otros elementos más cualitativos (competitividad fuera de costo).

La competitividad de costo refleja el costo de la producción, es decir desde la recopilación de los insumos, hasta la disposición del bien o servicio final. La competitividad fuera de costo representa un número de factores cualitativos que contribuyen a la competitividad de la empresa: calidad del producto y de los servicios; marca; reputación; servicios al cliente; confiabilidad;

rapidez; etc. Estos elementos cualitativos cobran mayor importancia en el contexto actual donde la competencia internacional refuerza el poder de elección de los consumidores.

Dentro de estos dos componentes de costos y fuera de costos, la competitividad es una noción tanto absoluta como relativa: absoluta, cuando una empresa consigue tener un verdadero poder de monopolio; y relativa, cuando la empresa esta en posición de ser comparada con sus competidores (Chevalier, 1997).

La Renta

En búsqueda de la utilidad y la competitividad, la empresa no hace otra cosa que acumular rentas: rentas diferenciales que miden las ventajas de costos y rentas de monopolio que reflejan las ventajas fuera de costo. Las rentas diferenciales reflejan las diferencias de costos que existen entre las diferentes empresas en competencia, y tienen su origen en la tecnología, el *know-how*, la información, la organización, y la disponibilidad de mejores insumos. Las rentas de monopolio reflejan, además, de la diferenciación del producto y los servicios que pueden y son asociados, cuestiones como los mercados cautivos, situaciones de monopolio natural, patentes de fabricación y poder de innovación (Chevalier, 1997).

Por ejemplo, en la industria petrolera, las rentas diferenciales reflejan: las diferencias de los costos de producción (rentas mineras); las diferencias de calidad entre el petróleo crudo y sus petrolíferos; las diferencias en los costos de transformación a lo largo de la cadena debido a factores geográficos, tecnológicos y organizacionales. Por otra parte, las rentas de monopolio son resultados del poder de mercado de ciertos productores y sobre todo del carácter insustituible de ciertos productos derivados como la gasolina.

El concepto de renta ocupa un lugar central en la estrategia de la empresa. Afirma Chevalier (1997) que en una óptica de utilidad-crecimiento-competitividad, la estrategia apunta, esencialmente, a crear rentas, protegerlas, acrecentarlas y disputarlas.

La Eficiencia

Ménard (1997) escribe: “uno podría pensar que metidos en el corazón del análisis, una aproximación microorganizacional simplifica considerablemente el problema del criterio de eficiencia. Después de todo saber si una empresa es eficiente puede parecer fácil, pero no lo es. Todo lo que se puede decir es aparentemente trivial, pero la teoría convencional tiene un gran problema con esta simple cuestión”. La situación se torna en un juego tan complicado, que se puede hablar de una “jungla” de criterios de eficiencia. Según Robbins (1987) la multiplicidad de ángulos de enfoque se traduce en profundos desacuerdos entre los teóricos. Por ejemplo, Campbell (1977) ha reportado 30 criterios diferentes y al menos, otro tanto de factores cuantificables. Es decir, se rebasa con mucho el criterio tradicional y aparentemente simple de la maximización de la productividad y la minimización de costos.

Para intentar verlo de una manera más clara, sigue Ménard, uno puede, de entrada, intentar distinguir diversas corrientes de pensamiento. Miles (1980), propone identificar cinco grandes aproximaciones al problema: la microeconomía tradicional; la economía de la administración científica de los recursos; la escuela de relaciones humanas; la escuela socio-técnica; y la escuela del desarrollo organizacional.

Pero para Ménard, aunque un inventario por escuela, ayuda a tomar conciencia de la complejidad del problema, finalmente, arroja más luz sobre la heterogeneidad de los criterios y sus filosofías subyacentes, que sobre la lógica económica utilizada por una organización al hacer prevalecer un criterio sobre otro.

Por lo tanto, una manera más fecunda de abordar el problema de los criterios de eficiencia, podría ser intentar ordenarlos en función de las características fundamentales de las organizaciones. Existe una doble ventaja en este proceder. De entrada permite anclar los criterios en los componentes internos de la organización y así introducir un grupo racional de criterios. Posteriormente, puede explicar porque todas las organizaciones económicas no tienen necesariamente la misma jerarquización de criterios.

Así mismo, Burton (1984), sobre la base de un estudio empírico clasifica implícitamente los criterios de eficiencia alrededor de cuatro polos: los mecanismos de coordinación interna; los procedimientos de incitación; el sistema de información y la estructura de decisión. *A priori*, se llega a un gran número de combinaciones posibles, pero que se puede reducir tomando en cuenta las características específicas de cada organización y el carácter secuencial de las varias combinaciones.

También, en función de la naturaleza de la organización, ciertas combinaciones se excluyen. Una organización pequeña, por ejemplo, opera en un mercado de mucha competencia, por lo que no puede hacer prevalecer la información interna sobre la información externa. Por otro lado, las decisiones efectuadas no son independientes del orden en las que estas intervienen, es decir, la eficiencia de una forma organizacional depende principalmente de la calidad de la información interna.

Al final, el número de combinaciones posible se reduce por los costos que entraña la búsqueda de la eficiencia. Estos costos, son de entrada los costos estructurales, es decir, el costo de seleccionar una estructura organizacional sobre otra. A estos costos estructurales se agregan los costos dinámicos o costos de investigación, o sea, el costo de encontrar la estructura organizacional que mejor se adapte a los criterios establecidos y además, el costo de pasar a esta estructura (Ménard, 1997).

Tomando en cuenta todas estas constricciones, se pueden distinguir, de acuerdo a Ménard (1997), tres grandes modelos de eficiencia:

Los modelos centrados sobre los objetivos son los más familiares, y la idea central es que la eficiencia de una organización económica se mide por su capacidad de alcanzar uno o más objetivos fijos *a priori*, es decir, típicamente en una lógica de fines y medios. Un análisis por objetivos supone que las organizaciones forman entidades que funcionan de manera deliberada, y racional con el fin de alcanzar sus objetivos. Además, es necesario que estos puedan ser señalados e identificados sin ambigüedad, por lo que para poder hablar de eficiencia, el progreso alcanzado en la dirección de estos objetivos debe ser comprendido con precisión y generalmente debe también poder ser medido.

A los modelos centrados sobre los criterios asociados a objetivos precisos, se puede oponer otra familia de modelos, los cuales hacen prevalecer los criterios sistémicos, es decir, los criterios que se imponen en la organización económica porque son capaces de asegurar su coherencia interna y de garantizar su supervivencia en un ambiente cambiante. La aproximación sistémica, al acentuarse sobre los criterios de coherencia interna, hace prevalecer los medios, que forman el soporte de las relaciones entre los participantes, sobre los fines. Es decir, la distribución interna de

los recursos, la definición de las relaciones jerárquicas, y las reglas de comunicación entre los participantes ocupan un lugar central lo que conduce a problemas delicados de estimación de costos. Este último problema es compartido tanto por empresas privadas como estatales. Además, el criterio de supervivencia presenta como único factor la capacidad de adaptación de la organización, lo que conduce a una visión demasiado pasiva de la organización centrada sobre sus reacciones.

Una última familia de modelos, agrupa los criterios que se encuentran en las teorías de componentes estratégicos. El análisis en este caso rechaza la idea de que la eficiencia pueda ser evaluada a partir de criterios preestablecidos o en función solamente de las características sistémicas. Esta aproximación se enfoca en el hecho de que una organización privilegia los criterios que le permiten asegurar un nivel mínimo de satisfactores sobre las partes constituyentes que tienen objetivos y motivaciones distintas. En este lado del umbral las tensiones y conflictos paralizan la organización, la vuelve ineficiente. Estas partes constituyentes pueden ser internas a la organización (los empleados, los gerentes, y los accionistas de una empresa), pero también pueden ser externos (el gobierno local o nacional y los grupos de interés afectados por las actividades de la organización). La dificultad con estos criterios es, evidentemente, el problema de la identificación exacta de las partes constituyentes estratégicas, es decir, aquellas cuya actividad en la organización depende de manera crítica, y de la capacidad de señalar con precisión como depende la organización de estos componentes.

Para Ménard (1997), el criterio final de eficiencia de una organización económica mide el impacto de la organización sobre su ambiente, es decir, la organización eficiente modifica su medio para sus ventajas, y contribuye de esta manera a modelar este medio. En el caso de las CPNs, esta eficiencia puede medirse como su contribución a los indicadores macroeconómicos nacionales.

Pero recíprocamente, el ambiente crea una serie de condiciones favorables y desfavorables sobre la eficiencia de la organización. Así, según Ménard, se analiza la cuestión, muchas veces olvidada por los economistas, de los criterios de eficiencia global de una economía y, sobre todo, de su incidencia sobre la eficiencia de las organizaciones participantes.

Criterios de Evaluación de una CPN

¿Qué tan eficientes son las CPNs?. Los sofistas probablemente fueron los primeros pensadores en darse cuenta de que algunas preguntas no se pueden responder adecuadamente si no se contextualizan. Es decir, muchas afirmaciones pueden resultar falsas o incompletas, cuando no se considera un marco de referencia en el cual se puedan comparar, evaluar o reproducir dichas observaciones. Lo anterior es particularmente importante cuando se discuten actividades en donde el factor humano influye de manera definitiva, como en las llamadas humanidades o en algunas ciencias económicas.

La evaluación del desempeño o "calificación" de una empresa, sin importar su *status* (privado o público), tamaño (pequeña, mediana o grande), o sector de operación (primario, de transformación o de servicios), puede ser contextualizado con base en el conocimiento de sus objetivos y metas. Sin embargo, la identificación de estos objetivos y metas, no siempre es fácil, ya que en muchos casos, éstos no son evidentes para los analistas externos, y lo que resulta peor, ni siquiera para los propios gerentes de las compañías. La ignorancia sobre el rumbo que llevan algunas empresas obedece a distintas causas, pero en este punto puede explicarse, al menos, por dos razones: a la confidencialidad de las estrategias empresariales o a la inexistencia de éstas.

Anteriormente, se concluyó que la creación de la CPN obedecía a la necesidad del Estado de controlar su industria petrolera nacional; y puesto que las empresas nacionales de los principales países exportadores controlan cerca del 100% de las actividades petroleras en sus respectivos países, entonces, se puede afirmar que éstas son muy eficientes ya que cumplen cabalmente el principal objetivo por el cual fueron creadas. Pero, es evidente que se necesita una mayor discusión y argumentación para sustentar dicha afirmación. Es más, resulta importante establecer *a priori* lo que significa para un Estado específico el controlar su industria petrolera, y cuales son los criterios que utiliza, ese mismo Estado, para evaluar el cumplimiento o no de dicho objetivo.

Además del control de su industria petrolera, ¿qué otros objetivos se plantean o le son asignados a las CPNs?, y ¿cómo cuantificar el grado de éxito en la implementación de éstos?. La respuesta a estas dos cuestiones tan aparentemente concretas, es realmente complicada, por ejemplo, durante la investigación de esta tesis se encontraron muy pocas fuentes que identificaran objetivos específicos de las CPNs, y aún menos las que pudieran certificar el cumplimiento o no de estas metas.

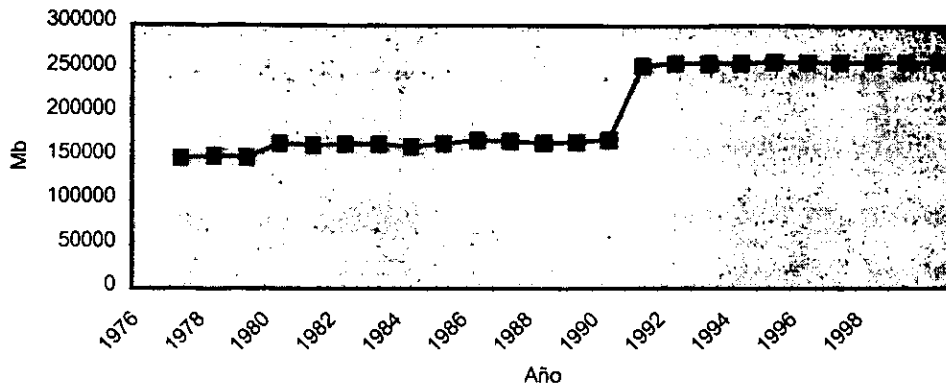
Megateli (1980), quien realizó su disertación doctoral sobre “la identificación de los objetivos y principios de las políticas de (algunas CPNs)”, e incluso editó un libro sobre la misma cuestión, escribe: “(los únicos) rasgos que pueden ser afirmados (sobre el papel y los objetivos de las CPNs), sin contradicción son: que no existen objetivos corporativos asignados (a las CPNs) como parte de una declaración explícita sobre una acción o planeación estratégica de largo plazo; y que las publicaciones de los presupuestos y la planeación corporativa de estas empresas han fallado en precisar el rol y las metas de estas corporaciones”.

Por lo tanto, ante la evidente dificultad de identificar, y por lo mismo, cuantificar objetivos específicos de las CPNs, se consideró de entrada, se podía realizar un análisis sobre lo que anteriormente se expuso como la función objetivo o la búsqueda combinada de utilidad y crecimiento de estas empresas, y sobre el impacto de sus operaciones en la economía nacional; así mismo, se pueden discutir los resultados obtenidos de algunos objetivos claramente establecidos, en particular, sobre dos objetivos históricos generales, que además son comunes, en estas empresas: 1) el aumento en los volúmenes de reservas y producción de hidrocarburos; y 2) la satisfacción de la demanda interna de petrolíferos. En particular, para el análisis que se realiza sobre las CPNs en esta tesis, se discuten estos objetivos que el Estado plantea originalmente para su CPN, así como las actividades que la misma empresa realiza para cumplirlos.

El Aumento en los Volúmenes de Reservas y Producción de Hidrocarburos

Arabia Saudita.- Las reservas de crudo de Arabia Saudita aumentaron en 110400 Mb (74.3%) de 1976 a 1999 (Figura 4.1). Así mismo, por ejemplo, la administración estatal logró aumentar la producción en 6 de los primeros 8 años, alcanzando un volumen de 3884.2 Mbd adicionales que corresponden a 64.6% de aumento. El volumen neto adicional de ese periodo equivale al alcanzado por las multinacionales en los primeros 32 años de administrar la concesión.

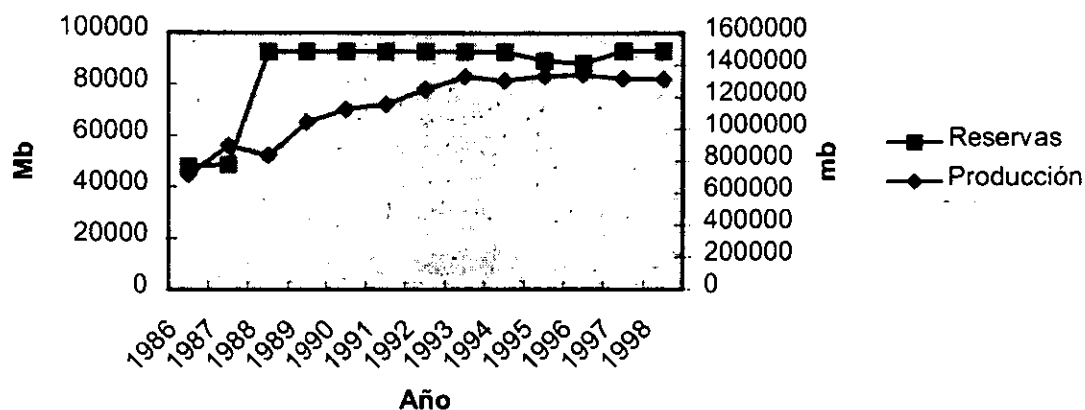
Figura 4.1.- Desarrollo de las Reservas de Petróleo de Arabia Saudita de 1976 a 1999



Otra manera de constatar el aumento en las actividades de exploración y producción se observa del número total de pozos perforados, el número de pozos exploratorios terminados y el número de pozos productores. Por ejemplo, en los últimos tres años de concesión, las multinacionales promediaron 92, 3, 461 unidades anuales en los tres rubros indicados respectivamente, mientras que en los primeros 9 años de operación de Aramco nacionalizada, el promedio anual fue 213, 16, 731 pozos, que equivalen a un aumento de 136, 433 y 59% respectivamente (API, 1998).

Irán.- Tras la caída del Sha en 1979, se combinaron una serie de factores que afectaron las operaciones de NIOC. En primer lugar, existió mucha confusión en el nuevo gobierno revolucionario, lo que provocó una pérdida de rumbo en la dirección estratégica de la compañía. En segundo lugar, las sanciones comerciales que pesaron sobre Irán entre noviembre de 1979 y enero de 1981, como consecuencia de la crisis de rehenes norteamericanos en Teherán. En tercer lugar, la costosa y cruenta guerra con Irak entre 1980 y 1988. Además de, un cuarto elemento negativo que fue la caída de los precios del petróleo a mediados de los ochenta. Todos estos eventos dieron al traste con muchos de los objetivos de la NIOC durante la década, sin embargo, la NIOC y sus técnicos mostraron enormes méritos dadas las circunstancias, ya que lograron reconstruir sus principales terminales de exportación de crudo en las islas de Kharg y Sirri (hundidas por bombardeos irakies en 1986); y aumentar su capacidad de producción de 2Mbd en 1984 a 3.6 Mbd en 1994 (un aumento de 80%); y crecer el nivel de reservas en alrededor de 34212 Mb que significa un aumento de casi 60% con respecto al nivel prerrevolucionario (Figura 4.2) (Amirahmadi, 1996).

Figura 4.2.- Reservas y Producción de Petróleo de Nioc entre 1986-1998



En los primeros 8 años de los noventa, NIOC, a través de su subsidiaria la *National Iranian Drilling Company* promedió anualmente entre 250000 y 300000 m de perforación, así como 90 pozos perforados y 805 pozos productores, duplicando el promedio anual de 389, que marcaban estos últimos durante la década final de administración multinacional (1970-1978).

México.- La administración de Pemex sobre los recursos naturales de México se inició desde 1938. Desde entonces, la empresa ha tenido distintos resultados en el crecimiento de sus actividades de exploración y producción, estos indicadores pueden ser evaluados como función de las inversiones y como función de su eficiencia relativa. Si se estudian los primeros años de Pemex, en el caso de las reservas es difícil saber que tanto variaron, por la falta de datos confiables; el primer cálculo de éstas, después de la nacionalización, se efectuó hasta el periodo 1943-45, y se estimaron para este último año 1515 Mb, y un año después se ajustaron a 1066 Mb (Tabla 4.1); en todo caso se observa que de 1938 a 1948, debido a la poca exploración realizada, la tasa de reservas entre producción se redujo de 29 a 21 años (Barbosa-Cano, 1992).

Durante los cincuenta, el nivel de reservas creció constantemente e incluso arriba de la tasa de crecimiento de la producción, sin embargo para los años sesenta al reducirse grandemente la exploración, las reservas no crecieron al ritmo de la producción. En la Tabla 4.2 se observa el número de pozos exploratorios perforados en cuatro periodos: de 1941 a 1946, como ya se mencionó la exploración fue mínima y en cierta forma deficiente pues se observa una baja tasa de éxito de perforación con respecto a los siguientes periodos, lo que provocó que las reservas se mantuvieran sin crecimiento. Sin embargo, para los dos siguientes periodos de observa un crecimiento de 7 y 2 veces respectivamente, así como una duplicación de la tasa de éxito, lo que se refleja en un crecimiento en el nivel de reservas de 55 y 53% en los dos periodos respectivamente. En el periodo 1959-1964, el número de pozos exploratorios creció apenas 8 %, lo que impactó en el crecimiento de sólo 16% de las reservas de crudo. Durante el resto de los sesenta, la exploración se mantuvo constreñida por razones presupuestales asociadas con políticas gubernamentales y no de la empresa lo que propició que para 1970 las reservas sólo se hubieran incrementado en 10% y que para 1973 se redujeran en 1%. (Morales (1992a); Morales (1992b)).

Es decir, en los años en que se realizaron inversiones en exploración, la empresa demostró realizar un buen desempeño al aumentar las reservas de manera importante, mientras que en otros

periodos, las reservas no aumentaron en la misma proporción, pero este fenómeno se asocia más con la reducción de las inversiones de exploración y no con la eficiencia de la empresa.

Tabla 4.1.- Reservas y Producción de Petróleo Crudo en México (1938-1973).

Año	Reservas (Mb)	Producción (Mb)	R/P (años)
1938	821	28	29
1946	1066	50	22
1952	1647	79	21
1958	2512	101	25
1964	2925	130	23
1970	3288	178	19
1973	3269	192	17

Fuente: Elaboración propia con datos de Philip (1982) y Barbosa-Cano (1992).

Tabla 4.2.- Pozos de Exploración y Desarrollo Perforados en el Periodo 1941-1964.

Periodo	Pozos Exploratorios	Tasa de Exito (%)	Pozos de Desarrollo
1941-1946	31	16	159
1947-1952	237	35	560
1953-1958	527	30	1187
1959-1964	569	n.	2336

Fuente: Elaboración propia con datos de Morales (1992a), y Morales (1992b).

En la Figura 4.3 se observa que de 1975 a 1999, la tasa de incremento en el número de pozos exploratorios completados y un año después la variación en el nivel de reservas, se confirma la misma tendencia. Además, según Randall (1989), de 1970 a 1983 se mantuvo e incrementó la eficiencia en exploración³, y desde 1987 a la fecha, periodo en el cual se ha reducido el volumen nominal de reservas, se tiene un porcentaje de éxito de cerca de 50%; lo que muestra que las reservas han disminuido como consecuencia de la falta de inversiones, y no como producto de la ineficiencia de la empresa.

Con respecto a la producción, Pemex ha incrementado el volumen de esta plataforma casi de manera permanente desde 1938 a la fecha (Figura 4.5). Randall (1989) demuestra, que aunque durante los ochenta la región norte disminuyó su eficiencia debido a la madurez de muchos campos, y que de 1977 a 1983 la eficiencia en el sur declinó marginalmente por el recorte en la vida de algunos campos como consecuencia de la sobreexplotación a las que se les sometió, en general la eficiencia de Pemex en la producción de Petróleo y Gas mejoró de 1970 a 1987^{4,5}.

³ La eficiencia en exploración se calcula como el volumen de reservas incorporado entre los costos de exploración y perforación de pozos exploratorios.

⁴ Esta eficiencia es igual a la producción de crudo y gas dividido entre los costos operativos de los campos productores.

⁵ Un punto negativo que merece un comentario, es la cuestión de la sobreexplotación de los campos; no hay duda que este fenómeno es uno de los mayores errores que una empresa puede cometer, en especial una CPN que se supone debe garantizar la explotación racional de los recursos nacionales. Probablemente nunca se conozcan las pérdidas de estas acciones, pero la reflexión sería en el sentido de a quien se debe responsabilizar ¿a los ingenieros y jefes de Pemex que seguramente sabían el riesgo que genera una tasa rápida de explotación, o a los políticos que ávidos de amortizar los costos y aumentar los ingresos públicos, fomentaron estas acciones?, o lo que es lo mismo. ¿Si la política era privilegiar la rápida recuperación de las

Figura 4.3.- Crecimiento en las Reservas de Petróleo y los Pozos Exploratorios Completados en el Periodo 1975-1999

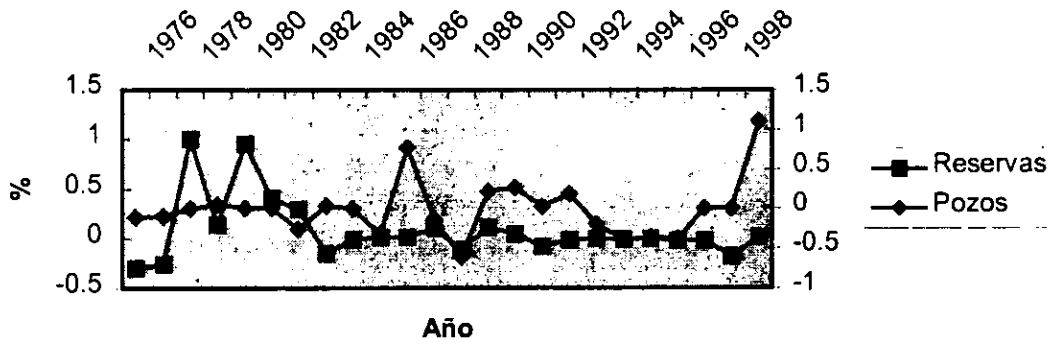
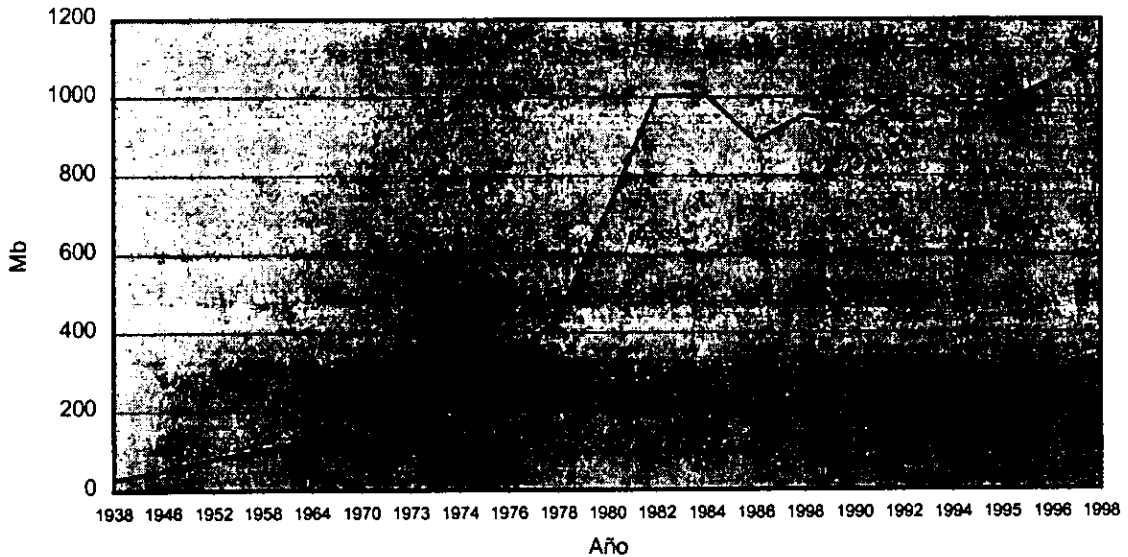


Figura 4.4.- Crecimiento de la Producción de Petróleo de Pemex en el Periodo 1938-1998

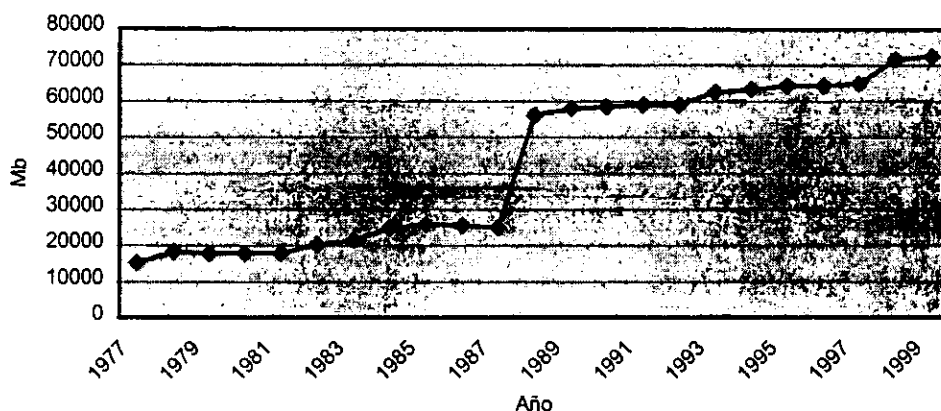


Venezuela.- Pdvsa es otro caso interesante, pues logró hasta 1999, aumentar en 375%, ó en 57330 Mb las reservas de crudo desde el inicio de su gestión (Figura 4.5). Con respecto a su

inversiones y el aumento de ingresos, una empresa privada hubiera podido ser más "eficiente" en la sobreexplotación de los campos?. Basta recordar los problemas que generó esta misma conducta por parte de las empresas privadas en Texas y Venezuela.

plataforma de producción, ésta se ha mantenido casi constante desde los años de la nacionalización, sin embargo, esto ha sido por una política de Pdvsa, que ha concentrado sus esfuerzos en explorar y explotar mayores yacimientos de crudos menos pesados. Por ejemplo, a diferencia de 1975, en que la casi totalidad de las reservas y la producción era de crudo pesado, actualmente, la cuarta parte del total de sus reservas y el 70% de su producción son de crudos intermedios y ligeros. (Olmata, 1995).

Figura 4.5.- Reservas de Pdvsa en el Periodo 1977-1999



En los últimos cuatro años de concesión de las multinacionales se promediaron anualmente 375 pozos perforados, 60 pozos exploratorios completados, y 636 pozos produciendo; mientras que en los siguientes 7 años, Pdvsa promedió anualmente en los mismos rubros 959, 137, y 732 pozos, que corresponden a un aumento de 156, 128 y 15% respectivamente (API, 1998).

Las características del sector *upstream* de las industrias petroleras de Arabia Saudita, Irán, México y Venezuela presentaban cada una de ellas características particulares en el momento de la intervención de la intervención estatal, y se observa de los casos analizados, un aumento significativo en la calidad y cantidad de la exploración y producción realizada a través de la CPN.

Saudi Aramco tomo posesión de un sector relativamente bien desarrollado y además mantuvo una estrecha relación con sus anteriores socios en materia de capacitación del personal y servicios de mantenimiento, pero es notorio el crecimiento que se generó derivado de la intervención estatal. Es difícil pensar, por las tendencias históricas, que las empresas privadas hubieran realizado inversiones similares a las que se realizaron a través de Saudi Aramco.

Nioc ha tenido que mostrar una gran eficiencia para reconstruir la industria petrolera nacional tras la larga guerra contra Irak, y además, con las limitaciones de equipos y material que el embargo norteamericano le ha venido aplicando por las dos últimas décadas. Aún así, ha logrado aumentar su nivel de reservas y su plataforma de producción de manera importante.

Pemex por su parte, tras un periodo de ajuste después de la nacionalización, desde fines de los cuarenta y principios de los cincuenta ha demostrado ser eficiente en la exploración y ha logrado aumentar la producción de crudo para satisfacer la demanda interna y mantener un margen de exportación.

Pdvsa también ha tenido un destacado papel administrando el sector *upstream*, aunque desde condiciones muy distintas. La industria venezolana tenía un importante rezago operativo debido a la falta de inversiones por parte de las multinacionales que operaban las concesiones. A pesar de lo anterior, como se puede observar, la intervención estatal, prácticamente rescató a la industria petrolera venezolana que a pesar de sus ventajas comparativas dentro de América Latina, había dejado de ser trascendental dentro de las estrategias de inversión y desarrollo implementadas por los concesionarios privados.

La Satisfacción de la Demanda Interna de Petrolíferos

Arabia Saudita.- Desde el inicio de su historia, esta nación siempre ha contado con un sistema de refinación suficiente para satisfacer su demanda interna de petrolíferos, sin embargo, hay una cuestión interesante, y es que durante la época de administración de las multinacionales, la tasa de capacidad instalada de refinación sobre producción de crudo en el país era muy pequeña y con tendencia a reducirse, lo que indica que las multinacionales privilegiaron la expansión del sector *upstream* sobre el *downstream* (Tabla 4.3). Se deduce, entonces, que a partir de la administración estatal del sector petrolero, Arabia Saudita ha comenzado a equilibrar sus volúmenes de producción y refinación.

Tabla 4.3.- Tasa de Capacidad de Refinación sobre Producción en Arabia Saudita, 1947-1997 ^a			
Año	Producción de Crudo (Mbd)	Capacidad de Refinación (Mbd)	R/P %
1947	0.84	0.73	87
1950	1.76	0.92	52
1955	3.25	1.18	36
1960	5.27	1.43	27
1965	8.37	1.80	22
1970	13.96	2.44	17
1971	4.77	0.68	14
1975	7.08	0.70	10
1980	9.90	0.65	7
1985	3.18	1.44	45
1990	6.41	1.75	27
1995	8.02	1.67	21
1997	8.01	1.69	21

a.- De 1947 a 1970 los valores son para todo el Medio Oriente, pero se pueden extrapolar para Arabia Saudita, por ser este país el de mayor ponderación en los datos.
Elaboración propia con datos de API(1998), OPEC (1992) y OPEC (1998).

Irán.- Como consecuencia de la poca participación que Nioc tenía en las actividades *upstream*, desde 1954, ésta enfocó su atención en: expandir su capacidad de refinación mediante la construcción de nuevas refinerías, especialmente cerca de los centros de consumo al norte de Irán; reorganizar y aumentar la red nacional de distribución de petrolíferos; establecer la infraestructura

de su industria petroquímica; y establecer programas para disminuir los volúmenes de gas natural quemado⁶.

A principios de los setenta, Nioc producía cerca de 530 mbd (sobre una capacidad de más de 600 mbd) de productos refinados, mientras que el consumo nacional de Irán era de alrededor de 200 mbd dejando aproximadamente 330 mbd para exportación. Debido a que se estimuló el uso de petrolíferos por el desarrollo económico y el subsidio a sus precios, la demanda de éstos creció en un 180% hasta 543 mbd para 1979. Gracias a que se contaba con un importante margen entre producción y consumo, y a que la producción aumentó en 25% para alcanzar 661 mbd, la demanda interna de petrolíferos pudo satisfacerse hasta principio de los ochenta, aunque con algunos desbalances en la oferta de gasolinas y combustóleo⁷.

Sin embargo, entre 1982 y 1992, debido al continuo aumento de la demanda por un lado, y a las pérdidas en infraestructura provocadas por la Guerra con Irak por el otro, Irán tuvo un balance negativo entre producción y consumo, que alcanzó su peor momento en 1987 cuando el déficit fue cercano a los 230 mbd. Por ello, Nioc comenzó un programa de expansión de refinación doméstica, además de lograr la reconstrucción de la refinería de Abadan (destruida entre 1980 y 1982), que les permitió alcanzar un equilibrio entre oferta y demanda a partir de 1993, y que incluso se supone que actualmente le permite realizar algunas exportaciones.

Venezuela.- En 1976, al iniciar operaciones la industria nacionalizada, Pdvsa heredó alrededor de 1.45 Mbd de capacidad de refinación con la cual en ese mismo año se produjeron alrededor de 950 mbd para satisfacer una demanda interna de 260 mbd. A pesar de estas cifras, la empresa enfrentó el reto de mejorar el rendimiento del obsoleto sistema de refinación, donde el combustóleo con alto contenido de azufre representaba el 60% del volumen de petrolíferos producidos (Tabla 4.4). Tres graves problemas se presentaban con esta configuración: en primer lugar, que la producción de combustóleo era excesiva justo cuando, además, la demanda de este petrolífero empezaba a decaer, específicamente en la costa este de EU; en segundo lugar que el sistema de refinación estaba configurado para operar con crudos intermedios y ligeros, siendo que la mayor parte de los crudos producidos en el país eran pesados; por último, el exceso de plomo en las gasolinas por falta de octanaje derivado de una insuficiente capacidad de craqueo y reformación catalíticos (Boué, 1993).

Tabla 4.4.- Capacidad del Sistema de Refinación Venezolano en 1976. (mbd)

Refinerías	Destilación Atmosférica	Destilación de Vacío	Craqueo Catalítico	Reformación	Desulfurización
12	1449.7	461.5	69.6	18.9	312.6

Fuente: Elaboración propia con datos de Boué (1993).

Por lo tanto, Pdvsa además de cerrar 5 refinerías y fusionar otras dos, inició un ambicioso programa de inversiones en distintos proyectos que le permitieran: aumentar los rendimientos de gasolina disminuyendo los de combustóleo; reemplazar el uso de crudos ligeros e intermedios por pesados; disminuir la utilización de plomo al aumentar el octanaje; y mejorar la calidad del

⁶ Estas actividades eran llevadas a cabo por dos subsidiarias de Nioc: la *National Petrochemical Company* (NPC); y la *National Iranian Gas Company* (NIGC). Mientras que la operaciones de refinación eran realizadas, mediante el acuerdo de 1954 con el IOP, por la *Iranian Refining Company* que administraba los activos propiedad de la Nioc y que fungía oficialmente como contratista de esta empresa (Jones, 1991c).

⁷ En el caso del combustóleo, el problema intentó resolverse con la introducción de una mayor oferta de gas natural (Megateli, 1980).

combustóleo. Para 1982, Pdvsa había logrado aumentar su producción de gasolina de 17 a 77 mbd, reducir la cantidad de plomo a un tercio y disminuir la cantidad de combustóleo residual a la mitad.

Otros Objetivos de las CPNs

Irán.- Desarrollar una flota de buquetanques a través de una subsidiaria: En 1971, la Nioc a través de su subsidiaria la *National Iranian Oil Tanker Company*, comenzó a desarrollar una flota de tanques, y para 1974 ya contaba con cuatro buque tanques transoceánicos. A principios de los noventa, la NIOC operaba a través de su subsidiaria la tercera flota más grande del mundo con capacidad de 5.55 millones de toneladas de carga (Jones, 1991c)

El Caso de Sonatrach

Tras su independencia de Francia en 1962, la economía de Argelia tenía las características atribuibles a los países subdesarrollados recién independizados. La agricultura dominaba la economía tanto como principal actividad laboral, como en la balanza comercial. Mientras que la incipiente industria era esencialmente extractiva. Esta estructura económica comenzó a cambiar, a principios de los setenta, con la implementación del primer Plan de Cuatro Años, cuyo objetivo principal era el de crear una importante industria pesada que sustentara la completa industrialización del país. Entre 1967 y 1978 se invirtieron 300 mil millones de dinares (alrededor de 70 mil millones de dólares) y se generaron 1.1 millones de empleos, los cuales bajaron la tasa de desempleo de 25% a 19% entre la población activa. Los dos planes cuaternales de 1970-73 y 1974-77 crearon una importante base industrial en las áreas de hidrocarburos, química, petroquímica, construcción, mecánica, siderurgia, y electrónica. Sin embargo, las inversiones se orientaron principalmente a la petroquímica y a los materiales de construcción, ignorando a los bienes de consumo, lo que eventualmente generó un grave problema de dependencia en las importaciones de estos bienes.

Entre los principales objetivos nacionales encomendados a Sonatrach se destacan los siguientes: 1) la formación de capital y la generación de divisas a través de una política de precios en el marco de la OPEP; y 2) la reactivación y aceleración de la exploración con el objetivo de incrementar las reservas nacionales. Posteriormente, y en la medida que la empresa se consolidaba, Sonatrach se planteó las metas: 3) de desarrollar su importante potencial gasero; y 4) de aumentar su capacidad de refinación con el fin de reducir la cantidad de crudo exportado y aumentar el valor agregado de sus productos comercializados (Megateli, 1980; Seymour, 1991a, Olorunfemi and Knöbl, 1993; Addi, 1996).

Objetivo 1.- 1969 y 1970 fueron los últimos años completos de operación de las compañías extranjeras y los ingresos petroleros por exportación promediaron, entonces, cerca de 630 millones de dólares anuales. En 1971 y 1972, antes del primer shock petrolero, estos promediaron 812 millones de dólares, lo que representó un aumento cercano al 30%; y durante la década de los setenta, el valor de las exportaciones petroleras promedió 3836 millones de dólares, es decir 6 veces más.

Objetivo 2.- Se mencionó anteriormente que Sonatrach se creó en 1963, pero no fue hasta 1971, mediante la nacionalización, que tomó el control de las operaciones petroleras en Argelia. De 1971 a 1997, el nivel de reservas probadas aumentó de alrededor de 7000 Mb a 10042 Mb, al

tiempo en que en el mismo periodo se produjeron un total de 8115 Mb lo que da un total de nuevos descubrimientos cercano a 11.2 mMb, que representa un aumento del 160%.

Objetivo 3.- El caso del desarrollo de la industria gasera es muy importante ya que Argelia siempre había contado con uno de los volúmenes de reservas de gas natural más importante del mundo, sin embargo, las multinacionales no habían demostrado un interés real en desarrollar este potencial. A principios de los setenta, la producción anual de Argelia promediaba alrededor de 4600 Mpc. Mediante una importante serie de proyectos de explotación de sus grandes yacimientos, Sonatrach logró triplicar ese volumen para 1979, quintuplicarlo para 1982, octuplicarlo para 1983, 10 veces para 1989, 14 para 1995 y 16 para 1997.

Objetivo 4.- Al observar las estadísticas de *upstream* y *downstream* de Sonatrach (PIW, 1998; OPEC, 1997), se pueden encontrar algunas tendencias hasta 1996: su indicador de desbalance es de 68.3, mientras que la cantidad de su petróleo suelto es de 916 mbd⁸. Estas cifras la colocan como una empresa sesgada hacia la producción, pero es interesante notar el gran esfuerzo realizado por Sonatrach para equilibrar su industria petrolera, ya que en 1977 el indicador de desbalance era de 92.3 mientras que su cantidad de crudo suelto era de 1.064 Mbd. Es decir, disminuyó la cantidad de crudo no procesado en 14% (148 mbd), al tiempo que aumentó su producción de refinados en 385% (341 mbd). Se puede considerar entonces, que se cumplió el objetivo 4, ya que se disminuyó la dependencia en los ingresos por mera exportación de crudo al aumentar de manera dramática la producción y exportación de refinados.

Un ejemplo de los beneficios que el cumplimiento de este objetivo trajo para Argelia, es que a pesar de que en términos reales el precio del crudo disminuyó de 9.10 a 5.61 dólares por barril, en el periodo 1977-1996 (OPEC; 1997), los ingresos por exportaciones petroleras aumentaron en 3602 millones de dólares (65% para el mismo periodo). O lo que es lo mismo, de haber mantenido en su canasta de productos de exportación únicamente al petróleo crudo soslayando la exportación de refinados, los ingresos de Argelia hubieran disminuido considerablemente e inclusive retrocedido en términos reales.

El Crecimiento como Indicador de la Competitividad

Se mencionó anteriormente que, pese a sus diferencias, existe una lógica económica común entre las empresas, y que es la búsqueda combinada de la utilidad y el crecimiento. La información sobre las utilidades de las CPNs no es muy amplia ni específica, pero las estadísticas sobre crecimiento si pueden ofrecer material de análisis.

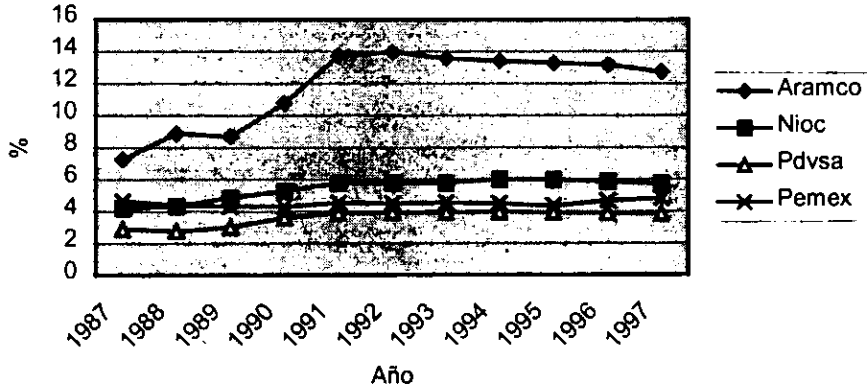
El crecimiento se puede medir por el aumento en el total de las actividades y en la parte correspondiente del mercado. Existen cuatro actividades fundamentales dentro de la industria petrolera: producción de crudo, producción de gas, refinación, y exportaciones de productos petroleros. La tendencia en el comportamiento del crecimiento de estas operaciones durante el periodo 1887-1997 en Saudi Aramco, Nioc, Pdvsa, y Pemex se pueden observar a continuación:

En el caso de Saudi Aramco, su producción de crudo aumentó de 4 a 8 mbd, mientras que su parte del mercado mundial creció constantemente de 7 a cerca del 13%. Nioc aumentó su

⁸ El petróleo suelto es la diferencia entre el petróleo producido y el petróleo procesado, mientras que el índice de desbalance es esta misma diferencia entre el petróleo producido o el petróleo procesado. Se usa como denominador al número mayor, y un valor positivo del cociente indica que se tiene un desbalance hacia la producción, mientras que un valor negativo indica un desbalance hacia la refinación. (Luciani, 1995).

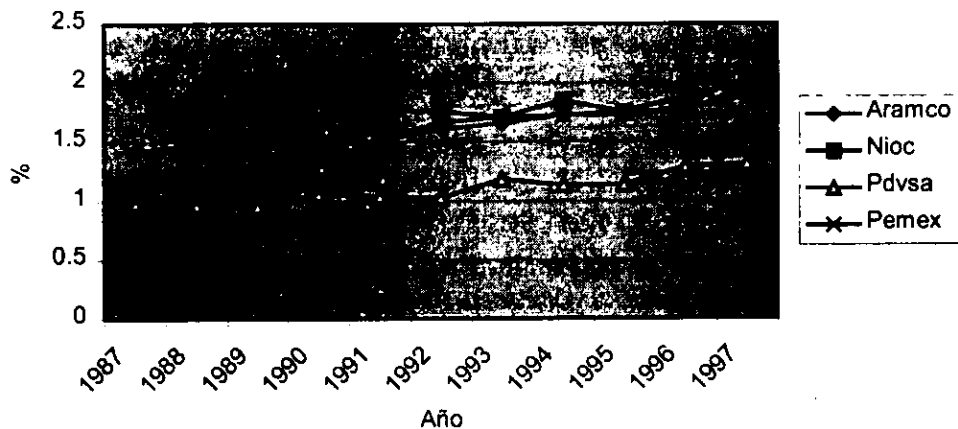
producción de crudo de 2.3 a 3.6 Mbd al tiempo que también aumentó su parte del mercado de 4 a casi 6%. Por su parte, Pdvsa logró aumentar su producción en cerca de 900 mbd y su porcentaje sobre el total mundial en 1%. Así mismo, aunque en menor grado, Pemex pudo aumentar su producción y su parte del mercado en cerca de 500 mbd y 0.2% respectivamente (Figura 4.6).

Figura 4.6- Porcentaje de la Producción Mundial de Crudo en el Periodo 1987-1997.



En cuanto al gas natural, Saudi Aramco logró un incremento de 60% en su producción y de 0.5% en su parte del mercado mundial. Nioc realizó un importante aumento de su producción en más de 180%, con lo que subió de 0.8 a 2% sobre el total mundial. Pdvsa incrementó su producción en 63% y su parte del mercado en 0.4%. Pemex también creció, aunque comparativamente menos, ya que elevó su producción en poco menos del 30% y su parte del total en sólo 0.1% (Figura 4.7).

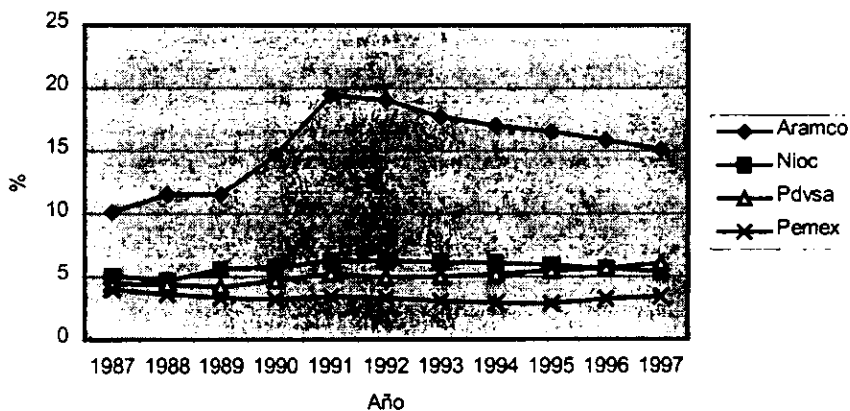
Figura 4.7.- Porcentaje de la Producción Mundial de Gas Natural en el Periodo 1987-1997.



Respecto a las exportaciones, Saudi Aramco las incrementó en 120%, con lo que también aumentó en cerca de 5% su parte sobre el total mundial. Nioc aumentó en alrededor de 1 Mbd y 0.4% sus exportaciones y proporción respectivamente. Pdvsa duplicó su volumen de exportación lo

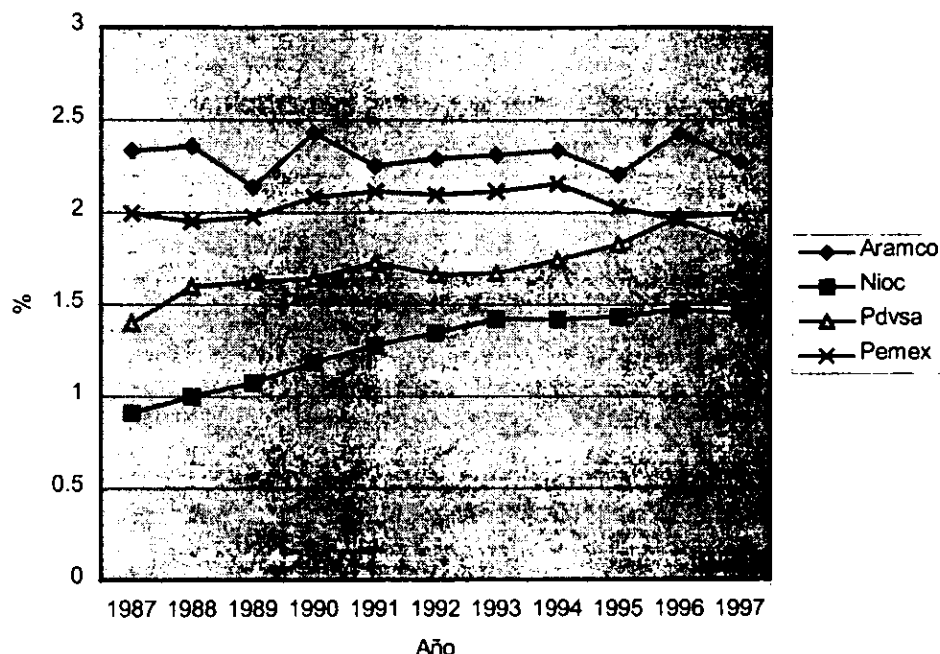
que le representó acrecentar su parte del mercado en más de 1.5%. Pemex también aumento sus exportaciones en alrededor de 400 mbd, sin embargo, redujo su parte del mercado en casi 0.6% (Figura 4.8).

Figura 4.8.- Porcentaje del Total Mundial de Exportaciones de Petróleo en el Periodo 1987-1997.



Finalmente, en cuanto a la producción de refinados, Saudi Aramco aumentó su producción en 200 mbd aunque mantuvo su proporción del mercado constante. Nioc incrementó su producción en 90% y su parte del mercado en casi 0.6%. Pdvsa también aumentó su parte del mercado en 0.6% con un incremento en su producción de más de 550 mbd. Pemex sólo aumentó su producción en 90 mbd, por lo que sufrió una pequeña reducción de 0.1% sobre su parte del total mundial (Figura 4.9).

Figura 4.9.- Porcentaje de la Producción Mundial de Petrolíferos en el Periodo 1987-1997.



Se observa en todos los casos analizados que ha habido un crecimiento (Tabla 4.5); y según Chevalier (1997), existe una relación entre utilidad y crecimiento: la inversión es un vector de crecimiento que genera nuevas utilidades que permiten financiar un nuevo crecimiento. Esta búsqueda de utilidad y crecimiento implica que, dentro de la empresa, hay voluntad para movilizar todas las ventajas comparativas de las cuales se puede disponer con respecto a la competencia; es decir, refleja la voluntad de maximización del valor de la empresa.

Compañía	Producción de Crudo	Producción de Gas	Exportaciones	Producción de Refinados
Saudi Aramco	102 (5.5)	62 (0.5)	120 (5.0)	12 (-0.1)
Nioc	57 (1.5)	184 (1.1)	57 (0.3)	87 (0.5)
Pdvsa	53 (1.2)	63 (0.3)	103 (1.6)	67 (0.6)
Pemex	19 (0.2)	28 (0.9)	48 (0.6)	8 (-0.2)

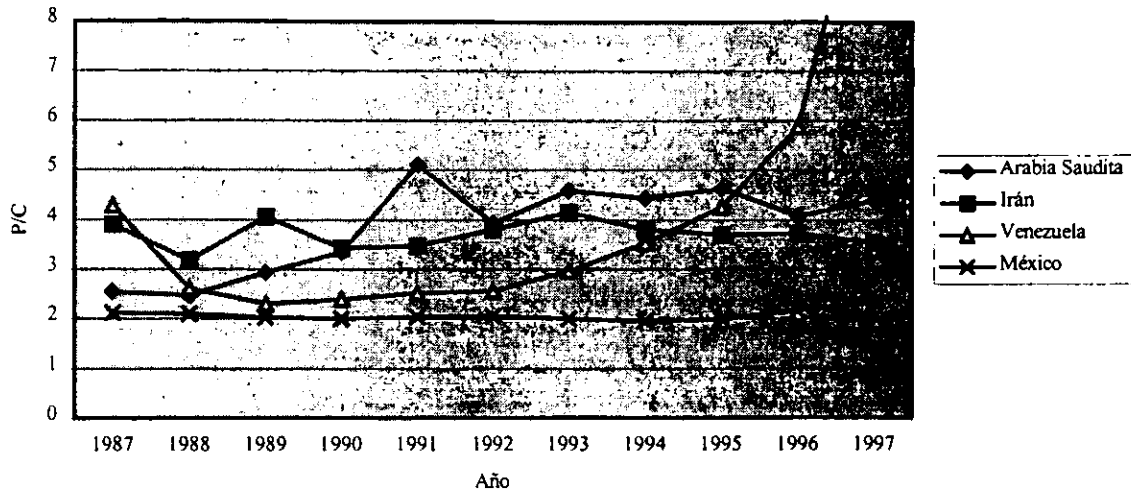
Fuente: Elaboración propia con datos de OPEC (1998) y Pemex (1999b).

Competitividad del Sector Petrolero

Angelier (1997), define a la competitividad de una industria o empresa nacional, como su capacidad de mantener o aumentar sus partes en los mercados nacionales y extranjeros. El primer indicador que se puede medir es la tasa de cobertura o relación entre la producción y el consumo interno de un país. Se aprecia en la Figura 4.10 que en cuanto al petróleo crudo, todos los países han mantenido o aumentado esta relación. Mientras que con respecto a la producción de petrolíferos

(Figura 4.11), también se observa algo similar, aunque con un retroceso más o menos constante de México.

Figura 4.10.- Relación entre Producción y el Consumo Interno de Crudo en el Periodo 1987-1997



Otro indicador que mide la competitividad según Angelier (1997), es la tasa de exportación o relación entre las exportaciones y la producción. En la Figura 4.12 se observa que Irán se ha mantenido constante y que Arabia Saudita, México y Venezuela han incrementado esta relación. Mientras que con respecto a los petrolíferos, con la excepción de México, todos los otros países incrementaron su competitividad en este rubro (Figura 4.13).

Figura 4.11.- Relación entre la Producción y Consumo de Petrolíferos en el Periodo 1987-1997

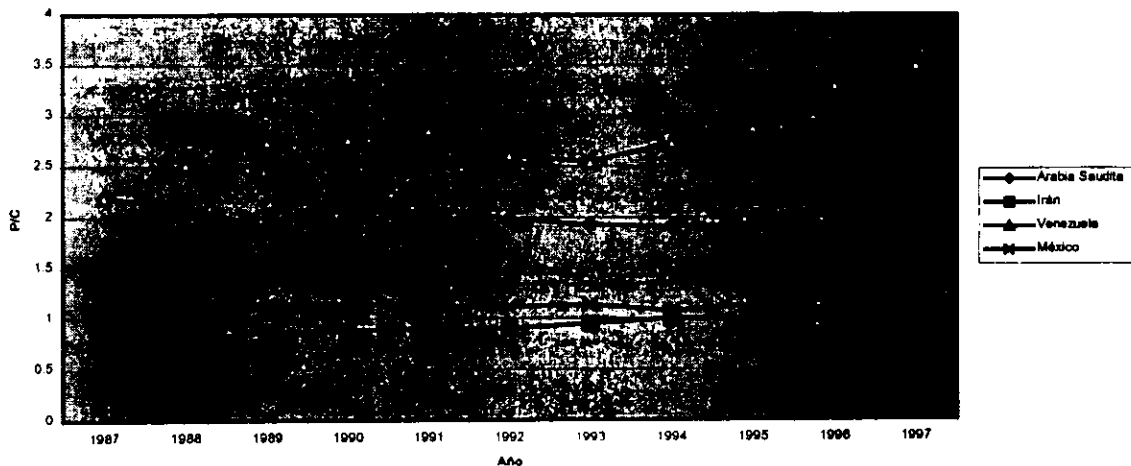


Figura 4.12.-Relación entre las Exportaciones y la Producción de Crudo en el Periodo 1987-1997

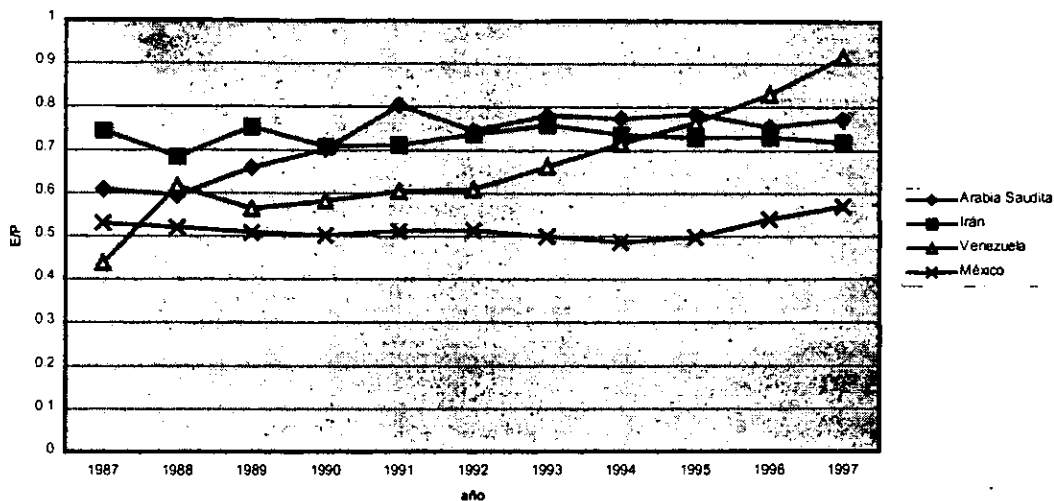
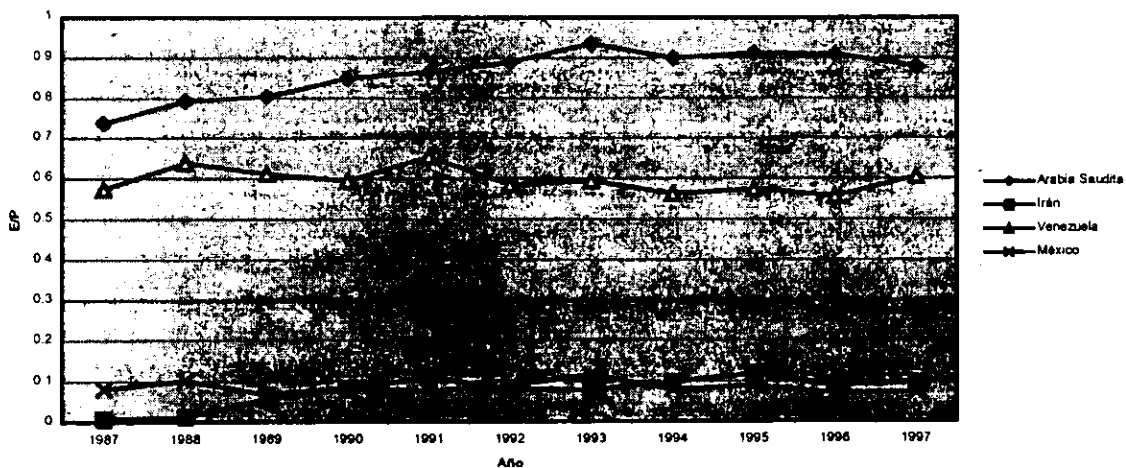


Figura 4.13.- Relación entre las Exportaciones y la Producción de Petrolíferos en el Periodo 1987-1997



Finalmente y a manera de comparación se puede observar en la Tabla 4.6, que la tasa de cobertura y de exportación de Arabia Saudita, Irán, México y Venezuela es mayor que la de los otros países productores, algunos con CPNs pero no con las mismas características operativas, lo que indudablemente les representa una ventaja comparativa a sus respectivas economías.

Tabla 4.6.- Tasa de Cobertura y de Tasa de Exportación de Petróleo Crudo de Algunos Países en 1997.

	P/C de Crudo	E/C de Crudo
Venezuela	6.81	0.83
Arabia Saudita	4.39	0.77
Irán	3.55	0.72
México	2.32	0.57
Argentina	1.63	n.
Rusia	1.52	0.46
Gran Bretaña	1.38	n.
Canadá	0.95	0.59
China	0.81	0
Australia	0.71	n.
Brasil	0.45	0
Estados Unidos	0.34	0.01
Fuente: Elaboración Propia		

Conclusiones del Capítulo

Uno de los objetivos principales que históricamente le han sido asignados a las CPNs, es el constante aumento de la plataforma de producción de crudo. En primer lugar, por la necesidad de sostener el creciente desarrollo nacional, pero también y probablemente de manera más importante, para aumentar los ingresos nacionales por las ventas de este insumo. De alguna manera, y sobre todo cuando las empresas tienen poca autonomía financiera, se corre el riesgo que por aumentar la producción se mermen los niveles de reservas. Saudi Aramco, Nioc y Pdvsa han logrado aumentar la producción, y al mismo tiempo acrecentar sus reservas, incluso mejorando la relación de crudos ligeros de mayor valor. Durante parte de los noventa, Pemex, como respuesta a las políticas y restricciones presupuestarias impuestas por el gobierno federal, ha debido privilegiar la producción de hidrocarburos, descuidando las inversiones en exploración, con el efecto de una reducción importante en las reservas de petróleo.

En el caso de la satisfacción de la demanda interna de petrolíferos, se ha mostrado que Saudi Aramco, y Pdvsa no sólo lo han logrado, sino que, incluso, han comenzado una expansión hacia otros mercados consumidores de petrolíferos. Nioc, por su parte, también ha cumplido esta misión, a pesar de haber tenido que reconstruir una buena parte de las instalaciones perdidas durante el conflicto armado contra Irak. Sin embargo, la excepción es Pemex, que debido al importante aumento en la demanda de gasolinas ecológicas en México, y a la falta de inversiones en la modernización de la configuración de su sistema de refinación, ha tenido que realizar importaciones crecientes de gasolina con la respectiva pérdida de divisas petroleras, incumpliendo así uno de sus objetivos nacionales.

Así mismo, se mostró como Nioc ha logrado consolidar la tercera flota de buquetanques más importante del mundo. Mientras que al analizar el caso particular de Sonatrach de Argelia, también se mostró como ha podido: incrementar la formación de capital y la generación de divisas; reactivar y acelerar la exploración, incrementando sus reservas de hidrocarburos tras la nacionalización; desarrollar su importante potencial gasero; y aumentar su capacidad de refinación con el fin de reducir la cantidad de crudo exportado y aumentar el valor agregado de sus productos comercializados.

Con respecto al crecimiento de sus actividades se mostró que la producción de petróleo y su parte sobre el mercado mundial de Saudi Aramco, Nioc, Pdvsa y Pemex creció durante el periodo

1987-1997 para las cuatro empresas analizadas, siendo particularmente importantes los incrementos de 100 y 6 % respectivamente de Saudi Aramco, y de 60 y 2 % respectivamente de Nioc.

En cuanto al incremento de sus operaciones gaseras, también se mostró que existió un incremento en la producción y la parte del mercado mundial para las cuatro empresas, destacándose Nioc que casi duplicó su producción y aumento su parte del mercado en más de 1%.

En el renglón de exportaciones, se observa que durante el periodo 1987-1997, todas las empresas lograron un importante incremento en el volumen, de entre 50% para Pemex y 120% para Saudi Aramco, al mismo tiempo que también lograron aumentar su parte del mercado.

En el caso de la producción de petrolíferos, se observa que las cuatro empresas incrementaron su volumen de producción, aunque solamente Nioc y Pdvsa con aumentos cercanos a 90 y 70% respectivamente, lograron aumentar su parte sobre el mercado mundial en alrededor de 1%.

Analizando la competitividad de toda la industria petrolera nacional, que en estos países coincide con la CPN. Se observa que la tasa de cobertura o relación entre la producción y el consumo interno de un país, se ha mantenido o aumentado en Arabia Saudita, Irán, México y Venezuela. Mientras que con respecto a la producción de petrolíferos, con la excepción de México, también se ha mantenido o incrementado.

Otro indicador que mide la competitividad, es la tasa de exportación o relación entre las exportaciones y la producción, y se puede observar que Irán se ha mantenido constante y que Arabia Saudita, México y Venezuela han incrementado esta relación. Mientras que con respecto a los petrolíferos, con la excepción de México, esta tasa ha crecido, por lo que estos países incrementaron su competitividad.

Al comparar las tasas de cobertura y de exportación de Arabia Saudita, Irán, México y Venezuela con las de otros países productores sin CPNs de iguales características, se muestra que los primeros presentan mejores indicadores, lo que les genera una ventaja comparativa dentro de sus respectivas economías.

Se presentaron, en este capítulo, diversos indicadores que muestran que las CPNs han cumplido los objetivos que el Estado le plantea, y que además contribuyen a la competitividad del sector petrolero nacional. En el siguiente capítulo se abordará el caso del sector *upstream* y la apertura dentro de los países productores, así como la estrategia de integración vertical que ha caracterizado a la mayoría de las CPNs durante los noventa.

Capítulo 5

Las Estrategias de Adaptación al Nuevo Contexto Petrolero

“Las más exitosas CPNs son aquellas que son flexibles, adaptables y libres de una excesiva interferencia gubernamental”

Jefe Michael A. Olorunfemi¹

En este capítulo se analizan las principales consecuencias que el nuevo contexto petrolero internacional ha tenido sobre las actividades tradicionales de la industria, y como han repercutido en la apertura de algunas actividades petroleras. La hipótesis es que debido a su importancia económica y política, los Estados no pueden prescindir del rol de las CPNs; por lo que no es factible que éstas pueden desaparecer, pero si han intentado adaptarse a las nuevas condiciones de la industria petrolera internacional y la mayoría ha logrado consolidarse.

También se discuten las estrategias implementadas por algunas de las CPNs de estudio para intentar adaptarse a los nuevos cambios, y se presenta una discusión de ventajas y desventajas. La hipótesis principal de esta sección es que las CPNs han realizado importantes inversiones con el fin de realizar una mayor integración vertical de su empresa, lo que indica que estas empresas se están consolidando.

Se inicia con un recuento de la crisis de los años ochenta derivada de la caída de los precios del petróleo; a continuación se presenta como, a partir de los noventa, y en respuesta a las nuevas condiciones de la industria petrolera internacional, algunas compañías petroleras nacionales de países exportadores de petróleo, han comenzado a establecer novedosas formas de cooperación con otras compañías petroleras internacionales, así como una diversificación de sus actividades hacia la refinación y comercialización, en una estrategia de integración vertical.

La Crisis de los Ochenta

Tras la caída de los precios del crudo, a mediados de los años ochenta, la mayoría de los países exportadores de petróleo se sumergieron en una profunda crisis financiera. Algunos de estos países, utilizando sus ingresos petroleros como garantía, se habían endeudado durante los años anteriores al comenzar un sobre medido proyecto de crecimiento económico y social.

Sin embargo, ante factores como: la poca diversificación de sus economías; la mala administración pública; las enormes carencias sociales; y las fallidas estrategias de desarrollo implementadas; la mayoría de los países exportadores de petróleo fracasaron en sus proyectos económicos, por lo que tuvieron que enfrentar una importante carga financiera por servicio de la

¹ El Jefe Olorunfemi fue director del Secretariado de la OPEP y presidente de la NNPC. (Olorunfemi y Knobl, 1993).

deuda, aunada, muchas veces, a una balanza comercial desfavorable, y en un momento en el que sus ingresos petroleros disminuyeron dramáticamente en un mercado de precios bajos del petróleo.

Un ejemplo de lo anterior es Argelia, que con base en los recursos financieros derivados de sus exportaciones petroleras, decidió embarcarse en un agresivo programa de industrialización, con el que pretendía no sólo recuperar las inversiones realizadas, sino además encaminarse hacia otras fuentes de ingresos distintas a los hidrocarburos. De acuerdo a Addi (1995), entre 1967 y 1978, se invirtieron cerca de 70 mil millones de dólares en la economía nacional, generándose 1.1 millón de empleos y creándose una respetable base industrial en petroquímica, siderurgia, industrias de la construcción y mecánicas, electrónica y textil. Sin embargo, los resultados de los indicadores macroeconómicos fueron modestos; el PNB en el periodo creció de 8 a 22 mM de dólares, que es poco incremento considerando la cantidad de inversiones; además, las empresas estatales al no poder recuperar sus inversiones y cubrir sus gastos de operación comenzaron a generar una importante deuda pública. El déficit de estas empresas creció de 80 millones de dólares, en 1973, a cerca de 500 millones para 1978.

El problema fue que muchas industrias habían sido instaladas en ausencia de la infraestructura necesaria y mano de obra calificada, además de que el gobierno no pudo establecer un límite al endeudamiento público, y fue incapaz de promover la productividad y el aumento de calidad de sus productos. Por ello, el gobierno optó por realizar masivas importaciones de bienes de consumo, particularmente de alimentos, algunos de ellos subsidiados; éstos últimos representaron el 17% sobre el total de las importaciones entre 1967 y 1978, y crecieron de 150 millones de dólares entre 1967 y 1969 hasta 2000 millones de dólares en el periodo 1980-1984. Según Addi (1995), Argelia literalmente se comió sus recursos petroleros. Esta situación pudo mantenerse gracias a los abundantes ingresos petroleros, pero al caer el precio del petróleo a mediados de los ochenta, Argelia se sumergió en una profunda crisis. Su deuda externa creció de mil millones de dólares en 1970, a 25 mil millones para 1988; para principios de los noventa, el servicio de la deuda era de más de 8 mil millones de dólares al año, mientras que el total de los ingresos nacionales era de 10 a 12 mil millones, y la deuda total equivalía a tres años de ingresos por concepto de exportaciones.

El Derroche Energético

Otras situaciones que generaron problemas dentro de los planes de desarrollo que caracterizaron a los países productores en los años setenta fueron el alto nivel de los subsidios a los productos petroleros, y la baja eficiencia energética del país. Los precios de la energía en los países en desarrollo han estado influenciados por intereses socio-políticos. En este contexto, los gobiernos han utilizado al petróleo como un bien social, que les permita beneficiar a la mayor parte de la población y promover el desarrollo económico e industrial.

Un problema del subsidio simple es que generalmente estimula la demanda interna, lo que reduce los volúmenes disponibles para exportación, situación que a su vez, disminuye los ingresos de divisas necesarias para financiar las inversiones en el desarrollo. Así mismo, se da un impacto en las finanzas públicas debido a la disminución en las exportaciones, y en los ingresos perdidos por los subsidios, lo que genera un déficit fiscal y acumulación de deuda; eso sin tomar en cuenta que, en muchos casos, los subsidios benefician más a los grupos que menos lo necesitan (Birol et al, 1995).

Por otra parte, además de que la disponibilidad de combustibles baratos no promueve el uso eficiente de éstos, las industrias de los países en vías de desarrollo, por su nivel tecnológico relativamente atrasado, presentan un importante espacio para promover mejoras en la eficiencia

energética, incluso más que en los países industrializados, en donde ya se realizaron las medidas básicas que generan el mayor ahorro con la menor inversión. Por ejemplo, en los procesos de refinación las pérdidas podrían disminuirse desde un promedio de 5%, hasta el 0.5% que caracteriza el sistema de refinación de los países industrializados. Así mismo, en algunas plantas de generación eléctrica se puede reducir de 20 a 40% el uso de combustible por kilo watt- hora de electricidad generada en comparación a los países de la OECD, y las pérdidas de distribución y transmisión podrían reducirse hasta en más de 50%. Según Birol et al (1995), el ahorro por la eliminación de subsidios y el aumento de eficiencia energética transformado en ingresos adicionales puede representar hasta 11, 8, y 14% más para el año 2005 en Argelia, Irán y Nigeria respectivamente².

El Cambio ante las Nuevas Condiciones

Es así, que las CPNs de los países exportadores de petróleo, que durante los setenta habían sido capaces de autofinanciar la mayor parte de sus proyectos de inversión, tuvieron que postergar sus estrategias de desarrollo comercial y empresarial ante las urgentes necesidades económicas de sus respectivos estados, y la imposibilidad de asignar recursos propios o atraer inversión privada, esto último al no existir un marco legal que lo permitiera. Los países exportadores fracasaron, según Kemp (1992), al implementar políticas apropiadas que les permitieran coleccionar rentas hacia el Estado, y al mismo tiempo les permitiera mantener las inversiones en producción y exploración, y otras actividades de la industria..

A partir de la década de los noventa, y como respuesta a las nuevas condiciones de la industria petrolera internacional, algunas compañías petroleras nacionales de países exportadores de petróleo, han comenzado a establecer novedosas formas de cooperación con compañías privadas, nacionales y multinacionales. El acceso a las necesarias inversiones dentro de estos países, según Kemp (1992), dependerá tanto de las limitaciones internas del presupuesto, como del deseo político de algunos de los principales países productores en permitir la participación directa de compañías privadas

La posición de fuerza o debilidad que cada nación tiene al momento de negociar con las empresas privadas, depende, en buena medida, del grado de desarrollo de su industria petrolera nacional, y no tanto en el nivel de sus reservas o costos de producción bajos. En un marco de negociación equitativo, los acuerdos específicos negociados dependen de las necesidades concretas de cada país, de su situación financiera y de las restricciones políticas y sociales.

En las anteriores circunstancias cabe preguntarse lo siguiente: ¿Qué características rodean los nuevos acuerdos de cooperación en la industria petrolera internacional?, ¿Qué ventajas representan estos acuerdos para las compañías petroleras nacionales?, ¿Cuáles son algunas de las fuerzas y las debilidades de los países exportadores al atraer las inversiones privadas?

² Los mismos autores sugieren que el ingreso generado por el retiro de subsidios podría ser usado como un subsidio directo hacia los segmentos más pobres de la población; mientras que la reducción en el consumo interno puede ser ahorrada para el futuro, en lugar de incorporarla al mercado para evitar contribuir al aumento de la demanda y por ende a la caída del precio del petróleo.

Ante la nueva problemática que representó las nuevas condiciones del mercado con precios bajos, la intensa competencia, y la necesidad de incrementar la competitividad a través de inversiones en tecnología que permitiera la reducción de los costos de producción³, las CPNs comenzaron un proceso de reestructuración organizacional que les permitiera atenuar su falta de autofinanciamiento y su retraso tecnológico. Según Pinto (1994), esta reestructuración debería descansar sobre cuatro ejes: 1) un replanteamiento del régimen fiscal de la empresa que al menos, le permita aumentar su capacidad de autofinanciamiento; 2) una mejora en la administración de la CPN; 3) el establecimiento de acuerdos de cooperación con otras compañías petroleras internacionales; y 4) una diversificación de sus actividades hacia la refinación y comercialización.

En este capítulo se analizarán con mayor profundidad los últimos dos puntos. En primer lugar, se estudiarán algunos de los más recientes acuerdos sobre cooperación entre las compañías petroleras nacionales y las multinacionales, y se identificará la tendencia de las CPNs al respecto, y algunos de los beneficios que representan para el país dueño de los recursos.

De acuerdo a Olorunfemi y Knobl, (1993), algunas de las principales metas comunes de las CPNs son: aumentar la capacidad de producción en relación directa a sus reservas; ganar acceso al financiamiento de sus proyectos; aumentar la producción y la comercialización de gas natural; incrementar las oportunidades en sus mercados regionales; e intercambiar algunos de los beneficios que genera su fuerte posición en el sector *upstream* por otras ventajas que deriven de una mejor posición en su sector *downstream*. Por su parte, las compañías privadas tienen como objetivos principales al buscar una asociación con una CPN: remediar su escasez de petróleo crudo para de esta manera mejorar el desbalance en sus actividades integrales; sacar provecho de su posición tecnológica ventajosa; aumentar su posición de fuerza en el mercado, cuando se trata de empresas de reciente creación; por motivos defensivos; y para acrecentar los beneficios comunes.

Así mismo, se identificó anteriormente un proceso de reintegración vertical de la industria internacional, por lo que también se analizarán las estrategias de integración vertical que las CPNs han implementado recientemente. ¿qué significa que una CPNs se integre verticalmente?, ¿qué beneficios de derivan de esta posición?, ¿cuál ha sido la importancia que cada CPN ha dado a su propia integración? y ¿qué tanto éxito ha tenido?. En las siguientes páginas se realizará un análisis que genere el sustento de estas hipótesis y cuestionamientos. Se inicia por el caso del sector *upstream*.

Evolución y Tendencias de la Exploración y Producción de Hidrocarburos

Desde 1960, a partir de la creación de la OPEP y posteriormente de las nacionalizaciones llevadas a cabo en sus países miembros, durante las dos siguientes décadas, la mayoría de los países miembros de esta organización se convirtieron en baluartes del nacionalismo a ultranza, lo que llevó a detener dentro de sus fronteras, cualquier intento de las empresas extranjeras por ampliar sus operaciones. Además, los dos shocks petroleros de 1973 y 1979, que cuadruplicaron y triplicaron respectivamente el precio del petróleo, confirmaron la confianza de mantener una industria petrolera aislada de las tendencias económicas y tecnológicas del exterior.

³ Boussena (1993) demostró que cuando los precios del petróleo son elevados, éstos juegan un papel más importante que los costos al determinar el margen de beneficio de un barril, mientras que cuando los precios son bajos, la influencia de los costos es más determinante, por lo que las empresas sólo pueden intentar reducir sus costos para maximizar el surplus petrolero.

Sin embargo, debido a que las economías de estos países están petrolizadas, o lo que es lo mismo, su principal y en algunas ocasiones único producto de exportación es el petróleo, tienen que utilizar todos sus ingresos por concepto de ventas de hidrocarburos para financiar su desarrollo económico y social. Por ello, en épocas de precios bajos del crudo o en crisis económicas nacionales, históricamente han descuidado las inversiones en proyectos de exploración, producción y refinación. En particular, y a pesar de la importancia que representa para estos países la venta de crudo y gas, un aspecto común en algunos de ellos, es la falta de disponibilidad de recursos para invertir en su sector *upstream*.

Ante la globalización económica y la liberalización de los mercados de manera generalizada, los gobiernos de algunos de los países de la OPEP han comenzado a abandonar algunos de los aspectos ideológicos que motivaron la toma de control de las operaciones de sus industrias petroleras nacionales, por lo que han iniciado, en esta última década, un proceso de apertura de su sector petrolero. En palabras de Olorunfemi y Knobl, (1993), cualquier CPN que intente mantener la inercia de su actividad exploratoria debe enfrentar una competencia agresiva para atraer inversiones y tecnología. A continuación, se señalan las principales características de los acuerdos o contratos en el sector *upstream* y posteriormente se mostrarán cuales han sido los pasos que han seguido con el fin de atraer inversiones frescas, y algunos de los resultados logrados como consecuencia. De igual forma, se identificarán cuales naciones no han seguido esta tendencia.

Instrumentos Tradicionales de los Contratos de Exploración y Producción

Desde 1970, los gobiernos de los países productores han utilizado generalmente la fiscalización y la participación estatal como los únicos medios para recolectar las rentas económicas provenientes de la explotación de hidrocarburos. Pero, según Kemp (1992), en la mayoría de los casos, los tipos de instrumentos fiscales empleados no han sido suficientemente flexibles para reaccionar, de manera adecuada, a las grandes fluctuaciones en los precios del petróleo. En los países que han celebrado contratos de exploración y producción con otras empresas, se han presentado alguna de las siguientes modalidades: contratos de servicio; contratos de producción compartida; o concesiones.

Normalmente, el sistema de concesión incluye regalías sobre la producción, e impuestos sobre la renta de la empresa concesionaria. Las regalías presentan las siguientes ventajas: 1) los ingresos son inmediatos; 2) su cálculo es relativamente sencillo; 3) hay un bajo nivel de riesgo para el gobierno, ya que se comparte el riesgo en el precio pero no en los costos. La principal desventaja es que no está bien relacionado a las rentas económicas, lo que causa un serio problema en un ambiente de alta fluctuación de los precios del petróleo. Un precio alto del petróleo significa que una parte importante de las rentas se traspasa a los inversionistas, mientras que un precio bajo puede convertir algunos proyectos en poco económicos a los inversionistas, con lo que se puede propiciar un abandono prematuro del campo.

Algunos países han introducido las regalías de escala móvil con lo que se logra que las rentas sean una función del tamaño del campo, pero puesto que las rentas también son una función de los precios del petróleo y de los costos de explotación, este tipo de regalías no son sensibles a estas últimas variables. (Kemp, 1992)

Por su parte, el impuesto sobre la renta, al estar relacionado con las utilidades, causa menos problemas al desarrollo de campos. El ingreso es una función de la tasa nominal del impuesto y el ritmo del desarrollo del yacimiento. Sin embargo, aunque se puede asegurar que el

gobierno reciba parte de las rentas, según Kemp (1992) el impuesto sobre la renta no es un instrumento óptimo para alcanzar este objetivo, ya que este es generalmente una tasa fija. En un esquema dado, se podría dejar una parte alta a los inversionistas cuando los precios del petróleo son altos, mientras que en otro caso, se podría desincentivar el desarrollo petrolero con precios bajos.

Los contratos de producción compartida son una alternativa a las concesiones; el inversionista privado es un contratista pero incurre en los costos de producción y riesgos. El crudo producido es dividido en dos partes, una parte para recuperar los costos y la otra parte para generar utilidades. Este último, a su vez es dividido entre la empresa participante y el Estado, de manera general, a través de su CPN. Normalmente, se determina un límite en la proporción de la producción disponible para la recuperación de costos (del 40 al 50%), con lo cual se garantiza que el Estado reciba ingresos tempranos de su parte del crudo. En años recientes, se ha hecho un ajuste a la división del crudo de ganancia de forma tal que la proporción estatal aumente con la producción anual acumulada. Este arreglo produce un grado de flexibilidad que considera el tamaño del campo. Aunque este sistema aparentemente está relacionado totalmente a las utilidades, el techo en los costos de recuperación puede impactar de manera similar a como funciona el sistema de regalías, ya que cuando los precios del petróleo son bajos se presenta el caso que la recuperación de costos se da en un largo periodo, lo que a su vez provoca que la rentabilidad de algunos proyectos se cuestione por parte de los inversionistas, o que incluso se considere abandonar algunos campos prematuramente (Kemp, 1992).

Países con Apertura

Venezuela

El estatuto básico actual del petróleo se deriva de la Ley de Hidrocarburos de 1943, la cual, fue enmendada en 1955 y en 1967, y que rigió las operaciones de la industria petrolera hasta el 1º de enero de 1975, fecha en la que todas las concesiones a las compañías privadas fueron nacionalizadas. El 29 de agosto de 1975, se promulgó la Ley Orgánica que reserva al Estado la industria petrolera y el comercio de hidrocarburos.

A principios de 1993, se inició un proceso de apertura de algunas actividades petroleras. En primer lugar se formaron empresas conjuntas para la producción y procesamiento de crudo extra pesado, y en segundo lugar se invitó a compañías privadas a participar en contratos de servicio otorgados a Pdvsa, conocidos como Acuerdos para Servicios de Operación (OSA), los cuales, son aplicables en campos marginales existentes, pero que también presentan la posibilidad de realizar exploración adicional y sobre la cual no hay restricciones en los volúmenes de producción. Algunas de las características principales de este tipo de acuerdos son:

- El servicio a los pozos, el desarrollo, y todas las actividades son realizadas por el contratista bajo su propio riesgo, sin que Pdvsa realice algún tipo de participación en el proyecto.
- El contrato es por un período de 20 años, pero en caso de que no haya producción en los primeros tres años, Pdvsa puede cancelarlo.
- La producción será propiedad de Pdvsa quien pagará los impuestos y regalías correspondientes.

- Los costos y las comisiones serán recuperados por el contratista a través de “Comisiones de Operación” calculadas de acuerdo a una fórmula preestablecida durante la licitación y que depende principalmente de la producción recuperada. Adicionalmente, existe un incentivo, independiente de las comisiones, por cada barril producido por encima del nivel fijado por Pdvsa (WPA, 1997).

El 5 de julio de 1995, se dio un paso aún más decisivo hacia la apertura cuando el congreso venezolano aprobó la creación de empresas conjuntas con Pdvsa. Las principales características de estos acuerdos son:

- Las áreas o bloques licitados cubren áreas de 1100 a 2200 Km²
- El contrato abarca un primer periodo de exploración de 3 a 5 años, con una posible extensión de hasta 4 años más.
- Para desarrollar la producción se estableció un periodo de 20 años con una posible extensión de hasta 10 años, por lo que el periodo máximo del contrato es por 39 años.
- Las bases de los contratos incluyen tasas de impuestos sobre las utilidades de 67.7 % y regalías sobre producción de 16.7 %⁴
- El contratista realiza la exploración a sus costos y riesgo, pero Pdvsa, a través de alguna de sus filiales, tiene el derecho de adquirir una participación de hasta 35 % si el proyecto resulta ser comercial.
- La producción proveniente de las empresas conjuntas, será comercializada por la empresa conjunta en mercados internacionales.
- Pdvsa podrá solicitar a las compañías operadoras reducciones de la producción, como resultado de las cuotas fijadas por la OPEP

Evolución de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos

Como se mencionó, la liberalización del sector energético en Venezuela comenzó a principios de la década de los noventa, con la implementación de acuerdos de operación para la reactivación de campos marginales⁵ y la formación de alianzas estratégicas (o asociaciones estratégicas como se les conoce en Venezuela) para incrementar y mejorar la producción de crudo extra pesado y aceite bituminoso⁶ de la Cuenca de Orinoco cuyas reservas estimadas son de 270 mMb con densidades de 6° a 10° API, y a mediados de los noventa se estableció la posibilidad de realizar empresas conjuntas.

⁴ Las utilidades se calculan como ingresos- costos de operación- regalías- depreciación.

⁵ Los campos marginales son aquellos que han sido abandonados pues requieren una gran inversión en capital y la utilización de tecnología moderna como es el caso de los estudios sísmicos 3D. El programa de campos marginales tiene como finalidad lograr atraer inversiones que PDVSA no realizaría y que, además, una vez establecidos los proyectos, le permita obtener ingresos adicionales para financiar otros programas de la empresa.

⁶ El aceite bituminoso es utilizado para producir Orimulsión, la cual es ampliamente comercializado como combustible para calderas en instalaciones de Europa, Estados Unidos y el Lejano Oriente.

En 1995, Pdvsa dio a conocer un ambicioso programa con el cual pretendía expandir la producción de crudo y condensados de 2.74 Mbd a 5 Mbd para el año 2005 (un incremento de 82 % en 10 años).

El programa está basado principalmente en las tres áreas de inversión antes analizadas:

- El aumento de la producción de crudo ligero y medio mediante contratos con empresas conjuntas en la modalidad de ganancias compartidas;
- La reactivación de campos marginales a través de Acuerdos para Servicios de Operación.
- El incremento de la producción de crudo extra pesado a través de la formación de asociaciones o alianzas estratégicas.

Desde 1993, después de dos licitaciones internacionales en las que se firmaron 14 contratos, dieciséis compañías y consorcios han estado trabajando en 13 áreas de campos marginales, logrando alcanzar una producción de 284 mbd y una capacidad de producción de 327 mbd en 1997 (un incremento en la producción de 254 mbd con respecto a los niveles registrada en 1994 de 30 mbd). Con nuevas y mayores inversiones, se espera que para el año 2000, la producción de estos campos sea de alrededor de 450 mbd.

Para la producción y mejoramiento de crudo pesado, en 1993, se aprobaron dos asociaciones estratégicas entre Maraven y compañías extranjeras, sin embargo, los contratos de estas dos alianzas fueron firmados hasta finales de 1995. La primera asociación aprobada por el Congreso fue con la compañía Conoco por 1,400 millones de dólares para procesar 120 mbd de crudo pesado de 9° API en la región Zuata de la Cuenca de Orinoco y producir 104 mbd de crudo sintético de 21° API para ser utilizados en la refinería de Lake Charles en Louisiana. La segunda alianza se firmó con las compañías Total, Statoil y Norsk Hidro, quienes procesarán 117 mbd de crudo pesado para producir crudo sintético de 31° API y exportarlo a Estados Unidos, Europa y el Lejano Oriente.

El plan para incrementar la producción a través de empresas conjuntas, dio inicio en julio de 1995, con la presentación en las ciudades de Caracas, Houston, Nueva York y Londres de diez áreas (Tabla 5.1) que se licitaron en septiembre del mismo año y se asignaron en enero de 1996. Los contratos cubren el desarrollo, la producción y la comercialización de crudos y el gas natural. Se calcula que el programa requerirá la inversión conjunta de Pdvsa y sus socios de 60,000 millones de dólares. Pdvsa estima que con la creación de empresas conjuntas para los campos licitados, la producción de crudo ligero y medio se podría elevar en 800 mbd para el año 2005, así mismo, se espera adicionar 40 mMb a sus reservas, la mayoría de los cuales serán ligero y medio, en contraste con el crudo pesado que tradicionalmente ha caracterizado a Venezuela.

A pesar de los altos impuestos estipulados en los contratos, más de 200 empresas se mostraron interesadas en el programa de Pdvsa, incluyendo a compañías multinacionales. Para protegerse de los posibles riesgos económicos y políticos del país, varias compañías formaron consorcios para participar en las licitaciones como el caso de BP y Amoco que se aliaron para poder participar conjunta o individualmente en las mencionadas licitaciones.

Los campos licitados, se encuentran localizados en áreas para las cuales Pdvsa no cuenta con recursos para explorarlos durante la próxima década. Las reservas estimadas en los diez campos son de 20,000 millones de barriles de crudo con densidades que variaran de 22° a 32° API.

Tabla 5.1.- Áreas Licitadas en Septiembre de 1995 bajo el Esquema de Ganancias Compartidas

CUENCA DE MARIACAIBO	CUENCA BARINAS APURE	CUENCA ORIENTAL
1 Catatumbo	3 Guanare	5 El Sombrero
2 La Ceiba	4 San Carlos	6 Guarapiche
		7 Golfo de Paria-Oeste
		8 Golfo de Paria-Este
		9 Punta Pescador
		10 Delta Centro

Fuente: Pdysa, (1999).

Durante la ronda de licitación, se recibieron 29 ofertas de un total de 44 empresas, asociadas en 23 consorcios para ocho áreas, quedando las de Catatumbo y El Sombrero sin asignar por considerarlos poco atractivos. En las 8 áreas ganadoras, hay una participación de 14 empresas de 8 países diferentes (Tabla 5.2) y se estima que se invertirán alrededor de 11,000 millones de dólares para desarrollarlas.

Tabla 5.2.- Consorcios Ganadores en la Licitación de Diez Áreas de Campos Marginales

Área	Consorcio
La Ceiba	Mobil* - Veba - Nippon
Golfo de Paria O	Duppont Conoco*
Guanare	Elf Aquitaine* - Duppont Conoco
Golfo de Paria E.	Enron Oil & Gas* - Inlectra
Guarapiche	BP* - Amoco - Maxus
San Carlos	Perez Companc*
Punta Pescador	Amoco*
Delta Centro	L.I. & I. Corp.* - Noreen - Benton

* *Compañía operadora*

Fuente: (Pdysa, 1999).

En materia de campos marginales, en junio de 1997 se llevó a cabo la tercera licitación de acuerdos para servicios de operación, en la cual se ofrecieron 20 campos con reservas estimadas de 3 mMb y que incluyen aproximadamente 3,000 pozos (de los cuales, sólo 700 están en operación), con una producción actual de 66 mbd. La meta es incrementar la producción de estos campos a 350 mbd para el año 2005.

Durante el proceso de licitación, se adjudicaron 17 de las 20 áreas ofrecidas. El área Cretácico Sur y Bachaquero S.O. no recibieron oferta. El consorcio ganador del área Mata fue descalificado, y se realizó un segundo acto de licitación.

Los 17 consorcios ganadores son provenientes de Estados Unidos, Inglaterra, China, Arabia Saudita, España, Noruega, Canadá, Argentina y Venezuela. Las áreas están ubicadas en los estados de Zulia, Falcón, Anzoátegui y Monagas, en el Lago de Maracaibo y costa afuera.

Las compañías o consorcios licitaron competitivamente a través de un pago en efectivo. El total recaudado sólo por este concepto fue de casi 2,081 millones de dólares. Los convenios tienen

una duración de 20 años e incluyen la realización de una serie de inversiones y la construcción de infraestructura.

Una de las características importantes de este proceso fue la activa participación del sector privado venezolano, el cual tuvo la oportunidad de licitar como operador en cinco campos reservados especialmente al capital local, pero de los cuales, compañías extranjeras pueden obtener hasta el 75 % de participación.

Se tenía planeado efectuar una cuarta licitación de campos marginales para 1998, sin embargo, los funcionarios venezolanos se inclinaron más por los contratos de ganancias compartidas, ya que los consideran más rentables. En la siguiente licitación de bloques para empresas conjuntas se espera se incluya bloques costa afuera. (Petroleum Economist, 1998)

Por otra parte, en 1997, se aprobaron otras dos asociaciones estratégicas: una entre Corpoven, ARCO, Texaco y Phillips con el objetivo de producir y mejorar 189 mbd de crudo extra pesado de 9° API del campo Hamaca, y otra entre Lagoven, Mobil y Veba Oil, para el proyecto Cerro Negro I, el cual contempla producir, mejorar, refinar y comercializar 120 mbd de crudo virgen extra pesado de la Faja del Orinoco.

Argelia

Después de lograr su independencia, Argelia heredó el Código del Petróleo del Sahara, promulgado en Francia por el Decreto del 22 de noviembre de 1958. El principal elemento de esa legislación fue el sistema de concesión. El 29 de julio de 1965 se concluyó el Acuerdo Franco-Argelino que permitía a Argelia una participación más efectiva en la explotación de sus recursos petroleros. En 1971, se procedió a la nacionalización de las compañías privadas y se puso a cargo a la compañía Sonatrach de las operaciones de su industria petrolera

El 19 de agosto de 1986, se promulgó la Ley 86-14, concerniente a la prospección, investigación, explotación y transportación de hidrocarburos en oleoductos, cuyo objetivo principal era permitir la participación extranjera, a través de contratos de producción compartida, contratos de servicio, o simple asociación minoritaria. Esta Ley fue enmendada y ampliada el 30 de noviembre de 1991 (Ley 91-21), con el fin de adecuar algunos artículos para incluir las actividades correspondientes a gas natural y el desarrollo de los campos petroleros existentes; así como hacerla más atractiva a los inversionistas. Las características principales de los contratos de producción compartida son:

- El contrato básico es por un periodo de 5 años para exploración y hasta 25 años para explotación⁷.
- La empresa adjudicada con el contrato corre con todos los costos y riesgos hasta que el proyecto se declare comercial, en cuyo caso Sonatrach tiene el derecho de participar con un interés de hasta 33% cubriendo la parte proporcional a los costos generados hasta el momento.

⁷ En 1994 se realizó una enmienda que da la autoridad a Sonatrach para extender indefinidamente estos periodos cuando, a su juicio, se justifiquen y convenga a sus intereses.

- Se paga un impuesto sobre explotación de hidrocarburos (ISR) que varía de 65 a 85%, y regalías de entre 12.5 y 20%.

Respecto a este último punto debe comentarse que desde 1986, se habían estipulado tres tasas de impuestos aplicables a zonas de creciente dificultad nombradas "N", "A" y "B". La tarifa mínima de derechos en cada zona se estableció en 20%, 16.25% y 12.50% respectivamente. Las zonas "A" y "B" en cuestión se definieron mediante decreto de la siguiente manera:

Zona A.- Incluye todos aquellos campos cuya explotación requiera de: recuperación secundaria, incluyendo el uso de bombeo neumático u otra técnica de bombeo, bajo la condición de que por lo menos el 50 % de la producción anual de esos campos sea obtenida por dichas técnicas; recuperación mejorada con inyección de agua o reinyección de gases miscibles.

Zona B.- Son aquellos campos en explotación que requieren el uso de recuperación mejorada por medio de la inyección de gases miscibles o la inyección de agua mejorada con tratamientos químicos.

Evolución de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos

Existen alrededor de 34 campos productores principales. Los principales están localizados en la zona centrorienta del país en Hassi Messaoud, y en Ain Amenas cerca de la frontera con Libia.

A finales de la década de los ochenta y principios de los noventa, Argelia firmó varios contratos de producción compartida con compañías internacionales como Agip, Anadarko, PetroCanada, y Total, sin embargo, las actividades de dichas compañías en la zona se iniciaron hasta la segunda mitad de 1993.

Los intensos trabajos de exploración iniciados en 1994, dieron como resultado el descubrimiento de ocho nuevos campo, de los cuales, cinco fueron realizados por compañías internacionales y tres por Sonatrach. Gracias a estos descubrimientos, Argelia incrementó sus reservas en aproximadamente 1900 Mb, colocándose éstas en 11.5 mil millones de barriles a principios de 1995, aunque oficialmente se reportaron alrededor de 10 mil millones. (OPEC, 1997).

En junio de 1995, la compañía Agip inició la producción extranjera de petróleo crudo en Argelia. Este acontecimiento marcó el final de 24 años de control estatal de la producción petrolera y el inicio de la expansión en la capacidad de producción.

A pesar de los conflictos civiles ocurridos en Argelia durante 1995, las actividades de exploración y producción se incrementaron con la participación de compañías extranjeras firmándose contratos de producción compartida con Cepsa, PetroCanada y Anadarko. Con la firma de estos contratos, Argelia buscó incrementar su producción de crudo en 80 mbd en éste año y en 160 mbd para 1996.

La exploración y producción de gas en Argelia tuvo un auge importante durante 1996. En enero, Sonatrach firmó el primer contrato de producción compartida de gas con la compañía British Petroleum. El programa de este contrato contempló la inversión de 3,500 millones de dólares en la región sureña de In-Salah para el desarrollo de siete campos conocidos y nuevas áreas de exploración. Las reservas probadas en esa zona son de 200,000 millones de m³ de gas. Se

invertirán inicialmente 100 millones de dólares para exploración en un periodo de tres años, así como 1,000 millones de dólares para la construcción de un gasoducto de 220 km. La producción alcanzará 10,000 millones de m³ por año a partir del 2002. BP financiará el 65 % de los costos de desarrollo y se quedará con la tercera parte de las ganancias.

En febrero del mismo año, las compañías Total y Repsol, firmaron un contrato de producción compartida por 850 millones de dólares para desarrollar el campo de gas Tin Fouye Tabankort, el cual tiene una extensión de 900 km² y reservas estimadas de 1,000 Mbpe. El contrato incluye la construcción de una infraestructura para separar GLP y condensados. La producción debía iniciar en 1999, abarcando un periodo de 20 años, durante los cuales se estima se producirán en promedio 18 millones de m³ al día de gas seco, 700,000 toneladas de LPG al año, así como 1 millón de toneladas anuales de condensados. Sonatrach y Total financiarán cada uno el 35 % del proyecto, en tanto que Repsol financiará el 30 % restante.

En materia de petróleo crudo, las compañías con las que Sonatrach firmó contratos de producción compartida, duplicaron y en algunos casos triplicaron su producción. Por otra parte, destaca la participación de la compañía rusa Lukoil en contratos de producción compartida, la cual ha manifestado un alto interés por incursionar en proyectos de desarrollo en el norte de Africa.

Los resultados positivos observados durante 1995 y 1996, así como los precios altos de los hidrocarburos, trajeron como resultado un mayor programa de inversiones en Argelia en 1997. Sonatrach, a través de las empresas conjuntas formadas con sus socios extranjeros, planean invertir 19,300 millones de dólares en desarrollos de energía para el año 2001. Del total de esa inversión, 62 % será destinado para el desarrollo de nuevos campos y 14 % para proyectos de exploración.

Como un ejemplo de estas inversiones, la compañía Anadarko presentó un ambicioso programa de exploración para perforar 150 pozos con una inversión de alrededor de 2,500 millones de dólares para producir 30 mbd para el año 2000.

Al igual que otros países miembros de la OPEP, Argelia incrementó su producción de crudo en 1995 y 1996. La participación de las compañías extranjeras ha sido destacada, ya que en tan sólo dos años, producen el 10 % de la producción total (Sonatrach produce 760 mbd de los 850 mbd reportados en 1997).

Nigeria

El Decreto del Petróleo No. 51 de 1969, estableció el esquema regulador para la industria petrolera, en él, se incluyen las Regulaciones del petróleo de 1969 (Perforación y Producción). El Impuesto por Utilidades del Petróleo, decretado en 1959, contiene las principales condiciones fiscales, y ha sido enmendado en 1967, 1970, 1973 y 1979.

Los impuestos por ingreso a las compañías petroleras en operación son: 1) El impuesto por utilidades del petróleo; 2) La sobretasa que se aplica de acuerdo con lo anterior; y 3) El Impuesto por Beneficios al Capital. Las tasas son de un 65.75% sobre las utilidades de las compañías petroleras mientras éstas estén amortizando los costos previos a la producción, después de este periodo, la tasa de impuestos es del 85%.

En 1992, NNPC anunció que firmaría contratos de producción compartida con compañías privadas, para tal efecto, se emitió un modelo de contrato en 1993. Esto marcó un gran cambio en la política de Nigeria, quien había limitado la exploración y producción para compañías que

trabajarán en asociación con NNPC en un esquema de participación 40% a 60%.

El área máxima de las licencias de exploración petrolera es de 5,000 millas². Para la exploración, el área es de 1,000 millas² y para la explotación se arriendan 500 millas².

Los arrendatarios y los que tienen licencias de prospección deben comprometerse a reclutar y adiestrar a trabajadores nigerianos. Las regulaciones imponen como requerimiento de perforación que el primer pozo se perfora dentro de los primeros 18 meses después de haber firmado el acuerdo, y después de eso, un promedio anual de perforación de un pozo.

El derecho por la producción de petróleo en tierra firme es del 20%; en las costas donde la profundidad del agua es menor de cien metros es de 18.5%; y en las costas que van más allá de los cien metros y menos de 200 es del 16.67%; 12% entre 201 y 500 metros; 8% de 501 a 800 metros; 4% de 801 a mil metros y cero cuando sea más allá de mil metros.

La duración de los contratos de producción compartida es la siguiente: para las áreas de costa afuera con una profundidad mayor que 100 metros es de 3 años más un periodo renovable de 1 año; para las áreas en tierra es de 4 años más un periodo renovable de 2 años.

Las primas por contrato son: para áreas de la costa con una profundidad mayor de 100 metros es de 500,000 dólares; para las áreas costeras poco profundas es de 750,000 dólares; para las áreas en tierra es: en la Cuenca de Anambra: 1,000,000 de dólares, en la Cuenca del Chad: 500,000 dólares y en otras áreas hasta un máximo de 500,000 dólares.

Las compañías privadas deben proveer los fondos necesarios para los costos de operación y llevar a cabo programas de trabajo y presupuestos, y tendrán el derecho de proceder con buena intención y exportar libremente y conservar las facturas de las ventas del petróleo crudo disponible para ello.

Además de los derechos y el costo del petróleo, las compañías tienen que pagar al estado (vía NNPC) un impuesto del petróleo del 50%. Se aplica un deducible a este impuesto del petróleo como un crédito al impuesto a la inversión a activos fijos.

Evolución de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos

En el primer trimestre de 1993, Nigeria asignó 14 bloques en aguas profundas bajo la modalidad de contratos de producción compartida con las siguientes compañías: cuatro bloques a la alianza de BP con Statoil; a Shell, Mobil, Elf y Agip dos bloques cada una; y a Exxon y Conoco un bloque cada una; Los tirantes de agua en esos bloques son de por lo menos 1,000 metros y las profundidades de los yacimientos son del orden de hasta 4,000 metros.

Sólo en dos partes del mundo se opera bajo estas condiciones, en Brasil y en el Golfo de México, por lo que se deduce que el interés por los campos nigerianos es muy grande. Como el reflejo de una tendencia global, apoyada por importantes avances tecnológicos, la actividad exploratoria en aguas profundas manifestó un auge a partir de 1995, sin embargo, no se espera producción de los 14 bloques asignados antes del año 2002, debido principalmente a la escasez de los equipos necesarios a nivel mundial. Según estimaciones de las compañías multinacionales, en 1995, sólo existían cuatro plataformas con las características necesarias para poder operar en la región, de tal manera que, para ese año, dos equipos trabajaron para cuatro compañías: Statoil, quien fue la primera en perforar un pozo en aguas profundas de Nigeria, Shell, Exxon y

Agip. De acuerdo con el programa, en 1996 se esperaba que las cuatro plataformas estuvieran trabajando en los nuevos bloques con Elf, Mobil y Conoco.

Desde 1994, Nigeria enfrentó serios problemas económicos y políticos que sumergieron a la industria petrolera en una recesión, por lo cual, muchos de los trabajos se tuvieron que diferir hasta un año, incluyendo la exploración en aguas profundas de los bloques asignados el año anterior. Para ilustrar el impacto que causó la crisis económica en el sector petrolero, basta mencionar que en 1993, había 45 plataformas de perforación trabajando en las costas de Nigeria y a finales de 1994 sólo 8 se encontraban operando.

A pesar de esta circunstancia, Nigeria siguió la tendencia de la mayoría de los países productores de petróleo, de incrementar la capacidad de producción y elevar las reservas, y dio a conocer, en 1995, planes para alcanzar una producción de 2.5 Mbd (un incremento más de 30 % sobre la producción registrada en 1994 de 1.9 Mbd) e incrementar sus reservas de 20,991 millones a 25,000 millones de barriles para 1999 (OPEC, 1997). El éxito de estos objetivos descansa en el financiamiento y la tecnología aplicada en seis grandes empresas conjuntas formadas con compañías operadoras extranjeras.

De acuerdo con los planes de las compañías multinacionales, la mayor parte del incremento de la producción provendría de los campos en tierra y de los ubicados en las partes bajas de las costas, destacándose los siguientes proyectos:

Las compañías Mobil y NNPC con 51 y 49 % de participación respectivamente, iniciaron un proyecto de 800 millones de dólares para desarrollar el campo costa afuera Oso, del cual se programó una producción de 50 mbd de condensados para 1998.

Con dos nuevos desarrollos, Chevron proyectó incrementar su producción para 1996 a 400 mbd. Al oeste de Nigeria, con la perforación de 12 pozos en el campo terrestre Benin River, planeó una producción pico de 30 mbd, al tiempo que desarrollaría campos pequeños y pronosticó que el campo Ewn comenzaría a producir 30 mbd para 1997.

En la región de Forcados, Shell inició la explotación de tres nuevos campos: El campo Tuno, del cual se esperaba una producción de 10 mbd a finales de 1995 y con los campos Kanbo y Ogbotobo, se espera una contribución de 80 mbd para 1998.

La compañía canadiense Abacan mediante una empresa conjunta formada con Ammi International (40 y 60 % de participación respectivamente) realizaron trabajos para producir 50 mbd en el campo costa afuera Ngo del Delta de Nigeria. Los planes de Abacan para 1996 fueron iniciar la perforación en concesiones cercanas con otras dos compañías privadas nigerianas: Yinka Folawiyo y Alfred James Petroleum.

A través de una empresa conjunta, de la cual Shell es la compañía operadora, se produce el equivalente a la mitad de la producción de 1994 de Nigeria. Las compañías que participan en ésta empresa son: NNPC, Shell, Elf y Agip (con 55, 30, 10 y 5 % de participación respectivamente).

El programa de expansión de la producción de las compañías multinacionales continuó durante 1996. Los planes de Mobil contemplaban producir 600 mbd a finales de dicho año y alcanzar una producción de 900 mbd para el año 2000. Se reiniciaron los trabajos en el campo marino Yoho y comenzaron la perforación en el bloque 221 de aguas profundas. La producción de campo Oso alcanzó los 110 mbd de condensado. También planearon para ese año el desarrollo del campo marino Usari.

Por su parte, Texaco formó una empresa conjunta con Chevron y NNPC (20, 20 y 60 % de participación respectivamente) para desarrollar el proyecto de gas y condensados Okubie. El proyecto está planeado en dos fases durante un periodo de cinco años. En la primera fase, se desarrollarán los campos North Apoi y Okubie en el bloque OML 86 y en la segunda fase el campo Pennington. Del desarrollo de este proyecto se espera una producción de 100 mbd de condensados.

En materia de aguas profundas, Shell anunció en marzo de 1996, el éxito de sus operaciones en el bloque 212, con la perforación del pozo Bonga 1 (en un tirante de agua de 1,020 m). La compañía no dio a conocer los resultados de las pruebas del pozo, ya que los bloques vecinos están disponibles para ser licitados, sin embargo, funcionarios de la compañía, han mencionado que existe "suficiente interés comercial en el área". Shell planeó la perforación de un segundo pozo para principios de 1998. Los participantes del proyecto Bonga son: Shell (55 %), Esso (20 %), Agip (12.5 %) y Elf (12.5 %). (Petroleum Economist, 1997)

El descubrimiento de Shell en aguas profundas despertó grandes expectativas sobre la zona, llegando a considerarla una nueva e importante provincia petrolera. Las compañías multinacionales intensificaron la exploración en dicha región, sin embargo, los altos costos de operación, obligaron a las compañías a suspender los trabajos de perforación a principios de 1997, excepto Shell, quien a través de su filial Senepco, estableció grandes planes para incorporar y desarrollar reservas en el área.

En el Bloque 210 de aguas profundas, se descubrió el campo Oyo, con la perforación del pozo Oyo 1 en un tirante de agua de 316 m. Los resultados de las pruebas de producción no se dieron a conocer, sin embargo, se estima que este nuevo descubrimiento, es menos exitoso que el realizado por Shell en el campo Bonga. Analistas independientes consideran que los altos costos de operación requeridos para este campo, harán que sea considerado como un campo marginal. Los participantes en este campo son: Statoil (20 %), BP (20 %), Allied Energy (57.5 %) y Camac (2.25 %).

Mobil y Amoco estiman haber gastado alrededor de 20 millones de dólares en los trabajos realizados en su bloque 221, donde tuvieron que abandonar su primer pozo perforado en el área. Agip suspendió la perforación en el bloque 316 para concentrar sus esfuerzos en estudios sísmicos de 3D. Elf dejó dos pozos inconclusos en los bloques 222 y 223.

Por otra parte, alentadas por el gobierno, las compañías locales están jugando un papel trascendente en el sector de exploración y producción de hidrocarburos nacional. Para acceder a capitales y a los avances tecnológicos, éstas están estableciendo alianzas con las multinacionales como Shell, Chevron y Mobil para desarrollar campos marginales. Nigeria posee 183 campos marginales con reservas recuperables de 2,300 millones de barriles (equivalentes al 13.6 % de sus reservas totales). Bajo estas alianzas, las multinacionales han encontrado la manera de penetrar en forma directa a la industria petrolera nigeriana, sin la necesidad de formar una empresa conjunta con el gobierno a través de NNPC.

En el último trimestre de 1997, las compañías Shell, Mobil, Chevron y Texaco anunciaron planes para invertir alrededor de 4,800 millones de dólares en 37 nuevos proyectos de exploración y producción en aguas someras y en tierra.

Elf planeaba gastar 1,700 millones de dólares en cuatro proyectos; más de la mitad se destinarían para el desarrollo del campo Amenam que contiene 800 millones de barriles de reserva. Los planes indican que el campo debería estar produciendo desde 1999. Para el proyecto de

gas Obite y para el mejoramiento de ductos y terminales se destinarán 400 y 417 millones de dólares respectivamente.

Shell ha propuesto al gobierno de Nigeria invertir 1,000 millones de dólares en 10 proyectos que incluyen: cuatro proyectos de gas (Odidi, Alakiri, Alscon y Belama) con un costo de 460 millones de dólares; 12 millones de dólares en la perforación de tres pozos en los campos Ogboboto, Odon y Gbetiokun; el mejoramiento de una plataforma y la terminal Bonny por 180 y 90 millones de dólares respectivamente.

Por su parte, Mobil ha indicado que planea gastar 1,500 millones de dólares, que incluyen 900 millones en plantas de Metanol y MTBE, así como 230 millones en el desarrollo del campo Yoho. Chevron invertiría 170 millones de dólares en la región, de los cuales, la tercera parte serán para el desarrollo del campo Oloye, en tanto que Agip y Texaco se propusieron gastar cada uno 145 millones de dólares durante 1998 y 1999.

Las cuantiosas inversiones hechas por las compañías extranjeras en Nigeria, les permitieron alcanzar niveles de producción de 2.263 Mbd en 1997 (19% más de la producción lograda en 1994). Dicha producción está dominada principalmente por seis compañías: Shell, Mobil, Chevron, Agip, Elf y Texaco; quienes producen casi el 97 % de la misma (Tabla 5.3)

Tabla 5.3.- Producción Petrolera de las Compañías Extranjeras que Operaban en Nigeria en 1997 (mbd)

Compañía	Prod.	Compañía	Prod.
Shell	950	Ammi International	20
Mobil	480*	Consolidate Oil	15
Chevron	412	Agip Energy	10
Agip	150	NPDC	7
Elf	120	Pan Ocean	4
Texaco	74	Dubco Oil	1
Ashland	20	Orinoco Oil	2063

** más 110 mbd de condensados*

Fuente: Weekly Petroleum Review, 25 de agosto de 1997.

A pesar de los pocos resultados obtenidos por la mayoría de los operadores en aguas profundas, en 1998, las multinacionales anunciaron planes para invertir alrededor de 300 millones de dólares en exploración en esa zona. El plan contemplaba la perforación de por lo menos 10 pozos en ese año.

La alianza formada entre Mobil y Amoco, esperaban invertir 35 millones de dólares en la perforación y evaluación del bloque 221. Exxon y Elf, quienes operan los bloques 220 y 309, planean un desembolso de 30 y 25 millones de dólares respectivamente.

Con la caída de los precios internacionales del petróleo, el desarrollo de los campos en aguas profundas se vislumbra difícil, ya que bajo las condiciones prevalecientes en la primera mitad de 1997, se estimaba que la perforación de un pozo, incluyendo los estudios sísmicos 3D, fácilmente podría alcanzar un costo de 50 millones de dólares y que la perforación de un segundo pozo elevaría la cifra a 80 millones de dólares.

De acuerdo con estudios llevados a cabo por la Gerencia de Planeación de la compañía Senepco (filial de Shell en Nigeria), cada bloque en aguas profundas de Nigeria, involucrará una inversión de por lo menos 150 millones de dólares sobre un periodo de exploración de 10 años. Así mismo, estiman que el desarrollo de un campo en dicha región con tirantes de agua de 1,000 metros, podría requerir por lo menos de mil millones de dólares. De igual manera, consideran que con costos de producción de entre 8 y 10 dólares por barril, un proyecto viable necesita contener reservas de alrededor de 350 millones de barriles, producir del orden de 300 a 500 mbd de petróleo y precios internacionales del petróleo estables. De manera resumida se observan las características de los distintos convenios analizados (Tabla 5.4)

Tabla 5.4.- Sumario de las Principales Características de los Acuerdos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos entre Gobiernos y Compañías Privadas en Argelia, Emiratos Arabes Unidos, Nigeria y Venezuela.

País	Tipo de acuerdo	Duración (años)		Participación estatal (%)	Regalías (%)	ISR (%)
		Explo ración	Explo tación			
Argelia	Ganancias Compartidas	5	25	51	12.5-20	65-85
Emiratos Arabes U.	Concesión	8	35	Opción-60	12.5-20	55-85
Nigeria	Producción Compartida	-	4-6		16.7-20	
	P.C. Aguas Profundas	10	20		0-16.7	
Venezuela	Servicios de Operación	-	20	La producción es de PDVSA		
	Alianzas Estratégicas	9	30	Opción-35	16.7	67.7

Fuente: Elaboración propia con datos de WPA, 1998.

Países con Monopolio

Arabia Saudita

Como se mencionó en el capítulo 3, la exploración y producción de hidrocarburos, antes de 1975, se regían mediante concesiones directas del gobierno. A principios de 1986, mediante un decreto del gobierno, se otorgó a Saudi Aramco el derecho exclusivo de explorar en todo el territorio de Arabia⁸

En la actualidad, dado que las actividades sustanciales de la industria petrolera son realizadas por la compañía estatal, no existe una ley sobre el petróleo.

⁸ Con la excepción de dos áreas localizadas al este del país y en el Golfo Pérsico que se mantuvieron administradas por la otra entidad estatal (Petromin).

Evolución de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos

Las expectativas de un aumento en la demanda mundial de hidrocarburos a principios de la década de los noventa, alentaron a Arabia Saudita a iniciar un programa de cinco años para expandir su capacidad de producción a 10 Mbd para 1994 (un incremento de 43% con respecto a la capacidad de casi 7 Mbd que tenían en 1989). Los planes de expansión se aceleraron después de la invasión de Irak a Kuwait en agosto de 1990, de tal suerte que, la capacidad de producción de Arabia a finales de ese año, ya era de 8.5 Mbd.

El cumplimiento final del objetivo del programa de expansión de la capacidad de producción, se logró a mediados de 1994. Los principales proyectos que apoyaron dicho cumplimiento fueron los siguientes:

a.- Tres grandes proyectos costa afuera al noroeste de Arabia, los cuales producen crudo árabe pesado y medio:

- La construcción de una planta de separación con capacidad de 270 mbd en el campo Safaniya.
- Dos plantas de separación para el campo Marjan, las cuales incrementaron la capacidad de crudo árabe medio de 100 a 600 mbd.
- En el campo Zuluf, se construyeron dos plantas de separación y se modernizaron otras dos para que procesaran crudo medio en lugar de pesado, elevando la capacidad del campo de 0.5 a 1.5 Mbd.

b.- En tierra, los proyectos se enfocaron principalmente en dos áreas:

- La expansión de la capacidad del campo gigante Ghawar⁹, (con la construcción de tres plantas de separación en las estructuras Uthamanyah, Hawiyah y una planta de inyección de agua de mar con capacidad de 1.35 Mbd en la estructura Qurayyah);
- El desarrollo de un conjunto de campos nuevos (Hawtah, Hazmiyah y Ghinah principalmente), 200 Km al sur de la capital Ryadh con una inversión de 800 millones de dólares y producción de 150 mbd de crudo superligero de 49° API y un contenido de 0.06 % de azufre.

Con el inicio de la producción de este último desarrollo, se dio por terminado el programa de expansión de cinco años (1990-1994).

La capacidad de producción alcanzada le brindó una mayor flexibilidad a Arabia Saudita para producir diferentes tipos de crudos, favoreciendo la producción de crudo ligero y recortando la producción de crudo pesado, ya que las inversiones realizadas se concentraron principalmente en campos productores de crudo ligero.

En 1995, Saudi Aramco reanudó la exploración de petróleo en nuevas áreas, ya que ésta había sido abandonada dos años antes para concentrar esfuerzos en expandir la capacidad de

⁹ El campo Ghawar, es el más grande del mundo, con reservas estimadas de 70 mMb y producción de más de 5 Mbd de crudo árabe ligero.

producción. Se iniciaron la perforación de pozos en la región central, 150 Km al norte de Riyadh. El objeto de los trabajos exploratorios es probar que tan al norte se extienden los yacimientos de crudo árabe superligero.

Por otra parte, el principal proyecto de Arabia Saudita, en 1995, fue el desarrollo del campo Shaybah ubicado al sudoeste, en la frontera con Abu Dhabi, descubierto a finales de los setenta con reservas de 7 mMb de crudo ligero de 42° API. El costo total del proyecto está estimado en aproximadamente 4,000 millones de dólares. En julio de ese año, Saudi Aramco firmó un contrato por 2,500 millones de dólares con la compañía Ralph M. Parson para administrar el proyecto, consistente en la perforación de 200 pozos (160 de los cuales serán horizontales o direccionales), la construcción de un oleoducto de 600 Km (de 48 pulgadas), así como la construcción de tres plantas de separación. Se esperaba que el campo iniciara a producir 500 mbd a mediados de 1999, hasta alcanzar una expansión a finales del 2000, a 1 Mbd.

Los resultados favorables en la región central (en los campos Hawtah y Ghinah), alentaron a Saudi Aramco a continuar con las actividades de exploración y producción, logrando el descubrimiento de más reservas de crudo superligero y una producción de 200 mbd a principios de 1996, razón por la cual, dicha región es considerada como una nueva provincia petrolera.

En el campo Ghawar se realizaron inversiones para la construcción de una nueva planta de separación con capacidad de 300 mbd en 1996, y una planta de inyección en 1998.

Con respecto al gas natural, Saudi Aramco incrementó la exploración en los campos cercanos al Mar Rojo, en la frontera con Jordania, y adquirió un equipo de perforación con capacidad de más de 6,000 metros de profundidad para perforar dos pozos en las zonas vecinas a Riyadh, con el objeto de descubrir nuevos campos de gas no asociado y hacer frente a la creciente demanda interna, al alimentar las plantas eléctricas y las industrias que se encuentran cerca de la capital.

Motivada por los altos precios del petróleo registrados en 1996, Saudi Aramco anunció un agresivo plan de inversiones en exploración y producción de hidrocarburos para 1997. Sin embargo, la caída del precio del petróleo en 1998, obligó a Arabia Saudita a reducir su producción y a diferir algunos proyectos relacionados con la expansión de la misma¹⁰.

A pesar de que algunos de los países pertenecientes a la OPEP, han abierto el sector de exploración y producción a compañías locales y extranjeras, Arabia Saudita no ha seguido esa tendencia y mantiene el control de la producción de hidrocarburos. El ministro de energía Ali Naimi dejó clara esa postura al mencionar en 1995 que “nosotros hemos desarrollado la misma habilidad que cualquier otra compañía petrolera multinacional. No hay necesidad de abrir el sector”. Además, desde principios de la década de los ochenta, se fundó el Centro de Exploración e Ingeniería Petrolera, el cual, según él, les ha permitido fundamentalmente “eliminar la dependencia del apoyo tecnológico en el sector de exploración y producción de otras compañías”.

Sin embargo, desde 1990, se firmó un acuerdo, mediante el cual se formó la Compañía Internacional de Servicio Saudita (SISCO) con las antiguas propietarias de Aramco: Mobil, Exxon, Texaco y Chevron (con 25 % de participación cada una). El contrato inicial con SISCO fue por un

¹⁰ Se estima que con su nivel de producción actual, Arabia Saudita gana o deja de ganar alrededor de 2,500 millones de dólares al año por cada dólar por barril sobre o bajo el precio esperado.

periodo de cinco años, después del cual, se han firmado contratos sucesivos por un año para proveer servicios técnicos y de capacitación a Saudi Aramco.

México

Proyecciones de PEP

En el Plan de Negocios 1996-2000, PEP estableció la conveniencia de dirigir los recursos de inversión hacia el desarrollo de campos ya existentes identificando tres tipos de inversiones: 1) orientadas a incrementar la producción; 2) requeridas para integrar una cartera de proyectos más amplia y de mejor calidad; y 3) necesarias para aumentar la confiabilidad del sistema de producción y la eliminación de rezagos existentes (Pemex, 1995a).

Para lograr incrementar la producción, se implementaron dos grupos de acciones estratégicas: 1) Dar prioridad a proyectos para el desarrollo y optimización de los campos más importantes; y 2) Eliminar cuellos de botella en campos existentes. Para cumplir esta acción estratégica, PEP desarrolló un programa especial de apertura de pozos cerrados en campos de alta productividad (Pemex, 1995a).

De acuerdo con el Plan de Negocios, al 31 de diciembre de 1994, la cartera de activos de PEP, estaba integrada por 449 campos activos con reservas probadas; el 90 % de las reservas provenían de 15 campos: 7 de la Región Marina, 6 de la Región Sur y 2 de la Región Norte. En lo que se refiere a la producción, casi el 90 % correspondía de 33 campos: 7 de la Región Marina, 22 de la Región Sur y 4 de la Región Norte.

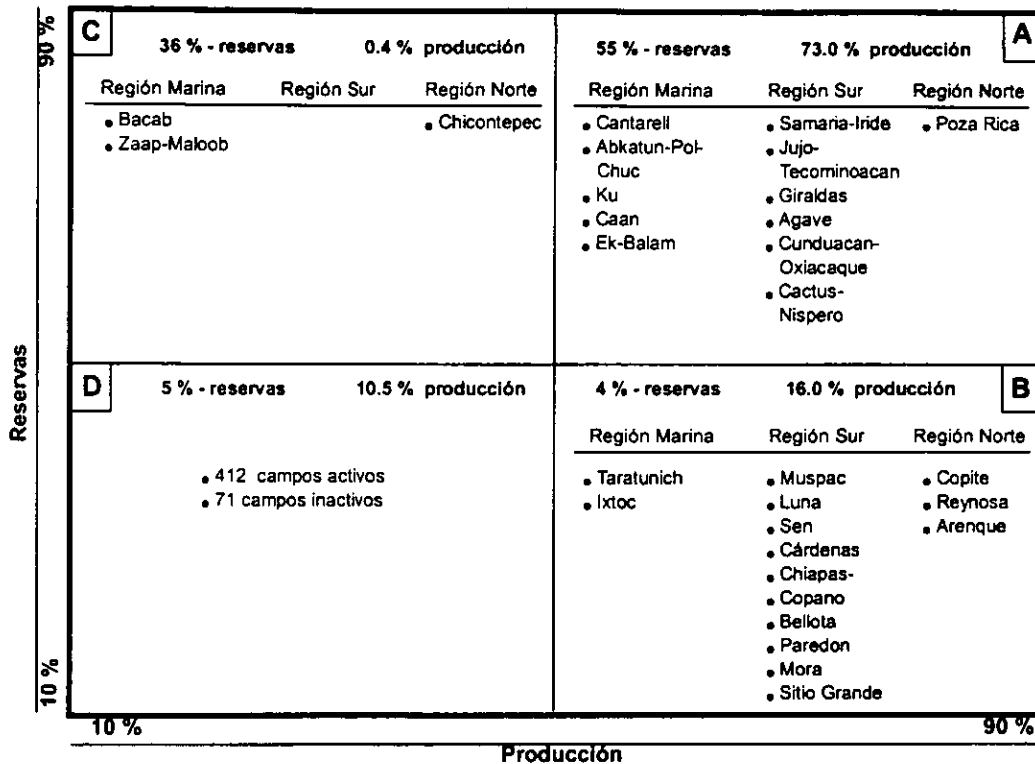
Con esta información, se conformaron cuatro grupos de yacimientos en función de su aportación a la plataforma de producción y a las reservas probadas de hidrocarburos (Figura 5.1).

Los criterios que se emplearon para orientar las estrategias de producción de los activos fueron los siguientes:

- Destinar las inversiones a los principales yacimientos, seleccionados en función de su aportación a las reservas probadas y a la plataforma de producción (cuadrantes A y B).
- Generar los estudios de caracterización y delimitación necesarios para el desarrollo de yacimientos con alta reserva que no están siendo explotados a la fecha (cuadrante C).
- Optimizar las operaciones de aquellos campos con baja aportación a las reservas probadas y a la plataforma de producción (cuadrante D)

En el renglón de exploración, el Plan de Negocios privilegió los proyectos de exploración hacia la caracterización de las reservas ya descubiertas pero aún no delimitadas, sobre los proyectos de exploración para incorporar reservas nuevas. De estos últimos, sólo se realizarían los proyectos más importantes, evaluados en función a su potencial de generación de valor. Los principales proyectos de incorporación de reservas se muestran en la Tabla 5.5.

Figura 5.1.- Jerarquización de Campos



Fuente: Pemex, (1995a)

Tabla 5. 5.- Principales Proyectos de Incorporación de Reservas.

Región Sur	Región Norte	Región Marina
Litoral de Tabasco terrestre	Bacalho	Litoral de Tabasco marino
Juliva	Sardma	Campeche
Comalecalco	Cazones	
Simojovel	Papantla	

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex, (1995a)

El Plan de Negocios 1996-2000 de PEP, se diseñó de tal manera que permitiera cumplir con las estimaciones de montos de inversión y niveles de producción plasmados en el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000 (Tabla 5.6)

Se puede observar en la tabla que, según perspectivas del gobierno, se planeaba incrementar la producción para el año 2000. El incremento planeado para petróleo crudo era de 472 mbd, en tanto que el incremento de gas natural esperado era de 1,313 Mpcd (incrementos de 18 y 34.9 % respectivamente, de acuerdo a los niveles reportados en 1995).

Tabla 5.6.- Estimación de Montos de Inversión y Niveles de Producción para el Periodo 1996-2000.

Concepto y unidad	1996	1997	1998	1999	2000
Inversiones (Miles de millones de pesos)	13.5	17.7	19.6	17.7	14.1
Producción de Petróleo (mbd)	2,847	2,957	2,955	3,058	3,089
Producción de gas natural (Mpcd)	4,280	4,273	4,238	4,577	5,072

Fuente: Secretaría de Energía, 1995

Para el año 2000, se estimó que la demanda interna de petróleo crudo sería de alrededor de 1.3 Mbd, situación que de acuerdo a las proyecciones previstas, arrojaría un excedente exportable superior a 1.7 Mbd. Así mismo, se previó un déficit anual promedio de gas natural del orden de 138 Mpcd para el mismo año.

Evolución de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos

El número de equipos de perforación operando en el territorio nacional ha disminuido de manera importante en los últimos años, alrededor de 36% en el periodo 1990-1998 (Tabla 5.7).

La aplicación de nuevas tecnologías, ha permitido disminuir los tiempos de perforación de pozos petroleros, gracias a lo cual, aún con la reducción de equipos de perforación operando, se ha logrado mantener el ritmo de pozos perforados durante el periodo de análisis (Tabla 5.8).

Tabla 5.7.- Equipos de Perforación Operando en el Periodo 1990-1998

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
En exploración	48	48	40	15	12	7	8	13	11
En desarrollo	44	59	34	22	15	26	31	36	49
Total	92	107	74	36	27	33	39	49	60

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex, (1999b)

Tabla 5.8.- Pozos Perforados en el Periodo 1990-1998.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Exploratorios	51	45	38	19	17	10	11	15	18
Desarrollo	81	126	83	47	55	94	107	115	212
Total	132	171	121	66	72	104	118	130	230

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex (1999b)

En 1990, con 92 equipos de perforación operando, se perforaron 132 pozos, en 1998, con dos tercios de esos equipos, se perforaron casi 75% de pozos.

El número de pozos terminados (aquellos que se perforaron hasta el

objetivo programado y en los que se han efectuado operaciones de terminación, tales como: instalación de tuberías de producción; disparos a las tuberías de revestimiento para permitir la comunicación entre el interior del pozo y la roca almacenadora y limpieza y estimulación de la misma), ha seguido un patrón similar al de los pozos perforados (Tabla.5.9).

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Exploratorios	43	51	41	25	16	10	10	10	21
Productivos	14	25	24	13	6	6	6	7	13
Desarrollo	63	133	88	53	47	91	104	111	182
Productivos	59	116	83	47	42	88	97	106	178
Total	106	184	129	78	63	101	114	121	203

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex, (1999b)

Los datos de la Tablas 5.8 y 5.9, resaltan el gran interés por enfocar la mayor parte de los recursos a los proyectos tendientes a incrementar la producción. El número de pozos de desarrollo perforados aumentó en 160% y el número de pozos terminados casi se triplicó, mientras que el número de pozos exploratorios perforados y terminados disminuyó en más del 50%.

El hecho de haber reducido la actividad exploratoria, ha dado como resultado un menor número de campos descubiertos como se muestra en la tabla 5.10. Por ejemplo, en el periodo de 1995-1997 sólo se descubrieron dos nuevos campos, y de 1993 a 1997 se descubrió solamente un campo de gas.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Aceite	7	6	4	8	2	1	1	0	2
Gas	3	6	10	1	0	0	0	0	4
Total	10	12	14	9	2	1	1	0	6

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex, 1999b.

En contraste con los resultados obtenidos en la exploración de hidrocarburos, la producción de petróleo crudo observó un incremento de 20.5% en el periodo 1990-1998 (Tabla 5.11).

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Pesado	1,261.2	1,331.9	1,350.1	1,320.6	1,270.1	1,220.4	1,370.6	1,567.1	1,658.9
Ligero	1,286.8	1,343.9	1,317.6	1,352.8	1,415.1	1,396.8	1,487.9	1,455.2	1,411.6
Total	2,548.0	2,675.8	2,667.7	2,673.4	2,685.1	2,617.2	2,858.3	3,022.2	3,070.5

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex, 1999b.

Los precios elevados del petróleo registrados en 1996, alentaron el plan de incrementar la producción de petróleo crudo, superándose incluso, la proyección planteada para 1998 en 116 mbd. Mientras que en el periodo 1990-1995, el incremento de la producción fue de sólo 2.7%, en los tres años de aplicación del Plan de Negocios de PEP (1996- 1998), el incremento alcanzado fue de

17.3%.

Con respecto al gas natural, también se lograron incrementos que superaron las proyecciones del Plan de Negocios. En este caso, el incremento para 1998 fue superior a 550 Mpcd (Tabla 5.12).

Tabla 5.12.- Producción de Gas Natural en el Periodo 1990-1998 (Mpcd)

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
3,651	3,634	3,584	3,576	3,625	3,759	4,195	4,467	4791

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex, 1999b.

Durante el periodo 1990-1994, la producción de gas natural no creció, pero en los siguientes cuatro años se incrementó en más de 1.1 mMpcd, que equivale a un incremento de casi un tercio.

El creciente ritmo de producción de los últimos años, aunado a la poca inversión en proyectos de incorporación de reservas, ha traído como consecuencia una disminución de las reservas probadas de hidrocarburos como se muestra en la Tabla 5.13.

Las reservas probadas de hidrocarburos disminuyeron 2280 MB durante el periodo 1990-1994 (3.5%). Pero de 1994 a 1998, la disminución de dichas reservas, fue de 4537 MB (7.3%). Los datos anteriores, indican que las reservas disminuyeron dos veces más rápido en el mismo periodo de tiempo.

Tabla 5.13.- Reservas de Hidrocarburos en el Periodo 1990-1998 (Mb)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Crudo	44,560	44,292	44,439	44,043	43,127	42,146	42,072	41,392	40,379
Líquidos del gas	6,738	6,633	6,786	6,733	6,648	6,650	6,400	6,430	6,211
Gas seco ^b	14,202	14,075	13,825	13,740	13,445	13,262	12,428	12,338	12,093
Total ^a	65,500	65,000	65,050	64,516	63,220	62,058	60,900	60,160	58,683

a.- Cifras al final del año

b.- Equivalente a crudo

Fuente: Pemex 1999b.

Los montos de inversión llevados a cabo por PEP de 1995 a 1999 se muestran en la Tabla 5.14. Es notorio el incremento que se dio durante tres años consecutivos, aunque para 1999, como consecuencia de los recortes al presupuesto de Pemex debido a la caída del precio del petróleo, se presentó un decremento, pues aunque la inversión nominal creció 9%, en términos reales fue de 4%.

Se analizó que la baja del precio internacional del petróleo, obligó a los principales productores (entre ellos México) a realizar ajustes en sus cuotas de producción. En nuestro país, la disminución de ingresos por concepto de exportaciones petroleras en 1998, condujo a severos ajustes presupuestales, haciendo inevitable un ajuste a los planes de expansión considerados en el Plan de Negocios de PEP. A finales del primer semestre de dicho año, se suspendió la perforación de 32 pozos petroleros (10 exploratorios y 22 de desarrollo), el 7 de diciembre de 1998, el Director General de Pemex, anunció que se diferirá la construcción de un programa de recuperación secundaria en el complejo Kuu Zaap Maloob, así como el desarrollo del litoral de Tabasco.

Además, se reduciría la capacidad de exploración de gas natural en la cuenca de Burgos, en la medida que Pemex obtuviera mayores recursos.

	1995	1996	1997	1998	1999
Total	9656	18136	26068	39589	43109
Variación Porcentual		88	44	52	9
Inversión Programable	9656	18136	20668	18783	15181
Variación Porcentual		88	14	-9	-19
PIDIREGAS	0	0	5400	20806	27928
Variación Porcentual				285	34

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex (1998a) y Pemex (2000).

Por otra parte, de acuerdo con el boletín de prensa No. 12/99 de Pemex, la inversión para programas exploratorios en 1999, sería de 3,772 millones de pesos, en tanto que la inversión para la explotación de nuevos desarrollos, así como para aumentar la confiabilidad en los sistemas de producción existentes, sería de 16,611 millones de pesos. Ante los ingresos extraordinarios que se han obtenido en el año 2000 es de esperar que se dirijan parte de estos a la exploración.

Kuwait

En Kuwait, no existe una ley sobre el petróleo, históricamente, este país regulaba el petróleo por medio de la duración de las concesiones, la concesión más importante que se ha dado es la de la *Kuwait Oil Company* (KOC), una compañía en propiedad conjunta de BP y *Gulf Oil*, con la cual, se descubrieron entre 1934 y 1964 la mayoría de los campos de Kuwait, incluyendo Burgan (1938), Magwa (1951), Ahmadi (1952, Raudhatain (1955), Bahra (1956), Sabriya (1957), Minagidh (1959) y Umm Gudair (1962).

La nacionalización de los activos de KOC se logró por un acuerdo del 1 de diciembre de 1975 entre el gobierno de Kuwait y las compañías BP y Gulf. Como compensación, el gobierno pagó 50 millones de dólares más intereses. Desde la nacionalización, el gobierno kuwaití administra las áreas originales de concesión. No hay tenencia privada de la tierra, ya que los recursos del subsuelo pertenecen al Estado.

El Ministerio del Petróleo Kuwaití, es el organismo responsable de la política petrolera del país. Este ministerio se estableció el 12 de agosto de 1986 por decreto del Emir. El artículo 1 del decreto estipula que el Ministerio del Petróleo es responsable de los recursos petroleros, su explotación y desarrollo, para asegurar el crecimiento de los ingresos del Estado y de la nación. El artículo 2 establece las funciones del Ministerio: 1) Desarrollar la política general de los sectores del petróleo y del gas, supervisar su aplicación, asistir al Gran Consejo del Petróleo para cumplir sus funciones y supervisar la aplicación de sus decisiones; 2) Supervisar los sectores del gas y del petróleo, sus establecimientos e instituciones, representar al Estado y sus intereses, cuidar los intereses del gobierno en las compañías que operan en este sector; 3) Cooperar con las compañías del gobierno y las organizaciones que operan en las áreas relacionadas con el sector del petróleo; 4) Llevar a cabo estudios geológicos y monitorear la explotación de los recursos naturales; y 5) Cooperar con organizaciones árabes y extranjeras en sector del petróleo o en áreas relacionadas con éste.

Evolución de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos

La producción de Kuwait cayó dramáticamente en 1991 a causa de la invasión de Irak (Tabla 5.15). Gran parte de su infraestructura petrolera fue destruida o quedó en muy malas condiciones.

1988	1989	1990	1991	1992
1490	1590	1265	200	1095
Fuente: BP, 1998.				

La prioridad de Kuwait después de la Guerra del Golfo Pérsico, fue reconstruir su capacidad de producción en alrededor de 2.5 Mbd de petróleo; ese objetivo se logró a finales de 1994. En 1995, Kuwait anunció un plan estratégico, con el cual se pretende alcanzar una producción de 3.5 Mbd para el año 2005. Los principales proyectos para cumplir la meta son los relacionados con los campos Minagish, Umm Guadir y Raudhatain.

Desde la nacionalización de la industria petrolera, Kuwait no ha abierto su sector de exploración y producción de hidrocarburos a las compañías extranjeras, sin embargo, el conflicto que tuvo con Irak, abrió la posibilidad de iniciar la apertura de dicho sector, particularmente en las zonas fronterizas con este país, esperando que la presencia de empresas extranjeras traiga seguridad a la región.

Las compañías multinacionales consideran que Kuwait enfrentará problemas financieros y tecnológicos para cumplir el objetivo de expandir su producción y se verá forzada a permitir la participación directa de éstas. En tanto eso sucede, cinco compañías multinacionales tienen contratos de servicios y asistencia técnica firmados con (KPC), con la esperanza de que éstos, eventualmente conducirán a un papel más protagónico¹¹.

Las actividades de las cinco compañías en Kuwait son:

- *British Petroleum* (BP), firmó el primer contrato en julio de 1992. En agosto de 1996, concretó una ampliación por tres años que expira en 1999 para proveer de asistencia técnica en la producción y desarrollo en los campos ubicados al oeste y norte de Kuwait.

¹¹ La cuestión de la posible apertura de las actividades petroleras en Kuwait es un tema recurrente, especialmente desde la Guerra del Golfo Pérsico. En 1993, y tras que se calculó que las pérdidas de la invasión eran del orden de 30 a 35 mil millones de dólares, el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial elaboraron sendos informes en los que se recomendaba al gobierno de Kuwait la privatización de algunas empresas estatales y la liberalización de algunas actividades del sector petrolero, como única manera de financiar la reconstrucción de la posguerra. Sin embargo, ante la escasez de fondos, el gobierno de Kuwait optó por cambiar algunas de sus estrategias *downstream*: decidió aceptar a Union Carbide como socio en un proyecto petroquímico, y también vendió *Santa Fe International*, una de sus subsidiarias norteamericanas (Tetreault, 1995). Con el tiempo se demostró que realmente no se requería de la apertura del sector.

- El contrato con Chevron fue firmado en agosto de 1994 y expiró en febrero de 1998 y consistió en asistencia técnica para desarrollar el campo Burgan.
- Con Shell, se firmó un contrato en septiembre de 1995 para evaluar el potencial de los campos costa afuera. Al término del contrato se negoció la ampliación por dos años más.
- Conoco tiene un contrato para proporcionar asistencia en refinerías que se firmó en julio de 1997.
- Exxon firmó un contrato para llevar a cabo conjuntamente con KPC la evaluación del campo Kra-al-Marú.

Los Límites de la Apertura

Como se puede observar del análisis de los seis países productores sujetos a consideración, éstos se dividen en dos grupos. El primero está representado por Argelia, Nigeria y Venezuela que han realizado importantes cambios o modificaciones fiscales, legales y regulatorias con el fin de obtener inversiones privadas y que como consecuencia de este financiamiento, han podido aumentar sus niveles de reservas tanto de crudo como de gas, así como su producción diaria de hidrocarburos. Existe el cuestionamiento acerca de si estas naciones hubieran podido alcanzar estos mismos logros sin la contribución de las contribuciones privadas.

Un segundo grupo está representado por Arabia Saudita, Kuwait y México, que no han mostrado un gran interés en atraer inversiones privadas o en modificar el estado actual de sus operaciones petroleras. En el caso de las dos primeras naciones, esta situación, se debe, probablemente, a que estos países tienen los recursos financieros y tecnológicos para operar exitosamente de manera relativamente aislada; pero también puede ser a que tanto Saudi Aramco como KPC, mantienen relaciones sólidas con algunas compañías petroleras a las que asignan algunos servicios, y con las que seguramente, en caso de iniciar una apertura, ampliarían su relación comercial. En el caso de México, la política de privilegiar las inversiones para aumentar la producción de petróleo sobre la exploración, aunado a la fuerte carga fiscal y a las restricciones presupuestales a las que se somete a Pemex, han causado una importante baja en las reservas de petróleo, así como en las perspectivas de producción futura de gas natural.

En el análisis de tendencias que se realizó para algunos de los miembros de la OPEP, cabe añadir los casos de Irán e Irak. Irán, tradicionalmente ha sido junto con Arabia el país más importante dentro de la OPEP y actualmente se mantiene como uno de los principales productores a escala mundial, sin embargo, debido a las secuelas derivadas de la revolución islámica, su prolongada guerra con Irak y las sanciones económicas internacionales que pesan sobre esta nación¹², la reestructuración de su industria petrolera y sus estrategias de desarrollo no han terminado de ser definidas. Irak por otra parte, a raíz de la guerra del Golfo Pérsico, ha visto reducidas sus operaciones petroleras y por las numerosas sanciones económicas a las que se encuentra sujeto, es difícil prever inversiones por parte de compañías extranjeras en este país y seguramente no mientras se mantenga en el poder Saddam Hussein.

Stevens (1997), opina que es difícil pensar que un proceso de privatización total ocurra dentro de los países productores importantes, ya que en estas naciones, el sector es estratégico desde el

¹² Un ejemplo de lo anterior es la cancelación de su sociedad con Kazajistán para la construcción de un gasoducto, debido a las presiones por parte de los Estados Unidos.

punto de vista energético, de bienestar social, de fuente de divisas internacionales y de ingresos públicos, por lo que es poco probable que un gobierno pudiera abstenerse de intervenir directamente; además, si se considera que debido a los factores de escala y capital que caracterizan a la industria petrolera es de suponer que la mayoría de las empresas inversionistas serían las multinacionales, y que dentro de algunos de estos países, existe todavía una importante oposición al involucramiento de las compañías extranjeras en el sector petrolero, la privatización de las CPNs no se vislumbra como factible en el futuro cercano (Adelman, 1995).

Las Bondades de la Integración Vertical

La integración vertical mediante la propiedad y operación de refinerías, y la distribución directa en países consumidores representa, para los países productores las siguientes ventajas:

- La opción de capturar el valor completo de sus recursos naturales¹³.
- Aumentar el ingreso de divisas al vender productos de mayor valor agregado. Por ejemplo, en 1990 los márgenes de refinación y comercialización en el G-7 (excluyendo Japón) fueron de 13.61 dólares, mientras que el precio promedio del barril de petróleo fue de 21 dólares; por lo que según Verleger Jr.(1993), la adquisición de activos de refinación y comercialización en estos países por parte de alguna nación productora equivaldría a incrementar sus ingresos en dos terceras partes adicionales¹⁴.
- Abatir efectos de monosopnio por parte de los países consumidores, ya sea que porque éstos discriminan a algunos productores, o porque algunos países producen mayormente crudos pesados que sólo algunos sistemas de refinación pueden absorber.
- Diversificar sus fuentes de ingresos. Por ejemplo, en el periodo 1980-1990, la caída de 1 dólar en el precio del crudo pudo haber sido parcialmente recuperada por un incremento en el margen de refinación de: 25¢ en EUA, 20¢ en Francia, 19¢ en Alemania, 11¢ en Gran Bretaña o 64¢ en Japón.(Verleger Jr, 1993).

Además de las anteriores ventajas, como se analizó en el capítulo 1, la mayoría de las compañías multinacionales han venido realizando estrategias que les permitan lograr una mayor integración vertical de sus actividades, creando así una “tendencia” que algunas CPNs han deseado imitar.

La Integración Vertical de Acuerdo a las Siete Hermanas

Se mencionó en el capítulo 1, el férreo control de las multinacionales en la casi totalidad de las actividades de la industria petrolera internacional, que se remonta al Acuerdo de Achnacarry, y que alcanzó un clímax durante los años cincuenta. Pero a partir de la toma de control de los países productores sobre su propio sector en los años setenta y hasta los años noventa, las multinacionales no sólo han perdido buena parte del control sobre la industria, sino que incluso, al quedarse sin sus

¹³ Aunque Verleger Jr. (1993) comenta tener dudas sobre la validez económica de la captura del “valor completo”, si se puede suponer que la percepción de los productores de petróleo es similar a la de los campesinos, que por ejemplo, reciben una parte reducida de los aumentos a los productos que cosechan, pues en realidad, los aumentos potenciales son absorbidos mayormente por los intermediarios.

¹⁴ Por supuesto que habría de contar la inversión inicial para adquirir estos activos.

principales fuentes de crudo, sufrieron una importante desintegración de sus actividades (Tabla 5.16).

Tabla 5.16.- Participación de las Siete Hermanas en la Producción de Crudo, Venta de Petrolíferos, y Porcentaje del Mercado Mundial (1970-1997).

Año	Producción de Crudo		Ventas de petrolíferos	
	Mbd	%	Mbd	%
1970	24.4	61	21	53
1985	13.5	31	17.7	39
1997	7.8	13	22.5	33

Fuente: Elaboración propia con algunos datos de Bourgeois y Perrin, (1988); y OPEC (1997).

Las CPNs de los Países Exportadores y su Efecto Desintegrador en los Setenta

Al transferir los activos nacionalizados hacia sus CPNs, los países exportadores provocaron una importante desintegración de la industria petrolera internacional. Las principales empresas refinadoras y comercializadoras ya no controlaban la mayor parte de la producción de crudo, mientras que las CPNs, extraían una importante cantidad de petróleo que no transformaban en sus sistemas de refinación. Por ejemplo, si se considera la contribución de las multinacionales y la URSS, por lo menos el 57.4% de la industria se encontraba integrada en 1970, y para 1980, tomando en cuenta las actividades integradas de las mismas partes, sólo representaban el 32.9% del total mundial, y aún considerando la proporción integrada de la OPEP, el total es de 41%¹⁵.

Durante la década de los setenta, la contribución de los países de la OPEP en la producción mundial de crudo representó 52% (29.09Mbd) en promedio, al tiempo que sus ventas de petrolíferos sólo representaron 6.6% (3.49Mbd); es decir, los países de la OPEP contribuyeron con 25.6 Mbd de crudo suelto(casi el 46% del total promedio producido). (Figura 5.2).

La CPN y el Reto de la Reintegración Vertical de la Industria Petrolera

Durante los noventa, la mayoría de las CPNs han comenzado un proceso de integración vertical. Con datos de 1997, se puede apreciar el grado de integración alcanzado (Tabla 5.17). De entrada se puede observar que la mayoría de las empresas están fuertemente cargadas hacia las actividades *upstream*, lo que aparentemente contradice los hechos percibidos. Pero se puede apreciar el verdadero nivel de los resultados, si se compara con un periodo previo. Con ese fin, y para darle un poco de peso a los datos de la tendencia, se propone tomar el promedio de dos años consecutivos (Tabla 5.18).

¹⁵ Se mencionó que el petróleo suelto es la diferencia entre el petróleo producido y el petróleo procesado por cada país o empresa.

Figura 5. 2.- Parte Integrada por las Multinacionales y la URSS en 1970 y 1980

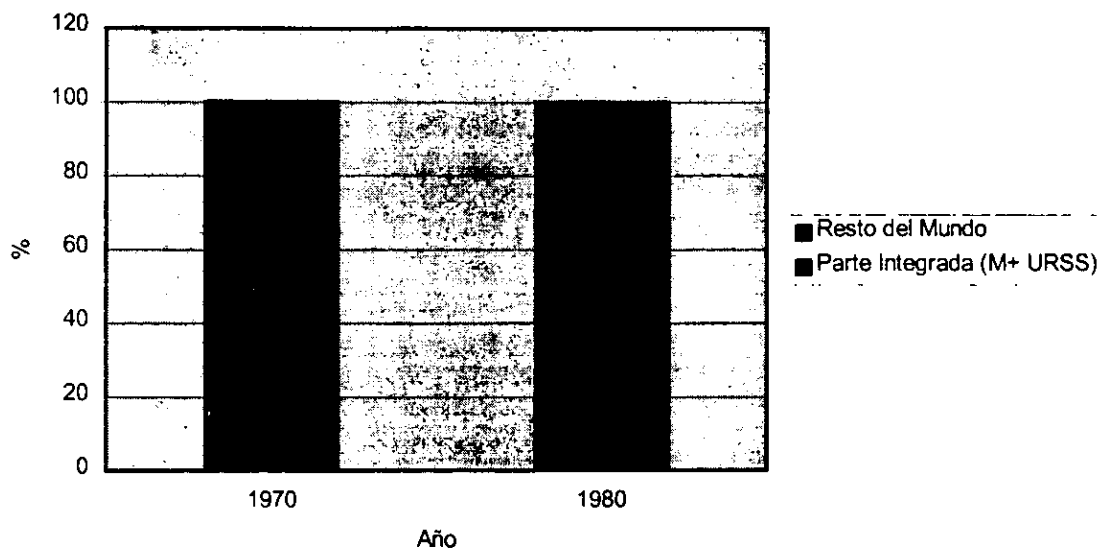


Tabla 5.17 - Grado de Integración de las Principales CPNs en 1997.

Compañía.	Indice de Desbalance 1997.
NNPC	79
NIOC	71
Lybia NOC	70
Saudi Aramco	65
Adnoc	62
Pemex	57
KPC	32
Sonatrach	26
PDVSA	-3
Pertamina	-14

Fuente: Elaboración propia con datos de PIW (1999)

Entonces, se puede corroborar que con la excepción de Lybia NOC, NNPC y Pemex, todas las CPNs analizadas han logrado integrar sus actividades de manera importante. Cabe mencionar los resultados de Pdvsa, Pertamina, Sonatrach, Adnoc y Saudi Aramco, quienes en un periodo de menos de 10 años lograron ser capaces de refinar y comercializar de 14 a 37 barriles adicionales de su producción primaria de petróleo.

Tabla 5.18.- Variación en el Grado de Integración Vertical de las CPNs en el Periodo 1988-1997.

Compañía.	Indice de Desbalance 1989-1990.	Indice de Desbalance 1996-1997	% de Variación
PDVSA	29.0	-8.0	37
Pertamina	24.5	-12.0	37
Sonatrach	47.5	27.5	20
Adnoc	79.0	64.5	15
Saudi Aramco	78.0	64.5	14
KPC	41.5	35.5	6
NIOC	75.0	70.5	5
Lybia NOC	70.5	71	-1
PNC	78.5	79	-1
PEMEX	52.0	55.5	-4

Fuente: Elaboración Propia con datos de PIW (1990), y PIW (1999).

¿Ocaso o Consolidación de la CPN?

Se pueden dividir las CPNs en tres grupos con distintas estrategias y resultados. El primero representa las CPNs de los países productores con problemas financieros y que no han realizado esfuerzos hacia una integración vertical. Estas empresas no tienen grandes recursos para invertirlos en el sector *upstream* y mucho menos en el sector *downstream*. Su alternativa ha sido abrir su sector *upstream* con la finalidad de obtener más recursos, aunque no necesariamente para reinvertirlos en otras áreas de su industria petrolera (Nigeria y Libia), o posponer las inversiones necesarias o la formación de alianzas estratégicas que les permita aumentar su capacidad de refinación (México e Irán en menor medida).

En un segundo grupo, se observan a las CPNs de los países con mayores recursos financieros y que, además, han logrado una mayor integración vertical de sus actividades petroleras. Estos son los casos de Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos y Kuwait.

Finalmente, se distingue un tercer grupo de CPNs que, pese a los problemas económicos de sus países de origen, han alcanzado la necesaria autonomía financiera y de gestión que les ha permitido llevar a cabo las estrategias para aumentar su producción y ventas de refinados, a través de la construcción y adquisición de refinerías, o el establecimiento de alianzas con otras compañías refinadoras (Venezuela, Indonesia y Argelia).

En un ambiente de intensa competencia y ante una perspectiva de precios bajos para el petróleo crudo, las compañías del segundo y tercer grupos están más adaptadas para competir con las poderosas multinacionales, mientras que las del primer grupo se han quedado rezagadas.

Conclusiones del Capítulo

Ante la globalización económica y la liberalización de los mercados de manera generalizada, los gobiernos de algunos de los principales países exportadores han iniciado, en esta última década, un proceso de apertura de su sector petrolero.

Argelia, Nigeria y Venezuela que han realizado importantes cambios o modificaciones fiscales,

legales y regulatorias con el fin de permitir inversiones privadas en proyectos de alto riesgo y baja rentabilidad. Como consecuencia de este financiamiento, han logrado que la CPN aumente sus niveles de reservas tanto de crudo como de gas, su producción diaria de hidrocarburos, y su capacidad de autofinanciamiento para otros proyectos.

Por otra parte, Arabia Saudita, Kuwait y México no han mostrado un gran interés en atraer inversiones privadas o en modificar el estado actual de sus operaciones petroleras. Esta situación se debe a que los dos primeros países cuentan con los recursos financieros y tecnológicos para operar exitosamente de manera relativamente aislada. En el caso de México está por encontrarse la fórmula que le otorgue a Pemex una mayor autonomía financiera que le permita financiar sus proyectos de inversión.

De acuerdo con la tendencia en los países de la OPEP, las aperturas más significativas en exploración y producción del Medio Oriente podrían involucrar a Irán y posiblemente Kuwait, toda vez que son importantes productores y sus políticas de resistencia a las inversiones extranjeras están disminuyendo.

La integración vertical es una estrategia que ha vuelto a ser implementada por muchas empresas petroleras en el mundo. Las CPNs han tenido resultados diversos en su aplicación, pero con la excepción de Lybia NOC, NNPC y Pemex, en general, han logrado aumentar su grado de integración mediante inversiones autofinanciadas o empresas conjuntas.

En un ambiente de intensa competencia, y ante una perspectiva de gran variabilidad en los precios del petróleo crudo, las CPNs que a través de una mayor autonomía de gestión han aumentado su grado de integración vertical, están más adaptadas para competir con las poderosas multinacionales, mientras que las empresas que por falta de políticas de inversión en el sector *downstream*, no han logrado un balance en sus actividades, se han quedado rezagadas competitivamente.

Conclusiones

“No hay conversación más aburrida que en la que todos están de acuerdo.”
Michel Eyquem de Montaigne (1533-1592)

El propósito de esta tesis era escribir un trabajo comprensible acerca de un tema relativamente poco estudiado: las Compañías Petroleras Nacionales (CPNs) de los países exportadores de petróleo; y en un sentido más amplio, este trabajo pretende analizar el origen, la evolución, el presente y el futuro de estas empresas. Las principales aportaciones sobre estos temas son:

Sobre las CPNs.- Las primeras compañías petroleras nacionales se fundaron en los años veinte, aunque, las principales, se consolidaron hasta la década de los setenta, y desde entonces, éstas se convirtieron en importantes protagonistas de la industria petrolera internacional. Sin embargo, en parte, por un cierta carencia de información sobre sus características operativas, y en parte, por el poco interés que la mayoría de las publicaciones académicas internacionales han mostrado por ellas, el tema de las CPNs ha sido relativamente analizado. Así, probablemente, la principal aportación de este trabajo es contribuir al debate sobre las Compañías Petroleras Nacionales de los países exportadores de petróleo.

El Lugar de las CPNs en el Contexto Internacional.- La percepción general dentro del medio académico es que un pequeño grupo de empresas multinacionales mantiene el control sobre la industria petrolera internacional. Pero en este trabajo se realiza una discusión y análisis comparativo sobre los principales indicadores operativos de los casos estudiados, así como de las actividades de las principales CPNs en el mundo. De este análisis se desprende evidencia que muestra que las CPNs dominan la mayoría de las actividades de la industria petrolera, lo que las coloca en un lugar privilegiado dentro del desarrollo actual y futuro del sector petrolero internacional.

El Origen.- El origen de las CPNs normalmente se simplifica al asociarlo con reivindicaciones nacionalistas de los estados dueños de los recursos naturales. En esta tesis, mediante un análisis histórico de las características de cada proceso de nacionalización, se realiza una propuesta acerca de un número específico de condiciones necesarias para la formación de una CPN, que si bien considera el rol que juega el nacionalismo como expresión social y política, también le da un lugar preponderante a otras condiciones como son la fortaleza gubernamental; la presión política de grupos de poder; la existencia de metas de desarrollo nacionales; la maximización de la riqueza; el debilitamiento de las multinacionales; y el aumento en la competencia del sector petrolero internacional.

El Desempeño.- Con un enfoque de economía industrial, se propuso analizar algunos objetivos históricos que le han sido planteados a las CPNs. El resultado es que estas empresas han podido cumplir estos objetivos y metas nacionales, muchas veces revirtiendo algunas tendencias negativas mostradas por la previa administración de las multinacionales. Así mismo, en el plano internacional, las CPNs analizadas han mostrado en general, haber crecido en términos reales dentro de las principales actividades de la industria, así como haber aumentado su grado de competitividad.

Las Estrategias.- Ante las nuevas condiciones económicas y políticas mundiales, y el avance tecnológico, la industria petrolera internacional se ha transformado. Por ello, en la última década, las CPNs han comenzado a implementar algunas estrategias de adaptación con el fin de volverse más eficientes y competitivas. En particular, al realizar un análisis de los principales proyectos de exploración y producción de hidrocarburos, y las tendencias de apertura de estas actividades, se concluye que las CPNs mantienen un papel de control casi total sobre la exploración y producción de hidrocarburos, y que existe un importante límite a la apertura del sector. Este límite se mantiene en función de que la propia CPN cuente con los recursos financieros y tecnológicos para administrar independientemente estos activos.

Por otra parte, en la mayoría de las CPNs, también se observa una importante estrategia de integración vertical de sus actividades. En el caso de estas empresas sesgadas naturalmente hacia el sector *upstream*, se constata un importante incremento cuantitativo y cualitativo de sus sistemas de refinación y comercialización de petrolíferos. En particular, algunas de estas empresas no sólo han reconfigurado sus refinerías para satisfacer su propia demanda interna, sino que incluso, han dado importantes pasos hacia su internacionalización, mediante adquisiciones o alianzas estratégicas con otras empresas petroleras. La diversificación de sus ingresos y el aumento de éstos al incorporar productos de mayor valor agregado, son algunas de las ventajas de una mayor integración vertical, que al mismo tiempo, coloca a las CPNs en una mayor ventaja competitiva y de menos riesgo ante cambios súbitos en las cotizaciones de los crudos.

Principales Conclusiones

La industria petrolera está conformada por tres tipos de empresas: las multinacionales; las independientes; y las Compañías Petroleras Nacionales. las multinacionales son Royal Dutch -Shell, Exxon-Mobil, British Petroleum-Amoco, Chevron y Texaco; las independientes son todas las demás empresas petroleras privadas; y las CPNs son las empresas estatales o públicas. Estas últimas son característicamente de países productores y exportadores de hidrocarburos.

Existen numerosos factores que impactan al contexto petrolero internacional entre los que destacan los comerciales, fiscales, financieros, políticos, ambientales, tecnológicos, físicos, geopolíticos, e históricos. Para estudiar el desarrollo de las CPNs, es fundamental analizar como estos factores afectan las siguientes cuestiones: la oferta y demanda de los hidrocarburos; las estrategias implementadas por las compañías multinacionales; y los límites de la liberalización del sector petrolero.

Al analizar la relación entre oferta, demanda y precio del petróleo se concluye que una marcada volatilidad ha caracterizado al precio; y que la fuerza de mercado dominante ha sido la oferta, es decir, la demanda ha tenido que ajustarse en la mayoría de los casos a una escasez del producto o dejarse llevar por una sobreoferta. Por lo general, las discontinuidades en la oferta han sido producto de dos cuestiones principales: por un desabasto de tipo físico, o a una decisión unilateral de parte de los productores (empresas o estados).

El mercado spot del petróleo cobró importancia tras la pérdida de control de la producción mundial por parte de las compañías multinacionales, mientras que los mercados de futuros son instrumentos que han reducido el riesgo para quienes realizan transacciones con estos instrumentos. Sin embargo, este beneficio solo se alcanza sobre volúmenes pequeños y a corto plazo, por lo que no ha contribuido a reducir la volatilidad en el precio del petróleo.

En un escenario de progreso científico y tecnológico se puede considerar que los recursos petroleros alcanzarán para muchas décadas. Por lo que no se considera que la estructura de oferta y demanda de petróleo pueda cambiar dramáticamente por razones de agotamiento físico. Sin embargo, los factores ambientales modificarán en forma drástica el uso indiscriminado del petróleo en la mayoría de los países, y de alguna manera a la cotización de los crudos, en particular a aquellos con mayor rendimiento de destilados pesados e intermedios, aunque no es previsible que esto suceda en el corto plazo.

La tendencia mundial hacia la formación de bloques regionales y la inestabilidad política en países y regiones productoras, presentan las mayores fuentes de incertidumbre que afectan la oferta y demanda de hidrocarburos, así como sus precios.

Las principales estrategias de las multinacionales como respuesta a la pérdida de sus activos en los países productores han sido cronológicamente: una mayor inversión en exploración y producción de hidrocarburos dentro de su base nacional; la reconfiguración de su sistema de refinación, con el fin de obtener productos de mayor valor agregado; la diversificación de sus actividades tradicionales; y la reintegración vertical de sus actividades mediante la adquisición de activos o la fusión con otras empresas petroleras.

La privatización del sector petrolero nacional se ha dado principalmente en países con una industria petrolera relativamente poco desarrollada o en países importadores, y no es factible que se presente dentro de las principales naciones productoras. En estas últimas, lo más factible es que se de, como hasta ahora, una apertura selectiva de las actividades menos rentables y de mayor riesgo.

Se ha mostrado que en la parte fundamental de la industria, o sea en reservas y producción de hidrocarburos, un pequeño grupo de CPNs controla la mayor parte de la oferta actual y futura de petróleo y gas en el mundo.

Así mismo, se observa una presencia importante y creciente en otras actividades como la refinación y venta de petrolíferos, o el transporte de hidrocarburos y derivados, por parte de algunas CPNs.

Apoyado en las condiciones políticas y la economía de mercado dominantes en los siglos XIX y principios del XX, la concepción individualista de la industria propició que, en sus orígenes y desarrollo subsecuente, las inversiones en el ámbito petrolero estuvieran dominadas por empresas privadas y que las inversiones públicas o estatales hayan sido casi inexistentes en este sector.

Existen condiciones económicas y políticas de orden interno y externo en una país o región que propician la creación de una CPN. Entre las condiciones internas se encuentran: un gobierno fortalecido; la presión de grupos de poder o elites; nacionalismo; la existencia de metas políticas nacionales; y la maximización de ganancias.

Por el lado externo, se encuentran las siguientes dos condiciones: 1) Compañías multinacionales debilitadas ya sea por la relativa poca dependencia por parte del país productor, o por la falta de apoyo político de los gobiernos de sus países de origen; y 2) El libre acceso a los mercados internacionales, que les permita al país nacionalizador, la comercialización de sus productos.

Saudi Aramco, Nioc y Pdvsa han logrado aumentar la producción, y al mismo tiempo acrecentar sus reservas, incluso mejorando la relación de crudos ligeros de mayor valor. Sin embargo, Pemex, como respuesta a las políticas y restricciones presupuestarias impuestas por el

gobierno federal, ha debido privilegiar la producción de hidrocarburos, descuidando las inversiones en exploración, con el efecto de una reducción importante en las reservas de petróleo.

Saudi Aramco, y Pdvsa han logrado satisfacer de la demanda interna de petrolíferos, y han comenzado una expansión hacia otros mercados consumidores de petrolíferos. Nioc, también ha cumplido esta misión, a pesar de haber tenido que reconstruir una buena parte de las instalaciones pérdidas durante el conflicto armado contra Irak. La excepción es Pemex, que debido al aumento en la demanda de gasolinas ecológicas y a la falta de inversiones en la modernización de la configuración de su sistema de refinación, ha tenido que realizar importaciones crecientes de gasolina.

Con respecto a otros objetivos, Nioc ha logrado consolidar la tercera flota de buquetanques más importante del mundo; mientras que al analizar el caso particular de Sonatrach, también se mostró como ha podido: incrementar la formación de capital y la generación de divisas; reactivar y acelerar la exploración, incrementando sus reservas de hidrocarburos, tras la nacionalización; desarrollar su importante potencial gasero; y aumentar su capacidad de refinación con el fin de reducir la cantidad de crudo exportado y aumentar el valor agregado de sus productos comercializados.

Con respecto al crecimiento de las actividades de las CPNs se mostró que la producción de petróleo y su parte sobre el mercado mundial creció durante el periodo 1987-1997 para las cuatro empresas analizadas, siendo particularmente importantes los incrementos de 100 y 6 % respectivamente de Saudi Aramco, y de 60 y 2 % respectivamente de Nioc.

En cuanto al incremento de sus operaciones gaseras, se muestra que existió un incremento en la producción y la parte del mercado mundial para las cuatro empresas, destacándose Nioc que casi duplicó su producción y aumento su parte del mercado en más de 1%.

En el renglón de exportaciones, se observa que durante el periodo 1987-1997, todas las empresas lograron un importante incremento en el volumen, de entre 50% para Pemex y 120% para Saudi Aramco, al mismo tiempo que también lograron aumentar su parte del mercado.

En el caso de la producción de petrolíferos, se observa que las cuatro empresas incrementaron su volumen de producción, aunque solamente Nioc y Pdvsa con aumentos cercanos a 90 y 70% respectivamente, lograron aumentar su parte sobre el mercado mundial en alrededor de 1%.

Analizando la competitividad de toda la industria petrolera nacional, que en estos países coincide con la CPN. Se observa que la tasa de cobertura o relación entre la producción y el consumo interno de un país, se ha mantenido o aumentado en Arabia Saudita, Irán, México y Venezuela. Mientras que con respecto a la producción de petrolíferos, con la excepción de México, también se ha mantenido o incrementado.

Otro indicador que mide la competitividad, es la tasa de exportación o relación entre las exportaciones y la producción, y se puede observar que Irán se ha mantenido constante y que Arabia Saudita, México y Venezuela han incrementado esta relación. Mientras que con respecto a los petrolíferos, con la excepción de México, esta tasa ha crecido, por lo que estos países incrementaron su competitividad.

Al comparar las tasas de cobertura y de exportación de Arabia Saudita, Irán, México y Venezuela con las de otros países productores sin CPNs de iguales características, se muestra que

los primeros presentan mejores indicadores, lo que les genera una ventaja comparativa dentro de sus respectivas economías.

Ante la globalización económica y la liberalización de los mercados de manera generalizada, los gobiernos de algunos de los países de la OPEP han iniciado en esta última década, un proceso de apertura de su sector petrolero, principalmente en proyectos de baja rentabilidad y alto riesgo.

Argelia, Nigeria y Venezuela han realizado importantes cambios o modificaciones fiscales, legales y regulatorias con el fin de obtener inversiones extranjeras. Como consecuencia de este financiamiento, la CPN ha podido aumentar sus niveles de reservas tanto de crudo como de gas, su producción diaria de hidrocarburos, y en cierto grado su capacidad de autofinanciamiento en otros proyectos.

Por otra parte, Arabia Saudita, Kuwait y México no han mostrado un gran interés en atraer inversiones privadas o en modificar el estado actual de sus operaciones petroleras. Esta situación, se debe a que los dos primeros países cuentan con los recursos financieros y tecnológicos para operar exitosamente de manera relativamente aislada. En el caso de México, está por encontrarse la fórmula que le otorgue a Pemex una mayor autonomía financiera y que le permita financiar sus proyectos de inversión y crecimiento, pues de otra manera se corre el riesgo de que, en el mediano plazo, México deba enfrentar importantes problemas de desabasto de gas natural y petrolíferos, además de una drástica reducción en la plataforma de exportaciones de hidrocarburos.

De acuerdo con la tendencia en los países de la OPEP, las aperturas más significativas en exploración y producción del Medio Oriente, deberán involucrar a Irán y Kuwait, toda vez que son importantes productores y sus políticas de resistencia a las inversiones extranjeras están disminuyendo.

La integración vertical es una estrategia que ha vuelto a ser implementada por muchas empresas petroleras en el mundo. Las CPNs han tenido resultados diversos en su aplicación, pero con la excepción de LybiaNOC, NNPC y Pemex, en general se han podido integrar mediante inversiones autofinanciadas o empresas conjuntas.

En un ambiente de intensa competencia y ante una perspectiva de precios bajos para el petróleo crudo, las compañías que a través de una mayor autonomía de gestión han alcanzado una mayor integración vertical, están más adaptadas para competir con las poderosas multinacionales, mientras que las empresas que por falta de políticas de inversión en el sector *downstream* no han logrado un balance en sus actividades, se han quedado rezagadas competitivamente.

Consideraciones Finales

Se mencionó que la pretensión de esta tesis es haber contribuido al conocimiento y análisis de algunos aspectos relevantes de las CPNs, pero, evidentemente, se debe abundar más sobre los puntos aquí analizados y sobre otros más. En particular, se requiere un mayor estudio y análisis de: el factor tecnológico como indicador de la competitividad de una empresa petrolera; la evaluación económico-financiera de las inversiones y la administración de las empresas privadas en las distintas áreas concesionadas; los marcos fiscales en que operan las CPNs; las ventajas y desventajas de las alianzas estratégicas entre CPNs y multinacionales; y la factibilidad económica y política de la privatización de la CPN o la liberalización de algunas actividades en los países exportadores.

Bibliografia

1. AA/CERA, 1998, *World Energy Trends*, Cambridge Energy Research Associates.
2. Abdalla, K. L., 1995, "The Changing Structure of the International Oil Industry: Implications for OPEC", *Energy Policy* Vol. 23 No.10 pp. 871-877.
3. Abraham, K.S., 1997, A Look at U.S., Canadian, and Global Exploration and Production Trends in: *Energy Watchers VIII: Anticipating Change in the Global Energy Sector: Government and Industry Responses and Middle East Oil and Gas Supply and Asia-Pacific Demand: Fixed Equation to 2020?* (Ed. D.H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
4. Addi, L., 1995, *Algeria's New Oil Strategy in: Oil in the New World Order* (Ed.K. Gillespie and C.M. Henry), University Press of Florida.
5. Adelman, M. A., 1989, The Evolution of World Markets in: *Petromarkets: Probing the Economics of Continental Energy* (Ed. G. C. Watkins), The Fraser Institute.
6. Adelman, M. A., 1995, "Prospects for OPEC Capacity", *Energy Policy* Vol.23 No. 3 pp. 235-241.
7. Ahlburg, D.A., 1994, Population Growth and Poverty in: *Population and Development: Old Debates, New Conclusions* (Ed. R. Cassen), Overseas Development Council.
8. Ahmad K. S., 1994, *The Political Economy of Oil*, Oxford University Press.
9. Akhdar, F.M., 1982, The Philosophy of Saudi Arabia's Industrialization Policy in: *Saudi Arabia: Energy, Developmental Planning, and Industrialization* (Eds. R. El Mallakh and D.H. El Mallakh), Lexington Books.
10. Al-Faris, A.F., 1994, *OPEC and the Market: A Study of Oil Price Rigidity, Determination, and Differentials*, International Research Center for Energy and Economic Development (ICEED).
11. Al-Said, A.H., 1982, The Transition from a Tribal Society to a Nation-State in: *Saudi Arabia: Energy, Developmental Planning, and Industrialization* (Eds. R. El Mallakh and D.H. El Mallakh), Lexington Books.
12. Amirahmadi, H., 1995, The Political Economy of Iran's Oil Policy in: *Oil in the New World Order* (Ed.K. Gillespie and C.M. Henry), University Press of Florida.
13. Amirahmadi, H., 1997, Iran, the Gulf, and the United States in: *Energy Watchers VIII: Anticipating Change in the Global Energy Sector: Government and Industry Responses and Middle East Oil and Gas Supply and Asia-Pacific Demand: Fixed Equation to 2020?* (Ed. D.H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
14. Angelier, J. P., 1989, "Les Politiques de Raffinage des Pays en Développement Expotateurs de Pétrole et de la CEE", *Energie Internationale* 1988/1989.
15. Angelier, J. P., 1994, *Le Gaz Naturel*, Economica.
16. Angelier, J. P., 1997, *Economie Industrielle: une Méthode d'Analyse Sectorielle*, Presses Universitaires de Grenoble.
17. Anthony, J.D., 1982, Saudi Arabia: From Tribal Society to Nation-State in: *Saudi Arabia: Energy, Developmental Planning, and Industrialization* (Eds. R. El Mallakh and D.H. El Mallakh), Lexington Books.
18. API, 1998, *API Basic Petroleum Data Book*, American Petroleum Institute (API).
19. Apter, D.E., 1976, Charters, Cartel, and Multinationals: Some Colonial and Imperial Questions in *The Multinational Corporation and Social Change* (Eds. D.E. Apter and J.W. Goodman), Praeger.

20. Askari, H., 1991, Saudi Arabia's Oil Policy: Its Motivation and Impact in: *After the Oil Price Collapse: OPEP, The United State, and the World Oil Market* (Ed. W. L. Kohl), Johns Hopkins.
21. Auty, R. M., 1991, "Resource-Based Industry in Boom, Downswing and Liberalization: Mexico", *Energy Policy*, January/February 1991 pp. 13-23.
22. Ayala Espino, J., 1997, *Economía Pública: Una Guía para Entender al Estado*, Universidad Nacional Autónoma de México.
23. Baldwin, R.E., 1993, Changes in the Global Trading System: a Response to Shifts in National Economic Power in: *Protectionism and World Welfare* (Ed. D. Salvatore), Cambridge University Press.
24. Barbet, P., L. Benzoni et M. Chevalier, 1986, *Economie de l'énergie*, Presses de la FNSP.
25. Barbosa-Cano, F., 1992, Technical and Economic Problems of the Newly Nationalized Industry in: *The Mexican Petroleum Industry in the Twentieth Century* (Eds. J.C. Brown and A. Knight), University of Texas Press.
26. Barnes, D.F. and L. Qian, 1992, Urban Interfuel Substitution, Energy Use, and Equity in Developing Countries: Some Preliminary Results in: *International Issues in Energy Policy, Development and Economics* (Eds. J. P. Dorian and F. Fesharaki), Westview.
27. Barros de Castro, A. y C.F. Lessa, 1990, *Introducción a la Economía: un Enfoque Estructuralista*, Siglo Veintiuno.
28. Beck, R.J., 1996, *Oil Industry Outlook 1997-2001*, PennWell Books.
29. Beck, R.J., 1997, *Worldwide Petroleum Industry Outlook 1998-2002*, Pennwell Books.
30. Behrang, 1979, *Irán: un Eslabón Débil del Equilibrio Mundial*, Siglo Veintiuno.
31. Beil, S., Q. Croft, M. Hinchy and B.S. Fisher, 1992, Economics and the Greenhouse Effect: Some Early Implications for Coal in: *International Issues in Energy Policy, Development and Economics* (Eds. J. P. Dorian and F. Fesharaki), Westview.
32. Berger, J.C., 1995, Rentes Différentielles-Rentes de Monopole dans: *L'économie Industrielle des Strategies d'Entreprises* (Ed. J.M. Chevalier), Montchrestien.
33. Bergesen, H.O., O. Bjørk and D.H. Claes, 1989, The World Oil Market in the 1990's: is a New Order Possible?, The Fridtjof Nansen Institute.
34. Beteta, M.R., 1987, The Role of the Oil Industry in Mexico in: *Petroleum and Mexico's Future* (Ed. P.S.Falk), Westview Press.
35. Bettelhem, C., 1965, *Planificación y Crecimiento Acelerado*, Fondo de Cultura Económica.
36. Biolsi, R.A., 1995, Spot, Options, and Futures Oil Markets in: *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
37. Birol, F., Aleagha A.B., and Ferroukhi R., 1995, "The Economic Impact of Subsidy Phase Out in Oil Exporting Developing Countries: a Case Study of Algeria, Iran and Nigeria", *Energy Policy*, Vol. 23 No. 3, pp 209-215.
38. Blair, P.D., 1993, U.S. Energy Policy Perspectives for the 1990s in: *Making National Energy Policy* (Ed.H.H. Landsberg), Resources for the Future.
39. Boepple, J.T., 1995, Refined Product Prices in: *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
40. Bohi, D.R., 1993, Searching for Consensus on Energy Security Policy in: *Making National Energy Policy* (Ed.H.H. Landsberg), Resources for the Future.
41. Boué, J.C., 1993, *Venezuela*, Oxford University Press.
42. Boulos, A.J., 1995, Opportunities for Energy Investment in Russia and the Republics in: *Oil in the New World Order* (Ed.K. Gillespie and C.M. Henry), University Press of Florida.
43. Bourgeois, B. et F. Perrin, 1988, "Les Strategies des Compagnies Pétroliers: les Majors de 1973 a 1985", *Energie Internationale* 1987 1988.
44. Bourgeois, B., 1990, "Les Compagnies Pétroliers des Pays Producteurs en Développement s'Internationalisent", *Energie Internationale*: 1989/1990.

45. Bourgeois, B., 1995, Evolución de las Empresas Públicas Petroleras de los Países Exportadores: de los Modelos Nacionales de Crecimiento al Ciclo de Vida Organizacional *en: Planeación Energética y Empresa Pública* (Ed. J.J. Jardón, Plaza y Valdés).
46. Boussena, S., 1993, L'adaptation des Compagnies Nationales au Nouveau Contexte Pétrolier, Institute d'Economie et de Politique de l'Energie-Grenoble.
47. BP, 1998, *Statistical Review of World of World Energy 1997*, British Petroleum.
48. Brown, J.C., 1992, The Structure of the Foreign-Owned Petroleum Industry in México, 1880-1938 *in: The Mexican Petroleum Industry in the Twentieth Century* (Eds. J.C. Brown and A. Knight), University of Texas Press.
49. Brown, K.C. and R.F. Semmens, 1995, Perspectives on Integration in the Oil Industry: Innovations from the Financial Market *in: Oil in the New World Order* (Eds. K. Gillespie and C.M. Henry), University Press of Florida.
50. Cairnie, R., 1992, Medium-Term Oil Markets: Beyond the Gulf Crisis *in: International Issues in Energy Policy, Development and Economics* (Eds. J. P. Dorian and F. Fesharaki), Westview.
51. Cardero, M.E., 1996, El Sector Energía yPetroquímica Básica en el TLC *en: Qué Ganamos y qué Perdimos con el TLC* (Ed. M.E. Cardero), Siglo Veintiuno.
52. Carrol, J. E., 1992, Environment Free Trade, and Canada-US Relations *in: The Canada-US Relationship: The Politics of Energy and Environmental Coordination* (Ed. J. Lemco), Praeger.
53. Casas-González, A., 1993, "Structural Change in the Oil Industry", 20th Annual International Energy Conference, Boulder, Colorado.
54. Case, J.C., 1995, Oil Pricing *in: The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
55. Chang, H. J., 1996, *El Papel del Estado en la Economía*, Ariel Sociedad Económica.
56. Chapman, K., 1991, *International Petrochemical Industry: Evolution and Location*, Blackwell.
57. Chevalier, J.M., 1995, L'aport de l'Economie Industrielle aux Stratégies d'Entreprises *dans: L'économie Industrielle des Strategies d'Entreprises* (Ed. J.M. Chevalier), Montchrestien.
58. Colmenares-César, F., 1991, *Pemex: Crisis y Reestructuración*, PUE-UNAM.
59. Corden, W.D., 1993, The Revival of Protectionism in Developed Countries *in; Protectionism and World Welfare* (Ed. D. Salvatore), Cambridge University Press.
60. Danielsen, A.L., 1982, *The Evolution of OPEC*, Harcourt Brace.
61. Davis, D.H., 1993, *Energy Politics*, St. Martin's Press.
62. De la Vega-Navarro, A., 1999, *La Evolución del Componente Petrolero en el Desarrollo y la Transición de México*, Programa Universitario de Energía-Universidad Nacional Autónoma de México.
63. De la Vega-Navarro, A., 1994, "Dinámicas de las Economías de los Países Exportadores de Hidrocarburos y Reorganización de sus Industrias Petroleras", *Desarrollo y Energía*, Vol. III, No. 6 (Octubre 1994).
64. Denison, D., T.D. Crocker and G. Briand, 1995, The Impact of Environmental Controls on Petroleum Exploration, Development, and Extraction *in: The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
65. Deschamps, E., 1995, L'intégration Verticale *dans: L'économie Industrielle des Strategies d'Entreprises* (Ed. J.M. Chevalier), Montchrestien.
66. Dorian, J.P., and F. Fesharaki (Eds.), 1992, *International Issues in Energy Policy, Development and Economics*, Westview.
67. Dorian, J.P., S.F. Zhansetov, and S.H. Indriyanto, 1994, "The Kazakh Oil Industry: A Potencial Critical Role in Cental Asia", *Energy Policy*, Volume 22 Number 8, pp. 685-698.
68. Dowling, E.T., and F.G. Hilton, 1995, The Changing Determinants of Global Energy Consumption *in: The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.

69. Duncan, J.W. and A.C. Gross, 1995, *Statistics for the 21st Century: Proposals for Improving Statistics for Better Decision Making*, Irwin Professional Publishing.
70. Duran, E., 1985, Pemex: The Trajectory of a National Oil Policy in: *Latin American Oil Companies and the Politics of Energy* (Ed. J.D. Wirth), University of Nebraska Press.
71. Ebel, R.E., 1997, Opportunities and Challenges in Energy in the Former Soviet Union in: *Energy Watchers VIII: Anticipating Change in the Global Energy Sector: Government and Industry Responses and Middle East Oil and Gas Supply and Asia-Pacific Demand: Fixed Equation to 2020?* (Ed. D.H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
72. Eells, R., 1972, *Global Corporations: The Emerging System Of World Economic Power*, Interbook.
73. El Mallakh R., 1981, *The Economic Development of the United Arab Emirates*, Croom Helm.
74. El Mallakh R., 1985, *Qatar: Energy & Development*, Croom Helm.
75. El Mallakh, R and El Mallakh, D. H. (Eds), 1982, *Saudi Arabia: Energy, Development Planning, and Industrialization*, Lexington Books.
76. El Mallakh, R., Noreng Ø. and Poulson B. W., 1984, *Petroleum and Economic Development: The Cases of México and Norway*, Lexington Books.
77. El Serafy, S., 1995, Oil and the Economies of Oil Exporting Countries in: *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
78. Elías, C.G., 1995, The Sociopolitical Impact of the Oil Industry in Oil Exporting Countries in: *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
79. Encarta, 1999, *Microsoft Encarta Encyclopedia 1999*, Microsoft.
80. Espinasa, R and .B. Mommer, 1992, Venezuelan Oil Policy in the Long Run in: *International Issues in Energy Policy, Development and Economics* (Eds. J. P. Dorian and F. Fesharaki), Westview.
81. FEA, 1975, *The Relationship of Oil Companies and Foreign Governments*, Office of International Energy Affairs-Federal Energy Administration.
82. Field, G., 1991, Nigerian National Petroleum Corporation in: *International Directory of Company Histories Vol. IV* (Ed. A. Hast), St. James Press.
83. Forrester, V., 1996, *El Horror Económico*, Fondo de Cultura Económica.
84. Foster J., 1980, Consumers and Producers: Balancing Mutual Requirements in: *New Policy Imperatives for Energy Producers* (Eds. R. El Mallakh and D. H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
85. Freedman, S., 1996, The Role of Natural Gas in Electric Power Generation in the Twenty-First Century in: *Economics and Politics of Energy* (Eds. B.N. Kursunoglu, S.L. Mintz and A.Perlmutter), Plenum Press.
86. Fried E. R. and Philip H. Trezise, 1993, *Oil Security: Retrospect and Prospect*, The Brookings Institution.
87. Galbraith, B.E., 1983, Defining Heavy Oil in: *Heavy Versus Light Oil: Technical Issues and Economic Considerations* (Ed. R. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development (ICEED).
88. Garza, A. A., 1994, *Determinación del Precio Internacional del Petróleo: Opciones para México*, Fondo de Cultural Económica / Economía Latina.
89. Gately, D., 1984, "A Ten-Year Retrospective: OPEC and the World Oil Market", *Journal of Economic Literature*, Vol. XXII (September 1984), pp. 1100-1114.
90. Gillespie, K., and C.M. Henry (Eds.), 1995, *Oil in the New World Order*, University Press of Florida.

91. Giraud, P.N., 1995, "The Equilibrium Price Range of Oil: Economics, Politics and Uncertainty in the Formation of Oil Prices", *Energy Policy*, Vol. 23, No.1, pp. 35-49.
92. Globberman, S. and M. Bader, 1991, A Perspective on Trilateral Economic Relations in: *Continental Accord: North American Economic Integration* (Ed. S. Globberman), The Fraser Institute.
93. Gómez-de Silva, G., 1997, *Diccionario Geográfico Universal*, Fondo de Cultura Económica.
94. Grayson, L. E., 1981, *National Oil Companies*, John Wiley and Sons.
95. Greene, D.L., 1997, The Cost of Transportation's Oil Dependence in: *Social Costs and Sustainability: Valuation and Implementation in the Energy and Transport Sector* (Eds. O. Hohmeyer, R. L. Ottinger and K. Rennings), Springer.
96. Greene, W.N., 1985, *Strategies of the Major Oil Companies*, UMI Research Press.
97. Han, V. X., 1994, *Oil Persian Gulf States, and the United States*, Westport.
98. Hartley, D., 1996, Renewables: A Key Component of Our Global Energy Future in: *Economics and Politics of Energy* (Eds. B.N. Kursunoglu, S.L. Mintz and A.Perlmutter), Plenum Press.
99. Hartshorn, J. E., 1993, *Oil Trade: Politics and Prospects*, Cambridge University Press.
100. Hassanain M. A., 1980, The Producer: Some Policies and Options in: *New Policy Imperatives for Energy Producers* (Eds. R. El Mallakh and D. H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
101. Helleiner, G.K., 1993, Protectionism and the Developing Countries in: *Protectionism and World Welfare* (Ed. D. Salvatore), Cambridge University Press.
102. Hohmeyer, O., 1995, Social Costs of Climate Change: Strong Sustainability and Social Costs in: *Social Costs and Sustainability: Valuation and Implementation in the Energy and Transport Sector* (Eds. O. Hohmeyer, R. L. Ottinger and K. Rennings), Springer.
103. Horwich, G., 1992, Energy Policy, Oil Markets, and the Middle East War: Did We Learn the Lesson of the 1970s? in: *International Issues in Energy Policy, Development and Economics* (Eds. J. P. Dorian and F. Fesharaki), Westview.
104. Hudson, R., 1996, World Energy Use-Trends in Demand in: *Economics and Politics of Energy* (Eds. B.N. Kursunoglu, S.L. Mintz and A.Perlmutter), Plenum Press.
105. Hull, J.T., 1983, Heavy Oil Processing: An Overview in: *Heavy Versus Light Oil: Technical Issues and Economic Considerations* (Ed. R. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development (ICEED).
106. Hunt, , and Sherman, 1981,
107. Johany, A.D., 1982, The Saudi Economy: Yesterday's Performance and Tomorrow's Prospects in: *Saudi Arabia: Energy, Developmental Planning, and Industrialization* (Eds. R. El Mallakh and D.H. El Mallakh), Lexington Books.
108. Jonathan, P. S., 1990, *European Gas Markets: Challenge and Opportunity in the 1990s*, Energy and Environmental Programme.
109. Jones, G., 1991a, Abu Dhabi National Oil Company in: *International Directory of Company Histories Vol. IV* (Ed. A. Hast), St. James Press.
110. Jones, G., 1991b, Kuwait Petroleum Corporation in: *International Directory of Company Histories Vol. IV* (Ed. A. Hast), St. James Press.
111. Jones, G., 1991c, National Iranian Oil Company in: *International Directory of Company Histories Vol. IV* (Ed. A. Hast), St. James Press.
112. Kaufman-Purcell, S., 1987, The Impact of the Debt Crisis on the Mexican Political System in: *Petroleum and Mexico's Future* (Ed. P.S.Falk), Westview Press.
113. Kealey, T., 1996, *The Economic Laws of Scientific Research*, St. Martin's Press.
114. Kemp, A.G., 1992, "Petroleum Policy Issues in Developing Countries", *Energy Policy*, February 1992, pp. 104-115.

115. Ketkar, K.W., 1995, Global Oil Spills, the Environment, and Oil Pollution Legislation in the United States in: *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
116. Ketoff, A.N., 1992, Overcoming Barriers to Energy Efficiency in Transportation: The Case of Brazil in: *International Issues in Energy Policy, Development and Economics* (Eds. J. P. Dorian and F. Fesharaki), Westview.
117. Khan, S. A., 1994, *Nigeria*, Oxford University Press.
118. Khartukov, E.M., 1992, Long-Term Oil Developments in the Former Soviet Union: Domestic Issues and International Implications in: *International Issues in Energy Policy, Development and Economics* (Eds. J. P. Dorian and F. Fesharaki), Westview.
119. Klapp, M.G., 1987, *The Sovereign Entrepreneur*, Cornell University Press.
120. Knight, A., 1992, The Politics of the Expropriation in: *The Mexican Petroleum Industry in the Twentieth Century* (Eds. J.C. Brown and A. Knight), University of Texas Press.
121. Kochanowicz, J., 1994, Reforming Weak States and Deficient Bureaucracies in: *Intricate Links: Democratization and Market Reforms in Latin America and Eastern Europe* (Ed. J.M. Nelson), Overseas Development Council.
122. Krapels, E. N., 1991, The Fundamentals of the World Oil Market of the 1980s in: *After the Oil Price Collapse: OPEC, The United State, and the World Oil Market* (Ed. W. L. Kohl), Johns Hopkins.
123. Kursunoglu, S.L., N. K, Mintz S. L. and Perlmutter, *Economics and Politics of Energy*, Plenum Press.
124. Lamontagne M., 1991, Den Norske Stats Oljeselskap AS in: *International Directory of Company Histories Vol. IV* (Ed. A. Hast), St. James Press.
125. Lax, H. L., 1988, *States and Companies*, Praeger.
126. Leonard, H. J., 1980, "Multinational Corporations and Politics in Developing Countries", *World Politics*, V. 32, pp 456.
127. Leos, H., 1994, *Origen y Modernización de Petróleos Mexicanos*, Programa Universitario de Energía-UNAM.
128. Lieuwen, E., 1985, The Politics of Energy in Venezuela in: *Latin American Oil Companies and the Politics of Energy* (Ed. J.D. Wirth), University of Nebraska Press.
129. Lipsey, R., 1991, The Case of Trilateralism in: *Continental Accord: North American Economic Integration* (Ed. S. Globerman), The Fraser Institute.
130. Long, D.E., 1995, Oil Politics in the GCC States in the Wake of the Kuwait in: *Oil in the New World Order* (Ed.K. Gillespie and C.M. Henry), University Press of Florida.
131. López, J., 1991, *Teoría del Crecimiento y Economías Semiindustrializadas*, Universidad Nacional Autónoma de México.
132. Luciani, G., 1995, The Dynamics of Reintegration in the International Petroleum Industry in: *Oil in the New World Order* (Ed.K. Gillespie and C.M. Henry), University Press of Florida.
133. Lynch, M.C., 1997, "The Wolf at the Door or Crying Wolf?: Fears about the Next Oil Crisis", Eighteenth International Area Conference on U.S. Energy Trends: Supply, Demand, and Reform, Boulder, USA, April 8-9, 1997.
134. Lynch, M.C., 1997, Asian Natural Gas: Boom and Bust? in: *Energy Watchers VIII: Anticipating Change in the Global Energy Sector: Government and Industry Responses and Middle East Oil and Gas Supply and Asia-Pacific Demand: Fixed Equation to 2020?* (Ed. D.H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
135. MacFadyen, A.J., 1993, "OPEC and Cheating: Revisiting the Kinked Demand Curve", *Energy Policy*, August 1993, pp. 858-867.
136. McBeth, B.S., 1991a, Petróleos de Venezuela S.A. in: *International Directory of Company Histories Vol. IV* (Ed. A. Hast), St. James Press.

137. McBeth, B.S., 1991b, *Petróleos Mexicanos in: International Directory of Company Histories Vol. IV* (Ed. A. Hast), St. James Press.
138. McHale, T.R., 1997, *The Ever-Changing Dynamics of the World Energy Balance in: Energy Watchers VIII: Anticipating Change in the Global Energy Sector: Government and Industry Responses and Middle East Oil and Gas Supply and Asia-Pacific Demand: Fixed Equation to 2020?* (Ed. D.H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
139. McKie, J.W., 1983, *Heavy Oil: Its Significance for the U.S. Energy Balance in: Heavy Versus Light Oil: Technical Issues and Economic Considerations* (Ed. R. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development (ICEED).
140. McKinnon, R.I. and K.C. Fung, 1993, *Floating Exchange Rates and the New Interbloc Protectionism: Tariffs Versus Quotas in: Protectionism and World Welfare* (Ed. D. Salvatore), Cambridge University Press.
141. Meadows D.H., D.L. Meadows, J. Randers, y W.W. Behrens III, 1972, *Los Límites del Crecimiento: Informe del Club de Roma sobre el Predicamento de la Humanidad*, Fondo de Cultura Económica.
142. Medin, T., 1981, *Ideología y Praxis Política de Lázaro Cárdenas*, Siglo Veintiuno.
143. Megateli, A., 1980, *Investment Policies of National Oil Companies*, Praeger.
144. Ménard, C., 1997, *L'économie des Organisations*, La Découverte.
145. Meyer, L., 1992, *The Expropriation and Great Britain in: The Mexican Petroleum Industry in the Twentieth Century* (Eds. J.C. Brown and A. Knight), University of Texas Press.
146. MIIIE, 1997, *El Reino de Arabia Saudí: La Marcha de la Construcción*, Ministerio de Información (Información Exterior) del Reino de Arabia Saudí.
147. Mikdashi, Z. , 1986, *Transnational Oil: Issues, Policies and Perspectives*, Printer
148. Millerd, F.W., 1995a, *Global Oil Production in: The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
149. Millerd, F.W., 1995b, *Global Oil Reserves in: The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
150. Mitchell, J. V., 1994, *An Oil Agenda for Europe*, The Royal Institute of International Affairs.
151. Mitra, K. P., 1990, *Adjustment in Oil-Importing Developing Countries: A Comparative Economic Analysis*, Cambridge University Press.
152. Mizsei, K. and O. Muñoz, 1994, *The Rise and Decline of State Economic Intervention in: Intricate Links: Democratization and Market Reforms in Latin America and Eastern Europe* (Ed. J.M. Nelson), Overseas Development Council.
153. Mizsei, K., 1994, *Property Rights Reform During Democratization in: Intricate Links: Democratization and Market Reforms in Latin America and Eastern Europe* (Ed. J.M. Nelson), Overseas Development Council.
154. Mohammad Y. H and Mead, W. J., 1990, *World Oil Prices Demand, Supply, and Substitutes*, International Research Center for Energy and Economic Development (ICEED).
155. Montgomery, D. W., *Interdependencies Between Energy and Environmental Policies in: Making National Energy Policy* (Ed. H. H. Landsberg), Resources for the Future.
156. Moosa, I.A., 1993, "Can OPEC Cause Inflation and Recession?", *Energy Policy*, November 1993, pp. 1145-1154.
157. Mora, J., 1994, *Associations Stratégiques de PDVSA: Forces et Faiblesses*, Institute d'Economie et de Politique de l'Energie-Grenoble.
158. Morales, I., 1992a, *The Consolidation and Expansion of Pemex, 1947-1958 in: The Mexican Petroleum Industry in the Twentieth Century* (Eds. J.C. Brown and A. Knight), University of Texas Press.

159. Morales, I., 1992b, Pemex during the 1960s and the Crisis in Self-Sufficiency in: *The Mexican Petroleum Industry in the Twentieth Century* (Eds. J.C. Brown and A. Knight), University of Texas Press.
160. Morse, E.L. and J. Nanay, 1991, The Oil Price Collapse: The Response of the Oil Exporters in: *After the Oil Price Collapse: OPEP, The United State, and the World Oil Market* (Ed. W. L. Kohl), Johns Hopkins.
161. Morse, E.L., 1987, Mexico: Petroleum Stakes and Risks in a Turbulent Marketplace in: *Petroleum and Mexico's Future* (Ed. P.S.Falk), Westview Press.
162. Munasinghe, M. and Meier P., *Energy Policy Analysis and Modeling*, Cambridge University Press.
163. Muñoz, O., 1994, Toward Trade Opening: Legacies and Current Strategies in: *Intricate Links: Democratization and Market Reforms in Latin America and Eastern Europe* (Ed. J.M. Nelson), Overseas Development Council.
164. Nelson, J.M., 1994, How Market Reforms and Democratic Consolidation Affect Each Other in: *Intricate Links: Democratization and Market Reforms in Latin America and Eastern Europe* (Ed. J.M. Nelson), Overseas Development Council.
165. Odell, P.R., 1995, Toward the Regionalization of Oil Markets in: *Oil in the New World Order* (Ed.K. Gillespie and C.M. Henry), University Press of Florida.
166. OECD/EIA, 1993, *World Energy Outlook*, OECD Publications.
167. OECD/EIA, 1994, *Energy in Developing Countries*, OECD Publications.
168. OECD/EIA, 1995, *World Energy Outlook*, OECD Publications.
169. OECD/EIA, 1996a, *The Role of IEA Governments in Energy: 1996 Update*, OECD Publications.
170. OECD/EIA, 1996b, *Energy Policies for IEA Countries: France 1996 Review*, OECD Publications.
171. OGJ, 1999, *Oil and Gas Journal Data Book*, Pennwell.
172. Olmeta, A.E, 1995, C. Forward Integration of the Venezuela Oil Industry in: *Oil in the New World Order* (Ed.K. Gillespie and C.M. Henry), University Press of Florida.
173. Olorunfemi, M. A. and M. Knöbl, 1993, "Strategies of National Oil Companies in an Increasingly Competitive Business Environment", *OPEC Review* Summer 1993 pp.151-1
174. OPEC, 1977, *Annual Statistical Bulletin 1976*, OPEC.
175. OPEC, 1985, *Annual Statistical Bulletin 1984*, OPEC.
176. OPEC, 1993, *Annual Statistical Bulletin 1992*, OPEC.
177. OPEC, 1997, *Annual Statistical Bulletin 1996*, OPEC.
178. OPEC, 1998, *Annual Statistical Bulletin 1997*, OPEC.
179. Owen, A.D., 1992, Oil Self-Sufficiency for Australia in: *International Issues in Energy Policy, Development and Economics* (Eds. J. P. Dorian and F. Fesharaki), Westview.
180. Pakravan, K., 1997, Are the Gulf Cooperation Council Members States Creditworthy? in: *Energy Watchers VIII: Anticipating Change in the Global Energy Sector: Government and Industry Responses and Middle East Oil and Gas Supply and Asia-Pacific Demand: Fixed Equation to 2020?* (Ed. D.H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
181. Panayotou, T., 1994, Population, Environment, and Development Nexus in: *Population and Development: Old Debates, New Conclusions* (Ed. R. Cassen), Overseas Development Council.
182. Paquet, G., 1992, The Environmental/Energy Interface: Social Learning versus the Invisible Foot in: *The Canada-US Relationship: The Politics of Energy and Environmental Coordination* (Ed. J. Lemco), Praeger.
183. Pdvs, 1999, www.pdvs.com, Petróleos de Venezuela.

184. Pemex, 1995a, *Plan de Negocios 1995-2000 de PEMEX Exploración y Producción*, Petróleos Mexicanos.
185. Pemex, 1995b, *Plan de Negocios 1995-2000 de PEMEX Refinación*, Petróleos Mexicanos.
186. Pemex, 1997a, *Memoria de Labores 1996*, Petróleos Mexicanos.
187. Pemex, 1997b, *Anuario Estadístico 1997*, Petróleos Mexicanos.
188. Pemex, 1997c, *Marco Jurídico Básico 1997*, Petróleos Mexicanos.
189. Pemex, 1998a, *Memoria de Labores 1997*, Petróleos Mexicanos.
190. Pemex, 1998b, *Anuario Estadístico 1998*, Petróleos Mexicanos.
191. Pemex, 1998c, *Lineamientos para la Formulación del Presupuesto de Egresos de Operación e Inversión 1998 de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*, Petróleos Mexicanos.
192. Pemex, 1999a, *Memoria de Labores 1998*, Petróleos Mexicanos.
193. Pemex, 1999b, *Anuario Estadístico 1999*, Petróleos Mexicanos.
194. Pemex, 1999c, *Informe Anual 1998*, Petróleos Mexicanos.
195. Pemex, 1999d, *Las Reservas de Hidrocarburos en México Volumen 1*, Petróleos Mexicanos.
196. Pemex, 2000, *Memoria de Labores 1999*, Petróleos Mexicanos.
197. *Petroelum Economist*, 1998, mayo.
198. Petroguide, 1997, *Petrocompanies*, Petroguide Limited.
199. Petroguide, 1998, *Petrocompanies*, Petroguide Limited.
200. *Petroleum Economist*, 1995, *The Guide to World Energy Privatization*, The Petroleum Economist Ltd.
201. *Petroleum Economist*, 1997, junio.
202. Philip, G., 1982, *Oil and Politics in Latin America*, Cambridge University Press.
203. Philip, G., 1992, The Expropriation in Comparative Perspective in: *The Mexican Petroleum Industry in the Twentieth Century* (Eds. J.C. Brown and A. Knight), University of Texas Press.
204. Pinto, H., 1994, Les Structures de Financement des Compagnies Pétrolières Internationales Constituent-elles une Norme pour les Compagnies Nationales des Pays Exportateurs?, *Institute d'Economie et de Politique de l'Energie-Grenoble*.
205. PIW, 1998, *Ranking the World's Top Oil Companies*, Energy Intelligence Group.
206. PIW, 1999, *Ranking the World's Top Oil Companies*, Energy Intelligence Group.
207. Porter, M.E., 1990, *The Competitive Advantage of Nations*, The Free Press.
208. Price, E. H. M., 1992, Energy and the Environment: Impacts of Developments in the Former Soviet Union and the East European Six in: *International Issues in Energy Policy, Development and Economics* (Eds. J. P. Dorian and F. Fesharaki), Westview.
209. Ramírez de la O, R., 1991, A Mexican Vision of North American Economic Integration in: *Continental Accord: North American Economic Integration* (Ed. S. Globerman), The Fraser Institute.
210. Randall, L., 1989, *The Political Economy of Mexican Oil*, Praeger.
211. Rock-de Sacristán, C., 1996, Política en Materia de Competencia, Monopolios y Empresas del Estado en: *Qué Ganamos y qué Perdimos con el TLC* (Ed. M.E. Cardero), Siglo Veintiuno.
212. Rodríguez-Padilla, V., 1991, "Sovereignty Over Petroleum Resources: The End of an Era?", *Energy Studies Review* Vol. 3, No. 2, pp. 108-123.
213. Rodríguez-Padilla, V., 1995, Las Empresas Energéticas en los Países Subdesarrollados: ¿La Privatización tiene un Límite? en: *Planeación Energética y Empresa Pública* (Ed. J.J. Jardón, Plaza y Valdés).
214. Roncaglia, A., 1985, *The International Oil Market: a Case of Trilateral Oligopoly*, MacMillan
215. Ruiz-Duran, C., 1980, Oil Funds Accumulation: Policies of a Nationalized Industry/The Mexican Experience in: *New Policy Imperatives for Energy Producers*, (Eds. R. El Mallakh and D. H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).

216. Salameh M. G., 1990, *Is a Third Oil Crisis Inevitable?*, Salameh.
217. Salvatore, D., 1993, Protectionism and World Welfare in: *Protectionism and World Welfare* (Ed. D. Salvatore), Cambridge University Press.
218. Salvatore, D., 1995, Energy Use and Efficiency in the G-7 Countries in: *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
219. Saulniers, A.H., 1985, The State Companies: A Public Policy Perspective in: *Latin American Oil Companies and the Politics of Energy* (Ed. J.D. Wirth), University of Nebraska Press.
220. Scott, N., 1993, Protectionism in Western Europe in: *Protectionism and World Welfare* (Ed. D. Salvatore), Cambridge University Press.
221. Servello, J., 1983, Heavy Oil Development and the Venezuelan Petroleum Industry: Technical Issues and Economic Considerations in: *Heavy Versus Light Oil: Technical Issues and Economic Considerations* (Ed. R. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development (ICEED).
222. Seymour, A.H., 1991a, Entreprise Nationale Sonatrach in: *International Directory of Company Histories Vol. IV* (Ed. A. Hast), St. James Press.
223. Seymour, A.H., 1991b, Saudi Arabian Oil Company in: *International Directory of Company Histories Vol. IV* (Ed. A. Hast), St. James Press.
224. Shojai, S. (Ed.), 1995a, *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy*, Praeger.
225. Shojai, S., 1995b, The International Energy Agency in: *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
226. Smil, V., 1994, *Energy in World History*, Westview.
227. Sohn, I., 1987, "External Debt and Oil Prices: Some Prospects for Oil-Exporting Developing Countries", *Energy Policy*, October 1987 pp. 408-420.
228. Spash, C.L. and A. Young, 1995, Environmental Imperatives and Renewable Sources of Energy in: *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
229. Spriggs, D.P., 1991, Impact of the Oil Price Decline on US Oil Companies in: *After the Oil Price Collapse: OPEP, The United State, and the World Oil Market* (Ed. W. L. Kohl), Johns Hopkins.
230. Stauffer, T.R., "The Iranian Connection: The Geo-Economics of Exporting Central Asian Energy Via Iran", Occasional Papers: Number Twenty Nine, International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
231. Stern, J.P., 1990, *European Gas Markets: Challenge and Opportunity in the 1990s*, The Royal Institute of International Affairs.
232. Stevens, P.J., 1982, The Interaction between Oil Policy and Industrial Policy in Saudi Arabia in: *Saudi Arabia: Energy, Developmental Planning, and Industrialization* (Eds. R. El Mallakh and D.H. El Mallakh), Lexington Books.
233. Stevens, P.J., 1995, "The Determination of Oil Prices 1945-95: A Diagrammatic Interpretation", *Energy Policy*, Vol. 23 Number 10, pp 861-870.
234. Stevens, P.J., 1997, "Energy and Privatization: Sensitivities and Realities", Twenty-Fourth International Conference on The Global Energy Sector: Opportunity and Uncertainty, Boulder, Colorado, April 6-8, 1997.
235. Stoga, A.J., 1987, Mexico: Is there Life After Debt? in: *Petroleum and Mexico's Future* (Ed. P.S.Falk), Westview Press.
236. Struth, A.H., 1997, World Oil Markets: A Past and Future Perspective in: *Energy Watchers VIII: Anticipating Change in the Global Energy Sector: Government and Industry Responses and Middle East Oil and Gas Supply and Asia-Pacific Demand: Fixed Equation to 2020?* (Ed.

- D.H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
237. Szabó, A.M., 1997, Worldwide Refining Investment: An Outlook to the Year 2010 in: *Energy Watchers VIII: Anticipating Change in the Global Energy Sector: Government and Industry Responses and Middle East Oil and Gas Supply and Asia-Pacific Demand: Fixed Equation to 2020?* (Ed. D.H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
 238. Taber, J.J., 1983, Enhanced Recovery Methods for Heavy and Light Oils in: *Heavy Versus Light Oil: Technical Issues and Economic Considerations* (Ed. R. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development (ICEED).
 239. Tanzer, M., 1969, *The Political Economy of International Oil and the Underdeveloped Countries*, Beacon.
 240. Tanzi, V. and I. Coelho, 1993, Restrictions to Foreign Investment: a New Form of Protectionism? in: *Protectionism and World Welfare* (Ed. D. Salvatore), Cambridge University Press.
 241. Tétreault, M.A., 1995, Kuwait's Forward Integration in: *Oil in the New World Order* (Ed. K. Gillespie and C.M. Henry), University Press of Florida.
 242. Tippee, B.T., 1993, *Where's the Shortage?*, PennWell Books.
 243. Torvanger, A., 1995, Sources of Energy and the Environment in: *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
 244. Touraine, A., 1999, *Comment Sortir du Libéralisme?*, Fayard.
 245. Tussing A. R. and Tippee B., 1995, *The Natural Gas Industry: Evolution, Structure and Economics*, PennWell Books.
 246. Uemura, K., 1992, How the World Oil Market Could Avoid Another Supply Shock: Examination of the Saudi Oil Policy in Terms of the Saudi-U.S. Coalition in: *International Issues in Energy Policy, Development and Economics* (Eds. J. P. Dorian and F. Fesharaki), Westview.
 247. Urquidi, V.L., 1996, *México en la Globalización: Condiciones y Requisitos de un Desarrollo Sustentable y Equitativo-Informe de la Sección Mexicana del Club de Roma*, Fondo de Cultura Económica.
 248. Verleger, P. K. Jr., 1980, Possibilities for a North American Energy Common Market in: *New Policy Imperatives for Energy Producers* (Eds. R. El Mallakh and D. H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
 249. Verleger, P. K. Jr., 1993, *Adjusting to Volatile Energy Prices*, Institute for International Economics.
 250. Verleger, P.K. Jr. and J.L. Bresler, 1983, Strategies for Maximizing the Value of Heavy Crude in: *Heavy Versus Light Oil: Technical Issues and Economic Considerations* (Ed. R. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development (ICEED).
 251. Villegas-Moreno, G., 1998, *La Industria Petrolera en México: Cronología 1857-1988*, Petróleos Mexicanos.
 252. Viqueira, J., 1987, *Ingeniería y Sociedad*, Universidad Autónoma Metropolitana.
 253. Vlissing, E., 1991, Pertamina in: *International Directory of Company Histories Vol. IV* (Ed. A. Hast), St. James Press.
 254. *Weekly Petroleum Argus*, varios años, Petroleum Argus.
 255. Welsh, H.E. and J.C. Gormley, 1995, Sources of Information on the Oil Industry in: *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy* (Ed. S. Shojai), Praeger.
 256. Wirth, J.D. (Ed.), 1985, *Latin American Oil Companies and the Politics of Energy*, University of Nebraska Press.

- 257.WPA, 1996, *World Petroleum Arrangements*, Borrows.
- 258.WPA, 1998, *World Petroleum Arrangements*, Borrows.
- 259.Yergin, D., 1980, *The Energy Future in: New Policy Imperatives for Energy Producers* (Eds. R. El Mallakh and D. H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).
- 260.Yergin, D., 1992, *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power*, Touchstone.
- 261.Zentner, R. D., 1980, *The Energy Crisis Revisited: Policy Options for the 1980s in: New Policy Imperatives for Energy Producers*, (Eds. R. El Mallakh and D. H. El Mallakh), International Research Center for Energy and Economic Development. (ICEED).

Anexo 1

Fórmulas de Cotización de los Crudos Mexicanos en Distintas Regiones

En función del tipo de crudo que es vendido, se tienen pactadas las siguientes formulas de precios, las cuales, se pueden adecuar con el tiempo (Estudillo, 1998):

CONTINENTE AMERICANO:

$$\text{Crudo Istmo: } P = 0.40(\text{WTS} + \text{LLS}) + 0.20 \text{ BRD} + K_p$$

$$\text{Crudo Olmeca: } P = 0.333(\text{WTS} + \text{LLS} + \text{BRD}) + K_p$$

$$\text{Crudo Maya: } P = 0.40(\text{WTS} + \text{FO63\%S}) + 0.10(\text{LLS} + \text{BRD}) + K_p$$

CONTINENTE EUROPEO:

$$\text{Crudo Istmo: } P = 0.887(\text{BRD}) + 0.113(\text{FO63.5\%S}) - 0.16(\text{FO61\%S} - \text{FO63.5\%S}) + K_p$$

$$\text{Crudo Maya: } P = 0.527(\text{BRD}) + 0.467(\text{FO63.5\%S}) - 0.25(\text{FO61\%S} - \text{FO63.5\%S}) + K_p$$

LEJANO ORIENTE:

$$\text{Crudo Istmo: } P = \frac{(\text{OMAN} + \text{DUBAI})}{2} + K_p$$

$$\text{Crudo Maya: } P = \frac{(\text{OMAN} + \text{DUBAI})}{2} + K_p$$

Donde:

WTS: Precio spot del crudo West Texas Sour (Midland, Estados Unidos).

LLS: Precio spot del crudo Louisiana Light Sweet (St. James, Estados Unidos).

FO6%S: Precio spot del combustóleo N°6, con 3% de contenido de azufre (en Houston Tx).

BRD: Precio spot del crudo Brent Dated (Sullom Voe, Gran Bretaña).

FO6%S: Precio spot del combustóleo N°6, con 1% de contenido de azufre (en Rotterdam).

FO63.5%S: Precio spot del combustóleo N°6, con 3.5% de contenido de azufre (en Rotterdam).

OMAN: Precio spot del crudo de Omán (Golfo Pérsico).

DUBAI: Precio spot del crudo de Dubai (Golfo Pérsico).

K: Constante de precio para cada tipo de crudo en la región correspondiente.

Los Nuevos Mecanismos de Comercialización

En esta sección se analiza las funciones del mercado spot y el mercado de futuros, así como la rentabilidad de las inversiones en éste último. La hipótesis es que el mercado de futuros no ha podido contribuir a la estabilización del precio del petróleo y se analizarán algunas posibles respuestas.

Mercado Spot

El mercado spot, como se mencionó en el capítulo 1, tiene un origen casi tan antiguo como el de la misma producción de petróleo. Sin embargo, hasta los años setenta, con el control del comercio mundial de petróleo por parte de las compañías multinacionales, su función principal consistió en compensar algunas variaciones de la demanda debido a factores climáticos o a pequeños desbalances temporales. Otra función de los mercados spot hasta fines de los setenta, era la de servir como una referencia en las revisiones de los contratos a largo plazo entre algunos países productores y las compañías concesionarias.

El mercado spot de crudo, se volvió en realidad importante para la cotización del precio internacional del crudo hasta principios de la década de los ochenta. Esta importancia fue adquirida por el hecho de que las multinacionales no podían controlar más los precios, debido a los movimientos de nacionalización y toma de control de operaciones que ocurrieron en los principales países productores durante la década anterior. Las consecuencias de este fenómeno se pueden observar, inclusive desde 1979 como resultado de la revolución iraní, donde una gran cantidad de compañías perdieron contratos de gran importancia a largo plazo con base en la producción de Irán, y la seguridad que éstos representaban. De esta manera y como corolario de los acontecimientos turbulentos de la industria en los años anteriores, se inició una fiebre de compras de pánico de crudo a escala mundial y se avivó una percepción de escasez errónea que siguió alimentando las compras de pánico. Ante esta nueva situación, los contratos a largo plazo entre los países de la OPEP y otros productores importantes se volvieron inapropiados para sus economías, por lo que la importancia del mercado spot se multiplicó, por ejemplo, en 1979 la proporción de crudo negociado a precios spot sobre el total mundial, creció de un 5 a un 35% y hacia principios de los ochenta había aumentado hasta cerca del 45%¹.

Hacia mediados de la década de los ochenta, algunos países productores también comenzaron a aquilatar la importancia de los mercados spot, y Noruega, México y posteriormente Arabia Saudita comenzaron a utilizar la cotización del mercado spot como referencia en sus contratos. Estos movimientos hacia el mercado spot por parte de estos tres productores fueron los más notorios, sin embargo, y como consecuencia de la baja en los precios del petróleo de mediados de los ochenta, otros productores también realizaron modificaciones en la forma en que tradicionalmente cotizaban su crudo oficialmente. De esa manera el precio spot de algunos crudos, comenzó a cobrar importancia aun cuando éstos no fueran los mas negociados. A estos aceites se les empezó a conocer como crudos marcadores. Por ejemplo, el ANS (*Alaska Northern Slope*) es un crudo producido en Alaska que no representa un porcentaje significativo ni de la producción mundial, ni de la producción de Estados Unidos, sin embargo, su precio en el mercado spot tiene

¹ En realidad, algunos autores consideran esta cifra un poco incierta debido a que algunas ocasiones el mismo crudo es vendido varias veces. Sin embargo, estos mismos autores coinciden en que el aumento en los porcentajes muestra un cambio de percepción en el negocio petrolero sobre la importancia de los precios del mercado spot.

una importante particularidad como referencia de algunos crudos de Arabia Saudita y del Medio Oriente comercializados en Estados Unidos, ya que su calidad es similar.

Otro caso es el del crudo Brent producido en el Mar del Norte, y cuya exportación pocas veces ha rebasado más del 5% del total mundial, y que a pesar de ello, es el crudo de mayor referencia para el aceite que se exporta hacia Europa. Un último caso, es el del WTI (*West Texas Intermediate*) que es el precio spot más referenciado y que, sin embargo, no se comercializa físicamente a escala mundial (de hecho este crudo solo está disponible en la terminal de un oleoducto en Oklahoma).

A partir de los ochenta, los cambios en los precios del WTI y del Brent se han convertido en los mejores indicadores de precio del petróleo disponible en el escenario del comercio mundial de crudos. Aunque es bueno recordar como vimos en el primer capítulo, que existen alrededor de 70 tipos de crudo que se venden internacionalmente y cuyo precio varía de acuerdo a su calidad, su demanda regional y el valor de los productos que pueden ser refinados de cada uno de ellos.

Mercado de Futuros

Aunque en la actualidad muchos contratos petroleros se refieren a los precios spot de los crudos negociados en los mercados abiertos, los mercados involucrados están más interesados con los precios de los contratos a futuro. Estos contratos son de crudo comprado y vendido para ser entregado en fechas que varían desde 15 días a varios meses.

Los mercados de futuros para el petróleo se establecieron en Nueva York y Londres en 1983 y 1988 respectivamente, y en Singapur y Rotterdam posteriormente. Su comercio está basado en contratos para comprar y vender crudos específicos (o en algunos casos sustitutos de éstos). Estos mercados son usados principalmente por los compradores y los vendedores del petróleo real². Para ellos, la función primordial de los mercados del futuro es la de disminuir los riesgos de comercialización que existen entre el momento en el que se realiza un convenio específico y el tiempo posterior en que la mercancía puede ser entregada.

Los contratos negociados en los mercados de futuros son convenios para entregar o aceptar cantidades de un crudo determinado, a un tiempo futuro específico. Los participantes en estos mercados compran y venden lo que también ha sido considerado por algunos autores como “petróleo platónico” (Hartshorn, 1993), ya que en realidad una pequeña proporción de los contratos petroleros cambia de manos físicamente. Antes de que la entrega llegue a su fecha de vencimiento, el comprador o vendedor revierte el convenio al revender o recomprar contratos por las mismas cantidades de petróleo en papel, dándole a un comerciante físico, la seguridad contra el riesgo que está dispuesto a pagar hasta que su transacción se complete.

² Este petróleo también se conoce como “físico” para distinguirlo de los contratos de petróleo en papel donde la entrega no es necesariamente realizada.

Anexo 2

Tabla A2.1.- Nombre Completo, País de Origen, y Número de Empleados de las Principales Compañías Petroleras Nacionales en 1998.

Lugar	Compañía	Nombre Completo	País	Empleados ^a
1	Saudi Aramco	Saudi Arabian Oil Company	Arabia Saudita	45000
2	PDVSA	Petróleos de Venezuela	Venezuela	56992
3	NIOC	National Iranian Oil Company	Irán	85000
4	PEMEX	Petróleos Mexicanos	México	121220
5	Pertamina	Pertamina	Indonesia	36394
6	KPC	Kuwait Petroleum Company	Kuwait	13286
7	Sonatrach	Entreprise Nationale Sonatrach	Argelia	38000
8	Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.	Brasil	41173
9	CNPC	China National Petroleum Corporation	China	518000
10	ENI	Ente Nazionale Idrocarburi	Italia	80178
11	Adnoc	Abu Dhabi National Oil Company	Emiratos Arabes	85000
12	INOC	Iraq National oil Company	Irak	-
13	Libia NOC	Libya National Oil Compay	Libia	-
14	Surgutneftegaz	Surgutneftegaz	Rusia	65000
15	NNPC	Nigerian National Petroleum Corporation	Nigeria	-
16	Yukos	Yukos	Rusia	86000
17	EGPC	Egyptian General Petroleum Corporation	Egipto	75114
18	QGPC	Qatar General Petroleum Corporation	Qatar	55000
19	Statoil	Den Norske Stats Oljeselskap AS	Noruega	17177
20	ONGC	Oil and Natural Gas Corporation	India	43000
21	Petronas	Petronas	Malasia	12500
22	Rosneft	Rosneft	Rusia	69750
23	Sibneft	Sibneft	Rusia	53000
24	ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos	Colombia	8054
25	PDO	Petroleum Development Oman	Omán	4500
26	Petroecuador	Petróleos del Ecuador	Ecuador	4450
27	Syrian Petroleum	Syrian Petroleum Company	Siria	-
28	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Noruega	38271
29	CNOOC	China National Offshore Oil Corporation	China	-
30	Sinopec	China Petrochemical Corporation	China	71000
31	Sonangol	Sonangol	Angola	6000
32	SK Energy	antes Yukong	Corea del Sur	6000
33	CPC (Taiwan)	Chinese Petroleum Corporation	Taiwan	19873
34	Mol	Hungarian Oil and Gas Company	Hungría	14470
35	PTT	Petroleum Authority of Thailand	Tailandia	3400
36	OMV	OMV Aktiengesellschaft	Austria	8491
37	IOC	Indian Oil Company	India	33278
38	INA	Industrija Nafta	Croacia	17376
39	Tupras	Türkiye Petrolleri Anonim	Turquía	4544

a.- En 1997.

Fuente: Elaboración propia con datos de PIW (1998), PIW (1999); e IDCH, (1991).

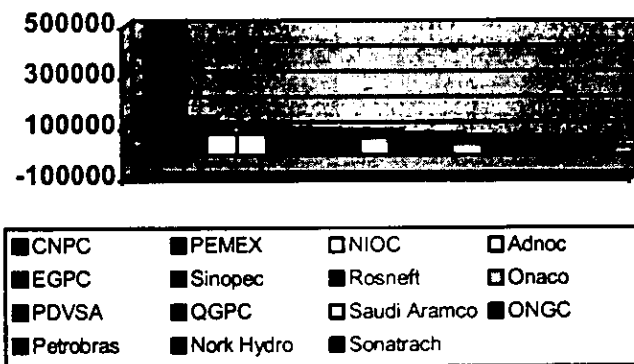
Tabla A2.2.- CPNs con más Empleados (1997).

Lugar	Compañía	Empleados
1	CNPC	518000
2	PEMEX	121220
3	NIOC	85000
3	Adnoc	85000
5	EGPC	75114
6	Sinopec	71000
7	Rosneft	69750
8	Onaco	69570
9	PDVSA	56992
10	QGPC	55000
11	Saudi Aramco	45000
12	ONGC	43000
13	Petrobras	41173
14	Nork Hydro	38271
15	Sonatrach	38000

Fuente: Elaboración propia con datos de PIW, (1999).

Las empresas más grandes por número de empleados también se pueden observar en la Figura A2.1.

Figura A2.1.- CPNs más grandes por número de empleados en 1997.



Subsidiarias de Adnoc

En el campo de **Exploración y Producción** de crudo y gas la Adnoc cuenta con las siguientes tres subsidiarias:

1) **Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations.**- Esta empresa es la principal productora de crudo en el sur del Golfo Pérsico, y realiza operaciones de exploración, perforación, producción y exportación en la zona terrestre de Abu Dhabi y aguas someras. La producción de la compañía proviene principalmente de 5 campos: Asab, Bab, Bu Hasa, Sahil, y Shah.

2) **Abu Dhabi Marine Operating Company.**- Esta empresa realiza la exploración, desarrollo, y actividades de producción en la zona marítima de Abu Dhabi. Se han descubierto varios reservorios con potencial, pero a la fecha la producción sólo proviene de dos: Umm Sheif y Zakum.

La producción de crudo y gas de estos campos es transportado al centro de operaciones de la compañía en la isla Das para su procesamiento, almacenamiento y exportación vía la terminal de la isla.

3) **Zakum Development Company.**- Esta subsidiaria se estableció en 1977 para desarrollar y operar el campo Zakum Superior, uno de los yacimientos más grandes del mundo, a nombre de la Adnoc y la *Japan Oil Development Company*. El desarrollo de este yacimiento es considerado como uno de los logros técnicos más importantes en los Emiratos Arabes Unidos. La empresa también opera los campos Umm Al Dalkh, Satah y Arzanah.

En el área de **Servicios de Exploración y Producción**, la ADNOC cuenta con las siguientes cinco subsidiarias:

1) **Abu Dhabi Drilling Chemicals and Products Ltd.**- Esta empresa produce los insumos químicos de perforación desde su planta de Mussafah, empleando tecnología de punta.

2) **National Drilling Company.**- La subsidiaria ha operado desde 1975 y es uno de los contratistas en perforación más importantes del Medio Oriente.

3) **National Petroleum Construction Company.**- Esta compañía ofrece servicios completos en el área de producción de crudo y gas en tierra y costa afuera. La Adnoc es dueña del 70%, y el Consolidated Contractors Group (S.A.L) del restante 30%.

4) **Abu Dhabi Petroleum Ports Operating Company.**- Fue incorporada en 1997 para dar servicios de mantenimiento y seguridad a todos los puertos industriales de Abu Dhabi.

5) **National Marine Services.**- Es la compañía líder en servicios de apoyo en la zona marítima del emirato. La compañía es dueña de 25 naves que incluyen barcos para suministros, traslado de plataformas y personal, y operaciones de seguridad y mantenimiento.

En el campo de **Gas y Petroquímica** Adnoc cuenta con otras tres subsidiarias:

1) **Abu Dhabi Gas Liquefaction Company Limited.**- Se estableció en 1973 con la finalidad de procesar el gas natural asociado de los yacimientos marinos.

2) **Abu Dhabi Gas Industries Limited.**- Esta empresa es una de las procesadoras de gas más grandes del mundo y uno de los proyectos industriales más importante de los Emiratos Arabes. Se

encarga de manejar el gas asociado de la producción de crudo en tierra del emirato y lo procesa a través de tres plantas de extracción de NGL localizadas en Bu Hasa, Bab y Asab.

3) **Ruwais Fertilizer**.- Esta empresa conjunta se fundó, en 1980, por partes iguales entre la ADNOC y Total con el fin de construir y operar una planta de fertilizantes y comercializarlos local e internacionalmente.

En el área de **Transportación Marítima**, existen **dos** subsidiarias:

1) **National Gas Shipping Company Limited**.- Esta empresa proporciona servicios de embarque y cuenta con una flota especial de cargueros diseñados para transportación de LNG y LPG.

2) **Abu Dhabi National Tanker Company**.- Esta compañía proporciona apoyo logístico a la ADNOC y sus subsidiarias.

Finalmente, en el área de **Refinación** existe la subsidiaria **Abu Dhabi National Oil Company for Distribution** que se encarga de producir, distribuir y comercializar petrolíferos a través de sus propias estaciones de servicio en los Emiratos Arabes Unidos.

Subsidiarias de Sonatrach

La empresa cuenta con cinco subsidiarias principales que se encargan de las siguientes actividades:

- 1.- Exploración, producción y comercialización de crudo, gas y petroquímicos.
- 2.- Refinación.
- 3.- Transporte incluyendo la operación y mantenimiento de ductos.
- 4.- Liquefacción de gas y operación de las plantas de LNG y LPG.
- 5.- Operaciones internacionales, incluyendo la administración de los activos en el extranjero y ventas foráneas.