



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
POSGRADO EN ECONOMÍA
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS

El proceso de inserción de las empresas transnacionales
en la exploración y extracción de petróleo
en México, 1982-2015

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
DOCTORA EN ECONOMÍA

PRESENTA:

ANA LUZ FIGUEROA TORRES

Director de tesis:

Dr. Raúl Vázquez López
Instituto de Investigaciones Económicas

Ciudad Universitaria, CD. MX. (enero) 2020



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.

A mi hija Aymara, con amor

Agradecimientos:

A la Universidad Nacional Autónoma de México, pero especialmente al Instituto de Investigaciones Económicas, por haberme permitido crecer profesionalmente.

Al posgrado del Instituto de Investigaciones Económicas y al Comité Académico del posgrado de Economía de la UNAM.

Un agradecimiento infinito al Dr. Raúl Vázquez López que sin su gran ayuda no hubiera realizado esta tesis, pero también por tu dirección estaré siempre agradecida contigo.

Un agradecimiento especial al Dr. Alejandro Rogelio Álvarez Béjar y a la Dra. María Teresa Gutiérrez-Haces por sus importantes contribuciones que sin ellas no hubiera realizado esta tesis.

Agradezco por sus importantes sugerencias y recomendaciones al Dr. Gabriel Alejandro Mendoza Pichardo y al Dr. Fluvio César Ruiz Alarcón.

A los Coordinadores del Seminario Problemas y Perspectivas de la Economía Internacional el Dr. Alejandro Rogelio Álvarez Béjar, el Dr. Gabriel Alejandro Mendoza Pichardo y el Dr. Federico Manchón Cohán, por sus importantes recomendaciones y por ser parte importante de mi formación profesional. El Seminario forma parte del Campo de Conocimiento de Economía Internacional del Posgrado de Economía de la UNAM.

El capitalismo sobre sus actuales bases ha entrado en contradicción, aparentemente irresoluble, con un paradigma energético sustentado en el uso y abuso de los cada vez más escasos combustibles fósiles. El horizonte temporal de la explotación de petróleo y del gas puede ampliarse durante las próximas décadas mediante la introducción de nuevos métodos de extracción lesivos al ambiente, como el fracking, pero de que estos combustibles se acaban, se acaban, y más temprano que tarde. El desarrollo de fuentes alternas de energía, por otro lado, no podrá ocupar en el corto y mediano plazo el lugar ocupado por los combustibles fósiles

Arturo Guillén

ÍNDICE

Introducción.....	4
Capítulo 1. Marco teórico-conceptual	
Introducción.....	12
1.1 Las Empresas Transnacionales.....	13
1.1.1 Determinantes de la producción internacional.....	13
1.1.1.1 El enfoque de John Dunning.....	13
1.1.1.2 El enfoque de Stephen Hymer.....	19
1.1.2. Empresas Transnacionales e Industria Petrolera.....	21
1.1.2.1 Características y objetivos de las Empresas Petroleras Transnacionales...	21
1.1.2.2. Organización de las Empresas Petroleras Transnacionales.....	22
1.1.2.3 Determinantes de la producción internacional en la industria petrolera.....	26
1.2 La maldición de los recursos naturales.....	27
1.3 Compañías Petroleras Nacionales.....	32
1.3.1 Estado y recursos naturales.....	32
1.3.2 Estado y Empresas Petroleras Nacionales.....	33
1.3.3 Causas del surgimiento de las Compañías Petroleras Nacionales.....	34
1.3.4 Objetivos de las Empresas Petroleras Nacionales.....	36
Conclusiones.....	38
Capítulo 2. Escenario geoeconómico del petróleo	
Introducción.....	41
2.1 Principales transformaciones del Mercado Internacional del Petróleo, 1900-2015	42
2.1.1 Periodo 1900-1928, surgimiento de las Empresas Petroleras Transnacionales.....	42
2.1.2 Dominio del Cártel Internacional las “Siete Hermanas”.....	46
2.1.3 De la Segunda Guerra Mundial a la crisis petrolera de 1973.....	48
2.1.4 De la crisis petrolera de 1973 a 2015.....	50
2.1.4.1 Control del mercado internacional del petróleo por los países exportadores.....	50
2.1.4.1.1 Primer shock petrolero.....	50

2.1.4.1.2 Segundo shock petrolero.....	54
2.1.4.2 Control del mercado internacional del petróleo por los países consumidores	54
2.1.4.2.1 Tercer shock petrolero,1980-1988.....	54
2.1.4.3 Control del mercado internacional del petróleo por los países productores.....	58
2.1.4.3.1 Cuarto Shock petrolero, 1998-2011.....	58
2.1.4.4 Control del mercado internacional del petróleo por los países consumidores	63
2.1.4.4.1 Quinto shock petrolero, 2011-2015.....	63
2.2 Privatización de las Empresas Petroleras Estatales.....	67
2.3 Características de la estructura del mercado internacional del petróleo...	69
2.3.1 Empresas Petroleras Estatales.....	69
2.3.2 Empresas Petroleras Transnacionales.....	72
Conclusiones.....	74

Capítulo 3. Visión histórica de la industria petrolera en México, 1900-1982

Introducción.....	76
3.1 La primera incursión de las empresas transnacionales en la explotación petrolera, 1900-1938.....	78
3.2 Nacionalización de la Industria Petrolera.....	83
3.3 El Estado se encarga de la explotación petrolera, 1938-1982.....	86
3.3.1 Los primeros años de Pemex.....	86
3.3.2 Pemex durante el periodo de sustitución de importaciones.....	88
3.3.3 “Boom petrolero,”1974-1982.....	92
Conclusiones.....	95

Capítulo 4. El proceso de participación de las empresas transnacionales en la exploración y extracción de petróleo en México (primera y segunda etapas, 1980-2011)

Introducción.....	97
4.1 Primera Etapa, 1980-1998.....	99
4.1.1 Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN).....	104
4.2 Segunda Etapa, 1998-2011.....	114

4.2.1	Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (Pidiregas).....	118
4.2.1.1	Formación y tipo de proyectos.....	119
4.2.1.2	Vehículos Financieros.....	122
4.2.1.3	Inversión y deuda.....	126
4.2.2	Contratos de Obra Pública o de Servicios.....	131
4.2.3	Contratos de Servicios Múltiples.....	141
4.2.4	Contratos Integrales de Exploración y Producción.....	144
	Conclusiones.....	152

Capítulo 5. Nuevas modalidades de participación de las empresas petroleras transnacionales en la exploración y extracción de petróleo en México (tercera etapa, 2011-2015)

	Introducción.....	154
5.1	Tercera Etapa, 2011-2015.....	155
5.1.1	Situación crítica de Pemex.....	155
5.1.2	Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo a los Yacimientos Transfronterizos de Hidrocarburos en el Golfo de México.....	160
5.1.3	Pemex frente a los cambios constitucionales.....	163
5.1.3.1	Asignaciones a la empresa productiva del Estado, Pemex Exploración y Producción (Ronda Cero).....	172
5.1.3.2	Contratos de Producción Compartida, Ronda 1.....	173
5.1.3.2.1	Ronda 1, Primera Convocatoria.....	174
5.1.3.2.2	Ronda 1, Segunda Convocatoria.....	179
5.1.3.3	Contratos de Licencia, Ronda 1, Tercera Convocatoria.....	184
	Conclusiones.....	193
	Conclusiones Generales.....	195
	Anexo.....	203
	Glosario.....	213
	Adenda.....	216
	Bibliografía.....	217

Introducción

Los Estados de las principales potencias capitalistas, Estados Unidos y los países de Europa Occidental, y la fracción hegemónica del capital, el capital monopolista- financiero, para hacer frente a la crisis de finales de los años sesenta delinearon una estrategia económica y política de acuerdo a sus intereses, con el objeto de elevar la tasa media de ganancia, sustentada en la teoría de *Laissez faire* (Guillén, 2015). Formó parte de dicha estrategia económica el Consenso de Washington, formulado por Williamson en 1989, el cual concretó las recomendaciones del FMI y el Departamento del Tesoro de Estados Unidos, especialmente durante el periodo de la década de los ochenta y principios de los noventa, (Stiglitz, 2004). El Consenso de Washington contempló una serie de reformas llamadas estructurales. Una de las reformas fundamentales fue la eliminación de la intervención directa del Estado en la economía en favor del capital privado. El sector más favorecido por las reformas estructurales fue el sector dominante el capital monopolista-financiero y como parte vital las Empresas Transnacionales (Guillén, 2015).

El neoliberalismo, ideológica, política y económicamente, permeó en todos los rincones del mundo. En México estalló la crisis de la deuda en 1982 a causa de la elevación de las tasas de interés en Estados Unidos y por la elevada deuda que se contrató previamente con el Banco Mundial y bancos privados fundamentalmente de Estados Unidos. Por lo que, el gobierno de México firmó, en 1982, una carta de intención con el Fondo Monetario Internacional, con el acuerdo del Departamento del Tesoro de Estados Unidos, con el objeto de obtener préstamos para saldar su elevada deuda. En dicha carta de intención el gobierno se comprometió a aplicar una política económica llamada de ajuste estructural (reducción de los gastos sociales y de infraestructura, un programa de privatizaciones de las empresas estatales, aumento de los tipos de interés, aumento de los impuestos indirectos, entre otros.) (Toussaint, 2006). En consecuencia, el Estado pierde la soberanía para dirigir su política económica y social.

A partir del shock financiero de 1982 los respectivos gobiernos de México, desde Miguel de la Madrid (1982-1988), pasando por Salinas de Gortari (1988-1994), Ernesto Zedillo (1994-2000), Vicente Fox (2000-2006), Felipe Calderón (2006-2012) y, sobre todo, Peña Nieto (2012-2018), establecieron la política neoliberal. En ese mismo año se inició el proceso de privatización de las empresas estatales, como parte fundamental de la supresión de la participación directa del Estado en la economía. En 1982, en Petróleos

Mexicanos (Pemex), siendo una empresa estratégica y la empresa estatal más importante de México, se inició el proceso de privatización.

Surgimiento, consolidación y desarrollo de Pemex

En 1938 se nacionaliza la industria petrolera en México, el Estado ejerce la soberanía nacional sobre el petróleo, después de casi cuatro décadas de estar dominada por las Empresas Petroleras Transnacionales más importantes en el ámbito internacional. El gobierno de Lázaro Cárdenas (1934-1940) crea la empresa estatal Petróleos Mexicanos (7 de junio de 1938). Después de un periodo difícil, Pemex logró un importante desarrollo, adquirió una elevada capacidad productiva reflejada en la cantidad impresionante de pozos en explotación, para ello contribuyó a la formación de excelentes ingenieros petroleros mexicanos; elevó la producción de petróleo y las reservas totales de hidrocarburos. Pemex jugó el papel de motor del elevado crecimiento económico y garantizó la seguridad energética de México.

La política energética del Estado fue fundamental: convertir a Pemex en la empresa estatal más importante de México debido a su relevancia estratégica para el desarrollo económico y social; orientar la producción de Pemex al mercado interno con precios bajos y así transferir recursos al consumidor y a las empresas y no drenar a Pemex con elevados impuestos, permitiéndole canalizar sus recursos a la inversión productiva.

Durante el gobierno de Luis Echeverría (1970-1976) se gestó el primer cambio en la política petrolera, acorde con los intereses de seguridad energética de Estados Unidos y demás potencias capitalistas. La crisis petrolera de 1973 mostró la vulnerabilidad de los países consumidores de petróleo, Estados Unidos y Europa Occidental, por lo que estos países delinearon una estrategia energética con el propósito de controlar las reservas, la producción y los precios mundiales de petróleo. El petróleo de México formó parte de esa estrategia.

Las principales transformaciones en la política energética fueron: el petróleo como fuente de divisas vía la exportación, la inversión fue financiada con deuda externa y se incrementó la carga fiscal de Pemex. Dicha política energética afectó el desarrollo de Pemex: se centró en la exportación de materias primas, aumentó su deuda externa y disminuyeron sus recursos internos para fortalecer su desarrollo.

No obstante, en 1982 México contó con una importante riqueza petrolera, obtuvo el cuarto lugar en producción de crudo en el ámbito internacional, después de la U.R.S.S., Estados Unidos y Arabia Saudita, en orden de importancia, y obtuvo, también, el cuarto

lugar en reservas probadas de petróleo, después de Arabia Saudita, Kuwait y la U.R.S.S. (Pemex,1988).

El petróleo ha sido un recurso natural estratégico, ya que grandes sectores de la economía han dependido de sus productos, y no renovable.

Estado neoliberal y la transnacionalización en exploración y extracción de petróleo en México

Los diferentes gobiernos de México (1982-2018) aplicaron la política neoliberal de privatización de la empresa estatal Petróleos Mexicanos. Este fue un proceso largo y diverso debido a la oposición de amplios sectores de la sociedad, ya que Pemex representó un baluarte de la soberanía nacional. La privatización de Pemex se realizó en diferentes contextos económicos y políticos nacionales e internacionales (vulnerabilidad de los precios internacionales del petróleo y crisis económicas nacionales e internacionales, así como el fortalecimiento y debilitamiento de la posición nacionalista).

La privatización de Pemex, en especial, de Pemex Exploración y Producción (PEP) se realizó, de 1982 a 2013, modificando y apeándose a las leyes secundarias sin cambiar el artículo 27 Constitucional en el que se prohibía la participación privada. Coadyuvaron a la privatización de Pemex y al fortalecimiento de la integración y seguridad energética, fundamentalmente, de Estados Unidos el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (1 de enero de 1994) y la Alianza para la Seguridad y Prosperidad de América del Norte (23 de marzo de 2005).

La política energética de los gobiernos neoliberales afectaron el desarrollo de Pemex consistente en: priorizar la extracción rápida de petróleo para su exportación, fundamentalmente, a Estados Unidos, lo cual generó el agotamiento prematuro del principal campo productor de petróleo el campo gigante Cantarell, y la obtención de divisas para el pago de la elevada deuda pública; la caída de la producción y las reservas de petróleo y mantener una carga impositiva mayor a la utilidad para solventar las finanzas públicas, lo cual ocasionó el elevado endeudamiento de Pemex.

En el periodo de estudio se desarrolló el proceso de inserción de las empresas transnacionales, en el sector más rentable y estratégico de la industria petrolera, en exploración y extracción del petróleo. En el referido proceso se presentaron las diversas modalidades de participación, dependiendo del tipo de contrato, de una variedad de empresas transnacionales en la explotación de petróleo. Durante el gobierno de Ernesto Zedillo se inició la contratación de las empresas transnacionales de servicios petroleros

más importantes en el ámbito internacional para realizar las actividades sustantivas de Pemex Exploración y Producción (1997-2015), se otorgaron Contratos de Servicios Múltiples (2003-2007) en el gobierno de Vicente Fox, la llamada Reforma Energética (2008) de Felipe Calderón de la cual derivaron los Contratos Integrales de Exploración y Producción (2011-2013) y las modificaciones Constitucionales en materia energética (2013) del gobierno de Peña Nieto, las cuales representaron un parteaguas en la privatización de Pemex, al abrir legalmente la participación de las empresas privadas nacionales y extranjeras a través de Contratos de Licencia, Servicios, de Utilidad y Producción Compartida. Lo cual conllevó al otorgamiento de Contratos de Producción Compartida (julio y septiembre de 2015) y de Licencia (diciembre de 2015) a empresas privadas nacionales y extranjeras en la explotación de hidrocarburos.

Objetivo central

El objetivo central de la tesis es analizar el proceso de inserción de las empresas transnacionales en exploración y extracción del petróleo en México, durante el periodo 1982-2015.

Hipótesis

Las hipótesis son:

- a) Las empresas petroleras transnacionales por sus ventajas competitivas han ido adquiriendo una participación relativamente relevante en exploración y extracción de petróleo en México.
- b) Pemex Exploración y Producción al ceder parte importante de su actividad sustantiva de exploración, perforación y extracción de hidrocarburos a compañías nacionales y, especialmente, transnacionales ha ido adquiriendo el papel de administrador de contratos.

Organización de la tesis

La tesis está dividida en cinco capítulos:

El capítulo 1 es el marco teórico-conceptual. En él se establecen las importantes contribuciones de John Dunning y Stephen Hymer sobre los determinantes de la producción internacional. Se presentan, también, algunas características, los objetivos y las formas de organización de las Empresas Petroleras Transnacionales, se trata el tema de la maldición

de los recursos naturales y, por último, se incorporan las características, objetivos y causas que dieron origen a la formación de las Empresas Petroleras Nacionales o Estatales.

En el capítulo 2, con el objeto de tener un marco general de referencia, se estudian las principales transformaciones del mercado internacional del petróleo, durante el periodo 1900-2015. Desde el surgimiento de las grandes petroleras transnacionales en el ámbito internacional (periodo 1900-1928), pasando por el dominio del cártel internacional las “Siete Hermanas” (periodo de 1928 hasta el término de la Segunda Guerra Mundial), la formación de la OPEP y la nacionalización de la industria petrolera (periodo de la Segunda Guerra Mundial a la crisis petrolera de 1973). Además, se presentan las causas y desarrollo de los importantes shocks petroleros (periodo de la crisis petrolera de 1973 a 2015).

El capítulo 3 trata sobre la visión histórica de la industria petrolera en México, durante el periodo 1900-1982. El cual contempla la etapa, de 1900 a 1938, del dominio de la industria petrolera de México por las principales empresas petroleras transnacionales en el ámbito internacional, la nacionalización de la industria petrolera en 1938 y la etapa, de 1938 a 1982, que comprende la formación y desarrollo de la Empresa Petrolera Estatal Petróleos Mexicanos, así como sus cambios importantes a partir de la crisis petrolera mundial de 1973.

El capítulo 4, se refiere al proceso de participación de las Empresas Transnacionales en la explotación de petróleo en México. Este capítulo se divide en dos etapas de acuerdo a las transformaciones de Pemex Exploración y Producción ligadas al desenvolvimiento de los precios del petróleo: 1980-1998 y 1998-2011.

En la primera etapa, 1980-1998, se presentan los primeros pasos que dieron los gobiernos de Miguel de la Madrid (1982-1988), Carlos Salinas (1988-1994) y Ernesto Zedillo (1994-2000) para la privatización de Pemex, en el contexto del shock petrolero a causa de la caída de los precios del petróleo (1980-1998), de la recaída de la economía por las tres graves crisis económicas (1982-83, 1986 y 1995) y de la elevada deuda del gobierno mexicano.

Se estudia centralmente la política de los diferentes gobiernos de México (1982-1998) para desmantelar a Pemex: la contracción de la inversión en exploración y extracción de petróleo, refinación y petroquímica; el avance en la desintegración de la subsidiaria Pemex Gas y Petroquímica Básica, al transferir, de 1989 a 1992, productos petroquímicos básicos a secundarios; la realización de reformas, el 16 de julio de 1992, en la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos modificando la estructura de Pemex, se creó el corporativo Pemex con cuatro subsidiarias, y para permitir la participación privada en los activos de Pemex-

Petroquímica y a través de contratos en las demás subsidiarias; en 1995, se modificó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo permitiendo que el sector privado construya, opere y tenga en propiedad sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y, por último, el intento fallido del presidente Ernesto Zedillo de vender los complejos petroquímicos (1994-1998).

Se analizan otros temas, en especial el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), que entró en vigor el primero de enero de 1994, en lo tocante al sector energético de México, el cual trató sobre la protección y el trato nacional al capital extranjero previendo su participación en la explotación petrolera, la posibilidad de otorgar contratos de servicios y concesiones en exploración y extracción de petróleo y la liberalización del mercado energético; y sobre la firma, el 21 de febrero de 1995, del gobierno de Ernesto Zedillo con el gobierno de Estados Unidos, después de la peor crisis financiera de México de diciembre de 1994, del “Acuerdo sobre el esquema de ingresos petroleros”, el cual consistió en la entrega por parte de Pemex del 96% de sus ingresos por exportaciones de petróleo y derivados al Banco de la Reserva Federal de Nueva York hasta el pago de la deuda al Departamento del Tesoro de Estados Unidos.

Segunda etapa, 1998-2011. Esta etapa es importante porque se inicia la participación de empresas privadas nacionales e internacionales en Pemex Exploración y Producción (PEP) a través de los Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (PIDIREGAS) (1997-2008), de los Contratos de Obra Pública o de Servicios (1997-2015, solo se tiene información de 2003 a 2014), de los Contratos de Servicios Múltiples (2003-2007) y de los Contratos Integrales para la Exploración y Producción de Petróleo (2011-2013).

Esta etapa comprende fundamentalmente el estudio de las diferentes formas de participación, relacionadas con los diferentes tipos de contratos, de las empresas transnacionales, esto se da en el marco del shock petrolero causado por el aumento de los precios del petróleo (1998-2011), del aumento de la producción, de las exportaciones de petróleo y de la deuda de Pemex. Así como, también, se inicia, en 2004, la caída de la producción de petróleo.

El capítulo 5 trata sobre las nuevas modalidades de participación de las Empresas Petroleras Transnacionales en la exploración y extracción de petróleo en México (tercera etapa, 2011-2015). En este capítulo se analizan las importantes transformaciones del sector energético que tuvieron lugar durante el periodo de estudio, las cuales fueron la cúspide de los esfuerzos privatizadores de los gobiernos que adoptaron la política neoliberal (1982-

2015). En especial, los cambios impuestos por el gobierno de Peña Nieto, en 2013, en el artículo 27 de la Constitución Política Mexicana en materia de Energía, los cuales legalizaron los contratos de Licencia, Servicios, de Utilidad y Producción Compartida. Así como los cambios profundos en Pemex, en su desarrollo, en sus objetivos, en su papel estratégico y en su estructura. Cambios trascendentales que tuvieron efectos no solo en Pemex, la cual dejó de ser una Empresa Estatal Nacional, sino en el desarrollo económico y social de México.

El eje central de este capítulo es el examen de la participación de las Empresas Petroleras Transnacionales en los nuevos contratos de producción compartida (julio y septiembre de 2015) y de licencia (diciembre de 2015), hasta la tercera convocatoria de la Ronda 1 (diciembre de 2015). Así como las características de las Empresas Petroleras Transnacionales que tienen que ver con su tamaño, sus ventajas tecnológicas y financieras, su relación con fondos de capital privado y sus formas de organización que fortalecen su competencia como alianzas estratégicas y empresas conjuntas.

Conclusión general

Los diferentes gobiernos de México (1982-2018), al aplicar la política neoliberal, avanzaron de manera importante en el desmantelamiento de la empresa estatal Petróleos Mexicanos favoreciendo el proceso de transnacionalización en exploración y extracción de petróleo.

Desarrollo de la tesis

En un inicio de la elaboración de la tesis el periodo de estudio era 1982-2011, no se tenía idea de su complejidad a la que llegó con el paso del tiempo, se tenía información importante sobre la participación de las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros en la explotación de petróleo en México.

Conforme avanzó la investigación se descubrieron las diferencias entre las empresas transnacionales, por un lado, las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros y, por el otro, las Empresas Petroleras Transnacionales. La investigación nos llevó a descubrir, también, las diferentes formas de participación de las empresas transnacionales, dependiendo del tipo de contrato: Contrato de Servicios, Contrato de Servicios Múltiples, Contratos Integrales de Exploración y Producción.

Al inicio de la investigación no eran factibles los cambios que realizó el gobierno de Peña Nieto, en 2013, en el artículo 27 de la Constitución Política Mexicana, legalizando los contratos de Licencia, Servicios y Utilidad y Producción Compartida y realizando cambios

profundos a Pemex, en su estructura y en su papel estratégico. Menos aún que, en 2015, se licitarán y otorgarán contratos de producción compartida y de licencia. Por lo que, en el transcurso de la investigación se fueron integrando las importantes transformaciones de Pemex, enriqueciendo la investigación y dando forma al capítulo 5, el cual no estaba inicialmente contemplado en la tesis. Sin embargo, debido a los rápidos e importantes cambios no se estudiaron todas las Rondas de Licitación de los Contratos, se llegó a cubrir solamente hasta la Ronda 1, tercera convocatoria (diciembre de 2015).

Capítulo 1

Marco teórico-conceptual

Introducción

En las tres últimas décadas se ha profundizado en el ámbito internacional el proceso de transnacionalización. Los países desarrollados dominan ese proceso, principalmente Estados Unidos, el Reino Unido, Francia y Alemania.

En los primeros años de 1990 en los países subdesarrollados, como parte de la política neoliberal de los gobiernos, se inicia un proceso de privatización de las industrias petroleras y mineras estatales. Ese proceso de privatización ha sido cooptado por las Empresas Transnacionales (ET). La industria petrolera mexicana se insertó en ese proceso.

El objetivo de este capítulo es presentar un cuerpo teórico que nos ayude a explicar el proceso de inserción de las Empresas Petroleras Transnacionales en la exploración y extracción de petróleo en México. Para ello, el marco teórico-conceptual debe tener un cuerpo analítico sobre la ET que contemple los determinantes de la inversión extranjera, los objetivos y las formas de organización. Así como también, es fundamental definir los rasgos, objetivos y formas de organización de la producción de las Empresas Petroleras Transnacionales.

En México la industria petrolera ha estado a cargo del Estado, por lo que es imprescindible presentar algunos elementos sobre las Empresas Petroleras Nacionales o Estatales.

El capítulo 1 se divide en tres secciones. En la primera sección se presentan los aportes teóricos sobre las Empresas Transnacionales. Esta sección se divide en dos apartados. El primero se refiere a los determinantes de la producción internacional. Se retoman los enfoques de John Dunning y Stephen Hymer. Además, se incluyen nuevos aportes de Dunning sobre las formas de organización de las Empresas Transnacionales y el paradigma ecléctico.

El segundo apartado se refiere a las Empresas Transnacionales e Industria Petrolera. Este apartado se centra en el estudio de las características, objetivos y formas de organización de las Empresas Petroleras Transnacionales, así como de las Empresas Petroleras de Servicios.

En la segunda sección se estudia el tema de “La Maldición de los Recursos Naturales”.

En la tercera sección se presentan los aportes teóricos sobre las Empresas Petroleras Nacionales o Estatales. En esta sección se analizan centralmente las causas que dieron origen a las Empresas Petroleras Estatales, sus características y sus objetivos.

1.1 *Las Empresas Transnacionales*

1.1.1 *Determinantes de la producción internacional*

Los especialistas que tratan sobre los determinantes de la producción internacional son John Dunning y Stephen Hymer. A continuación, se presentarán ambos enfoques.

1.1.1.1 *El enfoque de John Dunning*

El paradigma ecléctico (o teoría ecléctica como se le llamó inicialmente) se centra en el estudio de los determinantes de la producción internacional, éste fue propuesto por John H. Dunning en un simposio *Localización Internacional de la Actividad Económica* celebrado en Estocolmo en 1976. Dunning (2001) considera que el fenómeno de la inversión extranjera directa (IED) no forma parte de los postulados teóricos neoclásicos y además deslinda al paradigma ecléctico con las teorías de la firma, incluyendo la teoría de la internalización. Cabe señalar, que para Dunning (2001) los recientes acontecimientos económicos y tecnológicos, y el surgimiento de nuevas actividades de las ET han fortalecido al paradigma ecléctico.

El paradigma ecléctico (OLI) se centra en los siguientes determinantes de la producción internacional (Dunning, 2001):

- 1.- Las ventajas de competitividad (tecnológica y de gestión) que tiene la empresa antes de internalizarse, llamado el efecto propiedad (Ownership advantages, O).
- 2.- Las ventajas de la empresa derivadas de la ubicación específica (Location advantages, L). Las variables de L son los costos laborales, abundantes recursos naturales, y otras.
- 3.- Las ventajas de la internalización de la empresa, es decir, las ventajas que se obtienen de explotar las ventajas de competitividad (tecnológicas y de organización) en el país de destino. (Internalisation advantages, I)¹.

¹ “En lugar de exportar los productos de sus conocimientos o de vender tales conocimientos a una empresa extranjera, la empresa innovadora puede encontrar más *rentable* la explotación de su ventaja mediante la colonización, en particular cuando el país receptor tiene una ventaja de costos comparativos en la producción o distribución de los bienes en cuestión” (Dunning, 1976, pp. 32, 35).

El paradigma ecléctico de Dunning es una propuesta metodológica para el estudio de los determinantes de la internacionalización. En los estudios de casos concretos se elegirán las variables determinantes de las ventajas de propiedad (O), de localización (L) y de internalización (I). Al respecto Dunning (2001) señala lo siguiente:

La finalidad del paradigma ecléctico no es la de ofrecer una explicación completa de todos los tipos de producción internacional, sino más bien apuntar a una metodología y un conjunto genérico de variables que contienen los ingredientes necesarios para una explicación satisfactoria de determinados tipos de actividad de valor-agregado en el extranjero (p.177).

Dunning (2002) también refiere que en la década de los noventa uno de los cambios en la economía internacional consistió en que la inversión extranjera directa (IED) se orientó a aumentar las ventajas competitivas (O) de las empresas por medio de:

- a) Alianzas estratégicas.
- b) Las fusiones y adquisiciones (F&A)²

En torno a las F&A se destacan dos puntos importantes:

- a) En los países desarrollados se concentra la innovación tecnológica y las F&A
- b) Las empresas transnacionales de los países desarrollados amplían sus actividades de F&A a los países subdesarrollados, entre otros, en el sector energético.

Asimismo, Dunning (2002) hace énfasis en diferenciar la IED encaminada a resguardar o aumentar las ventajas competitivas de la empresa –la denominada IED orientada a la búsqueda de activos– de la IED orientada a la explotación de activos.

La IED orientada a la explotación de activos (I) se dirige a la búsqueda de:

- (a) nuevos o mayores mercados (IED en búsqueda de mercados).
- (b) insumos más baratos (IED en búsqueda de recursos).

² “Las razones del auge de las fusiones y adquisiciones (F&A) transfronterizas están bien documentadas. En primer lugar cabe citar los imperativos del progreso tecnológico y el creciente costo de las actividades innovadoras (...). Cada día más, las empresas deben invertir en el exterior para aumentar su capacidad y sus recursos globales; las F&A constituyen una de las vías más rápidas para hacerlo. En segundo lugar, estas operaciones se han visto propiciadas por la liberalización de los mercados, la privatización de grandes sociedades estatales y la supresión o reducción de los obstáculos a la afluencia de IED y a la adquisición de empresas nacionales por ET extranjeras” (Dunning, 2002. p. 69)

(c) menores costos de producción (IED en búsqueda de la eficiencia).

El paradigma ecléctico y los cambios en las empresas transnacionales

En las últimas décadas se ha profundizado el proceso de transnacionalización. Narula y Dunning (2010), retomando un artículo anterior (2004), apuntan que la globalización es una consecuencia del aumento de la actividad transfronteriza. Además, señalan que la expansión de las empresas transnacionales o multinacionales elevó la competencia internacional y esto provocó cambios en la forma que llevan a cabo y organizan sus actividades dichas empresas.

Cantwell y Narula (2001) refieren que el paradigma ecléctico desarrollado por John Dunning se mantiene como base teórica para explicar las transformaciones de las empresas transnacionales. Los cambios en la economía mundial contribuyen a una mayor dinámica interactiva entre las ventajas de propiedad “O”, de localización “L” y de internalización “I”.

Asimismo, Cantwell y Narula (2001) precisan algunos conceptos, producto de la discusión y de los cambios en la economía mundial, sobre el paradigma ecléctico:

- a) Las ventajas de propiedad “O” (tecnológicas y organizativas) de las corporaciones multinacionales deben ubicarse en relación con la competencia internacional, fundamentalmente con otras transnacionales o multinacionales, en lugar de ubicarse en relación con las empresas nacionales de un país anfitrión. Las transnacionales o multinacionales generalmente compiten entre sí en los mercados internacionales.
- b) Las corporaciones transnacionales no están en las primeras etapas de internacionalización
- c) Las inversiones de las empresas transnacionales no están orientadas al mercado local.
- d) Las corporaciones transnacionales no solo transitan de exportadoras de mercancías a la inversión extranjera directa, sino que se dirigen directamente a la inversión extranjera directa o a la búsqueda de activos.
- e) Las empresas transnacionales intensifican su participación en el extranjero fundamentalmente explotando sus activos. Sin embargo, las empresas tienden de manera importante a invertir en el extranjero para aumentar sus activos.
- f) Las empresas transnacionales tienen ventajas de propiedad “O” específicas, aunque carezcan de la ventaja de costo absoluto.

- g) Las empresas transnacionales que tienen inicialmente mayores ventajas de propiedad “O” tienen mayor capacidad de aumentar sus ventajas de propiedad “O” a través de la incorporación de activos extranjeros. Existe una estrecha la relación entre las ventajas de propiedad y de localización.

Progresiva vinculación entre las ventajas de propiedad y de localización

Las empresas transnacionales acceden de manera indirecta a activos tecnológicos propios de las localidades al expandir su actividad en países tecnológicamente avanzados a la vez que las empresas locales adquieren, también indirectamente, ciertos activos tecnológicos de las transnacionales. En cambio, las empresas transnacionales al expandir su actividad en países tecnológicamente atrasados eliminan a las empresas locales que no cuentan con tecnología de punta.

En otras palabras, en donde las ventajas de propiedad de las empresas inversoras y las ventajas de localización de la región o país anfitrión (y, en consecuencia, ventajas de propiedad de las empresas locales) son más fuertes es que encontramos el mayor potencial para un proceso de refuerzo mutuo de estas ventajas a través de los efectos indirectos de la internacionalización (Cantwell y Narula, 2001, p. 161). En el campo de la internacionalización, se han ideado nuevos modelos teóricos y empíricos sobre el proceso por el cual las empresas multinacionales acceden a activos tecnológicos dispersos localmente, a través de sus propias operaciones internacionales y a través de alianzas con otras empresas (Kungut, Dunning y Narula, 1995; Pugel et al., 1996; Almeida, 1996; Frost, 1996; Cantwell y Barrera, 1998; Kuemmerle, 1999; Cantwell y Janne, 1999; Pearce, 1999; Zander, 1999; Narula, 2000) (Cantwell y Narula, 2001, p. 160). Por el contrario, cuando la capacidad tecnológica de un país anfitrión es débil en el sector afectado, las inversiones de las multinacionales pueden eliminar la competencia local y reducir aún más la capacidad tecnológica local (Cantwell, 1987 citado por Narula y Dunning, 2010, p.161).

Como observamos, Cantwell y Narula se refieren a las ventajas de localización como las ventajas de propiedad de las empresas locales. Así como también las ventajas de propiedad las circunscriben a las ventajas tecnológicas.

Desarrollo de las ventajas de localización

Las empresas transnacionales que se dirigen a la búsqueda de recursos se orientan a aquellos países que tienen ventajas locales fundamentalmente de disponibilidad, precio y calidad de los recursos naturales, aunque en los últimos años se han agregado otras ventajas (Ver cuadro 1).

Cuadro 1. Cómo han evolucionado los motivos de las empresa multinacionales a lo largo de 30 años

Tipo de IED	En la década de 1970	En la década de 2000
A. Búsqueda de recursos	1. Disponibilidad, precio y calidad de los recursos naturales 2. Infraestructura para la explotación de los recursos y para la exportación de los productos derivados de ellos 3. Restricciones gubernamentales a la IED y/o al capital y a las remisiones de dividendos 4. Incentivos a la inversión (por ejemplo, incentivos fiscales)	1.- Como en la década de 1970, pero la oportunidades locales para mejorar la calidad de los recursos y el procesamiento y transporte de su producción es un incentivo de localización más importante 2.- Disponibilidad de socios locales para promover conjuntamente conocimientos y/o explotación de recursos intensivos en capital 3.- Emprendimiento, confiabilidad y honestidad de los socios locales 4.- Extensión y calidad de los mecanismos nacionales o regionales de observancia

Fuente: Narula y Dunning (2010, p. 279)

Desenvolvimiento de las ventajas de internalización

Las empresas transnacionales adquieren diferentes formas de organización con el objeto de aumentar los activos (tecnológicos, productivos, comerciales y financieros), por ejemplo: las alianzas, empresas conjuntas, las fusiones y adquisiciones.

En los últimos años han cobrado una relativamente mayor importancia las formas de organización de menos control jerárquico como las alianzas estratégicas (Cantwell y Narula, 2001; Dunning y Lundan, 2008 citado por Narula y Dunning, 2010). “En otras palabras el control jerárquico y la internalización total ya no es siempre la mejor opción para las multinacionales, especialmente en las actividades innovadoras. De hecho, Duyster et al. (1999) señalan que las alianzas han pasado de ser vistas como un aspecto periférico a una piedra angular de la estrategia tecnológica de la empresa” (Cantwell y Narula, 2001 p.162). Sin embargo, las diferentes formas de organización actúan como complementos entre sí, más que como sustitutos de los modos jerárquicos tradicionales. Incluso, las empresas transnacionales controlan empresas en la cuales cuentan con la propiedad mayoritaria, minoritaria y sin la propiedad de los activos productivos (Narula y Dunning, 2010).

Las alianzas estratégicas son “estratégicas” debido a que sus principales objetivos son las de maximizar las ganancias a largo plazo de las empresas y aumentar el valor de sus activos. Por medio de las alianzas estratégicas las empresas transnacionales mantienen el secreto de la propiedad intelectual, se comparte el conocimiento tecnológico o realizan invenciones conjuntas (Levin et al., 1987 citado por Cantwell y Narula, 2001) pueden vigilar o supervisar a los competidores, cooptar a la competencia (Narula y Dunning, 1988 citado por Cantwell y Narula, 2001) y conocer previamente el resultado de sus propias investigaciones (Narula, 1999 citado por Cantwell y Narula, 2001).

Tomemos el caso en que la empresa A busca competencias tecnológicas que sean específicas de la empresa B, y estos son un pequeño aspecto de los activos tecnológicos de la empresa B. Supongamos además que, si bien existen muchas variaciones de esta tecnología disponible de otras firmas, el diseño de la empresa B es el dominante o es más compatible con los activos tecnológicos de la empresa A. Comprar la tecnología de otra firma significaría costos más altos. Si la tecnología es única, es poco probable que la empresa B desee licenciar. Además, la tecnología puede ser en gran parte inalcanzable. No interesa a ninguna de las empresas comprometerse en una transacción en condiciones de plena competencia y, a falta de adquirir toda la empresa B, otra opción costosa, especialmente si la tecnología buscada forma solo una pequeña parte de los activos de la empresa B, debe buscar algún tipo de alianza. En otras palabras, las empresas que realizan alianzas de I&D suelen tener menos opciones de organización que las alianzas en la producción o las ventas (Cantwell y Narula, 2001 p.162).

Las empresas transnacionales no solo se asocian con líderes tecnológicos sino con aquellos que tienen recursos limitados con el propósito de conocer las peculiaridades de sus actividades de investigación. Además, entre más vínculos tengan con diferentes empresas aumenta su capacidad de aprendizaje. “Por último, como explica Kay (1997), es necesario establecer redes con determinadas empresas no porque confíen en sus socios, sino para confiar en sus socios” (Cantwell y Narula, 2001, p.165).

Cabe recordar que:

Los activos tecnológicos representan solo un aspecto de las ventajas de propiedad de una multinacional. Las ventajas específicas de la empresa que derivan de su capacidad de gestionar y coordinar las transacciones

entre empresas e inter empresas (ventajas Ot) son fundamentales para comprender la competitividad de las empresas. De hecho, la falta de ventajas tecnológicas puede ser compensada por ventajas superiores y pueden utilizarse para desarrollar y adquirir activos tecnológicos (Cantwell y Narula, 2001, p.163).

Lo importante son los motivos y los objetivos de las diferentes formas de organización corporativa y no las diferencias de los diversos tipos de organizaciones empresariales (Cantwell y Narula, 2001).

Las ventajas de internalización, del paradigma ecléctico, se reinterpretan en el sentido de que éstas se refieren a las condiciones que permiten aumentar las ventajas de propiedad (tecnológicas y de organización) de las empresas transnacionales preferentemente a la reducción de costos (Cantwell y Narula, 2001).

1.1.1.2 *El enfoque de Stephen Hymer*

Charles. P. Kindleberger (2002) en una reunión, en homenaje a las contribuciones de Stephen Hymer, relata que como supervisor de la disertación del MIT de Stephen Hymer propuso a sus colegas la publicación de su tesis en la serie MIT por su contribución, que consiste en lo siguiente: las empresas para tener éxito en extranjero tenían que tener una ventaja sobre las empresas locales como, nueva tecnología, economías de escala, bajos costos de transacción, entre otras. Sus colegas, en 1950, se negaron a publicar la tesis argumentando que era una idea muy simple. Señala también, que posteriormente autores como John Dunning, Marc Casson, Peter J. Buckley retomaron el paradigma de Stephen Hymer.

Stephen Hymer en trabajos posteriores a su tesis explica un poco más su paradigma e incluye otras propuestas. Sin embargo, Stephen Hymer, a diferencia de Dunning, no sistematiza sus importantes contribuciones por lo que parecen ideas poco desarrolladas.

Ahora bien, Hymer (1972) refiere que la ET elige la inversión extranjera directa para explotar su ventaja tecnológica, en lugar de venderla, ya que su interés es obtener ganancias más elevadas.

Quando una empresa extranjera posee una ventaja de cualquier tipo, bajo la forma de patentes, de productos específicos, de mejores conocimientos técnicos o de mayores facilidades de financiamiento se

encuentra en condiciones de competir eficazmente con las empresas locales (Hymer, 1972, pp. 15-16).

Además, incluye como otro determinante de la producción en el extranjero, la ventaja que tiene la ET de ser una gran empresa oligopólica, aún cuando no tenga ventaja tecnológica. Eso le confiere poder de mercado y la obtención de ganancias oligopólicas, las ganancias son más altas que en el país de origen. Incluso señala, que las ET utilizan tácticas para eliminar a sus competidores como los contratos de exclusividad de ventas, los contratos de ventas atadas, las obligaciones de abastecimiento completo, la administración de los derechos sobre las licencias, etc. (Hymer, 1972).

En una rama de una industria, la presencia de empresas transnacionales afecta el grado de competencia y actúa por tanto sobre el nivel de los precios y el volumen de producción. Cuando se toman en cuenta estos resultados, ya no es posible hacer una declaración sobre su carácter benéfico que resulte válida (Hymer, 1972, p.31)

Sin embargo, Hymer (1986) explica que las ventajas técnicas, oligopólicas y otras, de las empresas no son suficientes motivos para internacionalizarse. Señala, tres motivos para la internacionalización de las empresas: la expansión de los mercados para sus productos, mano de obra barata -que hizo rentable producir en el extranjero- y obtener una mayor participación en el mercado mundial.

Los gigantes estadounidenses que estaban o se convirtieron en multinacionales poseían numerosas ventajas en la organización, la tecnología, el acceso al capital, y la diferenciación de productos. Podrían suministrar a algunos de los mercados extranjeros a través de las exportaciones (...). La recuperación de Europa y Japón pronto los desafió, y comenzaron a ver muchas empresas extranjeras utilizando su tecnología y métodos, o la mejora de ellos. Podían ver a su propia expansión que se frustró por la formación de nuevos capitales en otros países, y descubrieron que sus ventajas serían de corta duración si no comprometían la inversión extranjera para su conservación (Hymer, 1986, p. 96)

Asimismo, plantea, más específicamente, que los objetivos de la ET son: la protección de una posición competitiva en el mercado del país receptor y obtener la máxima ganancia.

Otro aspecto importante que toca Hymer (1972) en su trabajo es la de explicar por qué las ET se orientan a la explotación de recursos naturales en lugar de comprarlos, al respecto él menciona que su participación en la explotación de recursos naturales en los países subdesarrollados les permite obtener las materias primas a menor precio y monopolizar los recursos estratégicos.

1.1.2 *Empresas Transnacionales e Industria Petrolera*

1.1.2.1 *Características y objetivos de las Empresas Petroleras Transnacionales*

Las Empresas Petroleras Transnacionales tienen como centro de actividad la prospección y desarrollo de recursos de hidrocarburos (Finch, Macmillan y Simpson, 2002). Su funcionamiento depende de la reposición de reservas probadas de hidrocarburos, por lo que tienen que buscar continuamente nuevas reservas. Cabe mencionar, que la tasa de reposición de reservas probadas con respecto a la producción es una medida de rendimiento de estas empresas (Acha y Finch, 2005).

Otros de los rasgos de las Empresas Petroleras Transnacionales, que tiene que ver con las especificidades de la industria son: la elevada movilidad internacional producto de su dependencia de un recurso natural finito (Hallwood, 1997b) y, además, su desarrollo fluctúa de acuerdo a los precios internacionales del petróleo (Finch, 2002; Acha y Finch, 2005).

Las Empresas Petroleras Transnacionales tienen características que son representativas y que definen a las Empresas Transnacionales de acuerdo con los enfoques de Dunning y Hymer. Por ejemplo, Hallwood, (1994) refiere que las Empresas Petroleras Transnacionales desarrollan, controlan y protegen la tecnología de la industria petrolera global.

Entre los rasgos sobresalientes de la industria petrolera. Hallwood (1997b) señala que el sector tecnológico tiene características oligopólicas, por lo que “las barreras de entrada en el núcleo tecnológico son agudos” (p.2), la industria presenta una acelerada innovación tecnológica, lo cual eleva los gastos en investigación y desarrollo y su desenvolvimiento está ligado a los precios internacionales del petróleo.

El precio internacional del petróleo juega un papel fundamental en el ciclo económico de la industria petrolera. (Finch, 2002, p. 9; Acha y Finch,

2005, p.14). Por ejemplo, en 1984 frente a la caída de los precios del petróleo, muchos de los proyectos de exploración en aguas profundas en el ámbito internacional fueron archivados (Acha y Finch, 2003, p.10).

Ahora bien, los principales objetivos de las Empresas Petroleras Transnacionales han sido: obtener abundantes recursos petroleros (Finch, 2002) y la maximización de la renta (Hallwood, 1994).

1.1.2.2 *Organización de las Empresas Petroleras Transnacionales*

A partir de 1970, el cambio más sobresaliente en la industria petrolera, particularmente en exploración y producción, ha sido su elevada fragmentación.

La industria aguas arriba (exploración y producción) está altamente desintegrada, con las empresas de servicios y proveedores de componentes que llevan a cabo un gran número de tareas dentro de acuerdos contractuales diferentes con empresas petroleras (Finch, 2000 c.p. Finch y cols, 2002, p. 8).

En la industria internacional de petróleo aguas arriba la desintegración vertical, la contratación y la gestión de las cadenas de suministro y redes es la norma (Richardson, 1975 c.p. Langlois, 1992 c.p. Acha y cols, 2005, p. 18).

Ahora bien, la transformación fundamental en la organización de las Empresas Petroleras Transnacionales consistió en que éstas se limitaron a realizar actividades operativas contratando a empresas de servicios para realizar una diversidad de funciones en exploración y producción de petróleo. Anteriormente, las Empresas Petroleras Transnacionales realizaban todas las actividades.

Una tendencia importante ha sido la organización de la exploración y las actividades de producción en grupos de proyectos, alianzas o negocios conjuntos que involucra por lo menos una empresa operadora y grupos de empresas de servicios. Estos términos cubren una amplia gama de formas de organización, que se han desarrollado dentro cada empresa y a nivel de la industria (Finch, 2002, p. 62).

La diferencia esencial entre las compañías operadoras transnacionales y de servicios, es que la operadora es la que obtiene las concesiones, una concesión es una

licencia, contrato de arrendamiento u otro permiso para la exploración y/o producción de petróleo en un área. Es importante precisar, que las compañías de servicios, en el ámbito internacional, por lo regular no se convierten en operadoras (Yergin, 1993 c.p. Finch, 2002).

Algunas características de las compañías operadoras transnacionales:

- Realizan elevadas inversiones en Investigación y Desarrollo (Acha y Finch, 2003).
- “Tienen elevadas y sofisticadas capacidades, por lo cual desarrollan los proyectos más complejos que tienden a ofrecer la perspectiva de una mayor rentabilidad” (Dinnie y Finch, 2002, p. 23).
- Participan en forma mayoritaria en los proyectos de desarrollo de propiedad compartida (Acha y Finch, 2005).

En suma, las grandes operadoras transnacionales se colocan en los segmentos de la cadena de valor de aguas arriba (exploración y producción) de mayor rentabilidad y control.

Sin embargo, lo anterior nos permite reformular sobre las actividades de las compañías operadoras transnacionales ¿Participan en la generación de tecnología? ¿Participan en proceso de producción de los proyectos más complejos, como el de aguas profundas? ¿Solamente realizan actividades operativas? Hallwood y Finch, y otros, no son muy claros al respecto.

Por otro lado, un aspecto muy importante y que está en fondo de las transformaciones en la organización de la producción de las Empresas Petroleras Transnacionales es la de aumentar las ganancias mediante la reducción de los costos de exploración y producción de petróleo.

Las empresas operadoras han tratado de reducir los costos de exploración y producción mediante la adopción de diferentes formas de organización y fomentando diferentes prácticas de trabajo (Barlow, 2000). Los tomadores de decisiones se centran en la organización de la exploración y las actividades de producción de petróleo con el fin de aumentar los márgenes de ganancia mediante la reducción de costos (Finch, 2002, p.72).

Como parte de las transformaciones, las compañías de servicios intervienen en todas las actividades de exploración y producción de petróleo (sísmica, perforación, producción, etc). Además, de que cada compañía de servicios diversifica sus funciones

participando en gran parte de las actividades de exploración y producción de petróleo. Incluso, algunas empresas han adquirido la gestión de proyectos (coordinación y administración) (Finch, 2002; Acha y Finch. 2003).

Finch (2002), señala que lo anterior se explica por lo siguiente:

- a) adquisiciones corporativas y fusiones en su “sector” de la industria
- b) la experiencia acumulada en exploración y producción al trabajar con diferentes operadoras transnacionales y en otras industrias, como la construcción.

Frente a la creciente diversificación de actividades en exploración y producción de las compañías de servicios, éstas ofrecen paquetes integrados de servicios y las operadoras transnacionales introducen los contratos de servicios integrales. Lo anterior reduce el número de alternativas de fuentes de suministro para las operadoras transnacionales y también la dependencia entre el menor número de grandes compañías de servicios (Finch, 2002).

La cuestión operativa de contratación se convierte en un asunto estratégico por la transferencia de las actividades de exploración y producción a diferentes posiciones en la cadena de suministro y redes (Finch, 2002, p. 2).

Una de las características importantes de las compañías de servicios es su internacionalización. En ese sentido, Hallwood (1994) explica algunas de las ventajas competitivas de la internacionalización de las compañías de servicios:

Las Empresa Petroleras Transnacionales, habiendo negociado con los proveedores de servicios e insumos en otro lugar, puede reducir los costos de medición (entendido como los costos derivados de la inspección de un bien antes de la compra) mediante el uso de estos mismos proveedores en una nueva ubicación, en lugar de utilizar previamente proveedores nacionales, no probados, del país anfitrión, en caso de que existan (p. 9)

En relación a las formas de organización entre las empresas operadoras y de servicios. Finch (2002), plantea que la organización de las actividades entre las empresas operadoras y de servicios está influida por los términos de negociación entre

ellas. Existe una lucha de poder entre las empresas operadoras y de servicios, en la cual incide el nivel de precios del petróleo en el ámbito internacional.

Por su parte, Hallwood (1997) señala que las compañías de servicios tienen ventajas específicas:

- a) Un amplio conocimiento de la industria, creado a través de una larga experiencia en la industria petrolera
- b) Altos gastos en investigación y desarrollo
- c) Protección de patentes y marcas
- d) Posesión de equipo especializado
- e) Empleo de técnicas de gestión, calificados o especializados en cuestiones laborales.
- f) Concentran la producción del núcleo tecnológico

Además, Hallwood (1997), refiere que los factores antes mencionados permiten a las compañías de servicios obtener contratos mediante licitación pública. Por ejemplo, en la década de 1980, en el Reino Unido solo alrededor de un tercio de los contratos se iban a las empresas locales y los restantes los ganaban las compañías extranjeras.

Incluso, no hay transferencia de tecnología de las compañías de servicios a las empresas locales.

La transferencia de tecnología a las empresas locales es el único asunto más urgente para fortalecer la industria petrolera de suministro de un país. La tecnología es conocida por su importancia para el crecimiento de económico de un país, pero se puede hacer una diferencia si esa tecnología es propiedad de empresas locales o extranjeras (Hallwood, 1997, p. 16).

En suma, las compañías de servicios son grandes empresas transnacionales y que a diferencia de otras empresas contratista, estas compañías participan en la producción y desarrollo tecnológico de la industria petrolera.

La organización de la producción de las empresas operadoras y de servicios tienen las siguientes características:

- a) Diferenciación e integración de la organización de la producción. Empresas especializadas en ciertos conocimientos e integradas para beneficiarse de dichos conocimientos.

- b) Diferentes enfoques para la coordinación, dentro y entre las diferentes empresas, puede variar de centralizada a descentralizada.
- c) Concentración y centralización de las compañías operadoras y de servicios. Existe entre las Empresas Petroleras Transnacionales un fuerte proceso de fusiones y adquisiciones a nivel global (Finch y cols., 2002).
- d) “Formación de empresas mixtas o empresas conjuntas, entre las grandes petroleras transnacionales, entre éstas y las compañías de servicios y entre las compañías de servicios” (Acha y Finch, 2003, p.15). Por ejemplo, en los proyectos de explotación petrolera en aguas profundas participan de tres a cuatro socios o empresas transnacionales (Acha y Finch, 2005).
- e) “Redes y alianzas de petroleras transnacionales y las empresas de servicios” (Dinnie y Finch, 2002, p. 14).

Un rasgo sobresaliente son las múltiples formas de asociación entre las empresas petroleras ligado a un fuerte proceso de concentración y centralización de capital. Además, se presenta una clara tendencia a la integración de las actividades de las transnacionales de servicios. Esto último, nos indica que la especialización en ciertas actividades, la segmentación, no es la opción para reducir costos y elevar los márgenes de ganancia.

Cabe mencionar, que a las empresas de servicio se les paga por las actividades que realizan independientemente del éxito de los resultados.

1.1.2.3 *Determinantes de la producción internacional en la industria petrolera*

Hallwood no tiene el propósito de presentar una explicación sobre los determinantes de la internacionalización de las empresas petroleras, sin embargo, nos proporciona ciertos elementos que los podemos ubicar entre los determinantes que nos propone Dunning (2001).

- Las ventajas que poseen las empresas antes de internacionalizarse, llamadas ventajas de propiedad. Hallwood (1994) considera que las diferencias en los costos de producción es suficiente motivo para la internacionalización de las empresas.
- Ventajas de localización. Las Empresas Petroleras Transnacionales se dirigen a los países en dónde existen abundantes recursos petroleros. “Las Empresas Petroleras Transnacionales son por excelencia exploradores globales, siendo de los primeros en establecer operaciones donde el petróleo se encuentra en abundancia comercial” (Hallwood, 1997b, p. 2).
- Las ventajas de internalización. Las ventajas que poseen las empresas al explotar las ventajas competitivas en el país de destino. “La empresa matriz no obtiene tasas

de licencia de bienes y servicios tecnológicos tan elevadas como la *renta* obtenida por una filial. Por ejemplo, las compañías petroleras ofrecen bienes y servicios tecnológicos especializados, pero no hay compañías locales, incluso en un país industrialmente avanzado como Gran Bretaña, que puedan pagar los derechos de licencia suficientemente altos” (Hallwood, 1994, pp. 2 y 11).

Hallwood y Finch, entre otros, nos dan una visión objetiva y esclarecedora de la finalidad y, sobre todo, de las importantes transformaciones organizativas de las Empresas Petroleras Transnacionales. Sus aportaciones al estudio de las Empresas Petroleras Transnacionales son fundamentales. Si bien, su objetivo no es construir un cuerpo teórico, sus aportaciones pueden contribuir a tal efecto.

1.2 *La maldición de los recursos naturales*

La maldición de los recursos naturales consiste en que los países con abundantes recursos naturales tienden a tener niveles de crecimiento inferiores que los países con pocos recursos. Sachs y Wagner (2001) se refieren a los países en los que el crecimiento de la economía se basa fundamentalmente en los recursos naturales.

Por ejemplo, Canadá tiene mayores recursos naturales per cápita que Zambia, sin embargo, en Zambia la producción de recursos naturales representa más del 50 por ciento de la economía, mientras que en Canadá es menos del diez por ciento. Los recursos naturales tienen mucho más potencial para desplazar otras actividades económicas en Zambia que en Canadá. Para evaluar las teorías de exclusión, la mejor medida es el porcentaje del PIB. (Sachs y Wagner, 2001, p. 830).

Sachs y Wagner (2001), Gylfason (2001) y Frankel (2012) afirman que, con base en demostraciones empíricas, los países con abundantes recursos naturales (Estados petroleros en el Golfo, Nigeria, México y Venezuela) no han logrado obtener los niveles de crecimiento de los países que no los tienen, como Singapur, Corea, Taiwán, Hong Kong, Japón, entre otros. Estos autores presentaron diferentes indicadores para determinar la abundancia de los recursos naturales de un país como la participación de las exportaciones de recursos naturales en el PIB, la participación de las exportaciones de combustibles,

minerales y metales en las exportaciones totales, la participación de las exportaciones primarias en las exportaciones totales y la participación del capital natural en el capital total. Otra medida podría ser la participación de las exportaciones de petróleo en las exportaciones totales. También tienen diferencias en relación a los indicadores del crecimiento económico, como el PIB y el PIB per cápita, y con respecto al periodo de estudio, aunque coinciden en promediar los indicadores en los años de elevados y bajos precios del petróleo. Sachs y Wagner (2001) para demostrar la existencia de la maldición de los recursos naturales nos presentan un diagrama de dispersión, al igual que Gylfason (2001) y Frankel (2012), en el cual relaciona las exportaciones de recursos naturales como porcentaje del PIB y el crecimiento real del producto per cápita, por ejemplo, en Arabia Saudita las exportaciones de recursos naturales representaron aproximadamente el 50% del PIB en 1970 y el crecimiento real del producto per cápita fue de aproximadamente de -0.5% durante el periodo de 1970-1989. En Venezuela las exportaciones de recursos naturales representaron aproximadamente el 25% del PIB en 1970 y el crecimiento real del producto per cápita fue de aproximadamente de -1.5% durante el periodo 1970-1989. Además, señalan que no hay ningún otro factor que explique el bajo crecimiento económico, ni siquiera la disminución de la demanda mundial y de los precios internacionales de los recursos naturales.

Sachs y Wagner (2001) y Frankel (2012) no toman en cuenta los cambios que posiblemente presentaron los diferentes indicadores durante los periodos de estudio, 1970-1989 o 2009 y 1965-1998. Por ejemplo, en México en 1981 las exportaciones de petróleo representaron el 74% de las exportaciones totales, porcentaje que fue disminuyendo hasta llegar al 4.7% en 2016 (SENER, 2016). Esto se debió a varios factores entre los que se encuentran: el incremento de las exportaciones manufactureras (fundamentalmente del sector automotriz), la caída de la producción y los precios del petróleo. Ese cambio no se tradujo en un mayor crecimiento de la economía (Ver cuadro 2). Los países que mantuvieron una elevada participación de los productos primarios en las exportaciones totales fueron Arabia Saudita y Venezuela con una participación de 65% y 63.9% respectivamente, en 2016 (IvanStat, 2018). En Arabia Saudita, Venezuela y en cierta medida en México, el crecimiento del PIB y per cápita sí estuvieron ligados a los cambios de los precios del petróleo (Ver cuadro 2). En consecuencia, los países que basan su crecimiento en la exportación de recursos naturales están expuestos a la volatilidad de los precios internacionales y a su agotamiento. Por lo que es fundamental un cambio de orientación de la economía dirigida por el Estado (desarrollista).

Cuadro 2 . Producto Interno bruto 1/ y per cápita 2/, varios países, 1971-2016

Periodo	Arabia Saudita		Venezuela		México	
	PIB	PIB per cápita	PIB	PIB per cápita	PIB	PIB per cápita
1971-1981	10.4	37.2	3.8	14.3	6.8	16.4
1982-1998	0.7	-4.3	1.9	0.02	2.2	3.4
1999-2011	3.6	10.1	2.8	10.0	2.0	5.4
2012-2016	3.5	-3.3	-3.9	-2.3	2.8	-2.9

Fuente: Elaboración propia con base en IvanStat, 2018.

1/ precios contantes de 1970

2/ precios corrientes

Sachs y Wagner (2001) fundamentan que la “maldición de los recursos naturales” se debe a que los elevados ingresos del sector de los recursos naturales generan un exceso de la demanda interna lo cual incrementa los precios internos, incluyendo los insumos y salarios. El aumento de los precios de los insumos reduce los beneficios de los exportadores de manufacturas. En consecuencia, las exportaciones de manufacturas se ven afectadas y con ellas el crecimiento de la economía. Por lo tanto, sostienen que una explicación de la maldición de los recursos naturales es que la abundancia de recursos naturales tendió a hacer que el sector exportador de manufacturas no fuera competitivo y que, como consecuencia, los países con abundancia de recursos naturales nunca lograron un crecimiento impulsado por las exportaciones de manufacturas.

Gylfason (2001) incluye otras causas de la maldición de los recursos naturales entre las que se encuentran: a) la enfermedad holandesa; b) la búsqueda de rentas y c) el abandono de la educación. La enfermedad holandesa consiste en que el aumento de las exportaciones de materias primas conduce a la sobrevaluación de la moneda nacional lo cual genera una contracción de las exportaciones totales y más específicamente de las exportaciones de manufacturas y servicios que son fundamentales para el crecimiento económico. La búsqueda de rentas se refiere a que el gobierno y los empresarios buscan capturar la renta en lugar de coadyuvar al crecimiento de la economía. Además, el afán por capturar la renta promueve la corrupción en las empresas y el gobierno. En torno a la educación tenemos que los países con abundantes recursos naturales dirigen pocos recursos a la educación, la cual juega un papel importante en el crecimiento económico.

A diferencia, Auty (2012) apunta que la maldición de los recursos naturales forma parte de la maldición de la renta. La maldición de la renta puede ser causada por los recursos naturales, la ayuda extranjera (renta geopolítica), la manipulación gubernamental de los precios (renta reguladora), las remesas de los trabajadores (renta laboral). Particularmente señala que la maldición del petróleo es una forma o variante importante de

la maldición de la renta debido a la elevada (y volátil) renta obtenida de la producción del petróleo y su concentración en el gobierno y otros agentes económicos. Es decir, que la maldición de la renta se refiere a que los países con rentas elevadas, que fundamentalmente se pueden obtener de la producción de petróleo, y concentradas en el gobierno tienen niveles de crecimiento y de desarrollo político inferiores que los países con escasas rentas. Lo antes mencionado se basa en la teoría del ciclo de la renta la cual sostiene que la diferencia en la magnitud y distribución de la renta tienen un impacto en el crecimiento económico.

Auty (2012) plantea que la maldición de la renta se debe a lo siguiente:

- 1) Las elites buscan capturar la renta en lugar de coadyuvar al crecimiento de la economía mediante la eficiencia de la inversión, al fomentar la exportación de manufacturas intensivas en mano de obra (diversificación la producción) y elevando la productividad, y así aumentar sus ingresos, elevando y ampliando con ello la carga impositiva de la cual son beneficiarios.
- 2) La dependencia del gobierno de la renta en lugar de los impuestos directos, lo cual permite que este relaje el cumplimiento de las obligaciones fiscales
- 3) El gobierno distribuye gran parte de la renta a las elites mediante una política clientelar para mantener el dominio político.
- 4) La distribución de la renta mediante el clientelismo por parte del gobierno hace que la eficiencia de la inversión disminuya y la renta se absorba demasiado rápido en la economía doméstica, lo que desencadena efectos de la enfermedad holandesa.

De lo anterior se puede inferir que un país con abundantes recursos naturales y escasa renta no presenta síntomas de la maldición de la renta.

Gylfason (2001) enfatiza, algo muy importante, que la abundancia de recursos naturales como tal no es el problema, Auty (2001), Frankel (2012) y Ploeg, (2011) sostienen lo mismo. Plantea que, al contrario, la abundancia de recursos naturales es una bendición si el gobierno aplica una correcta política económica. Por ejemplo, Noruega ha sido un importante exportador de petróleo y el gobierno ha obtenido aproximadamente el 80% de la renta petrolera a través de impuestos y tarifas. El gobierno ha invertido los ingresos petroleros en valores extranjeros con el objeto proteger a las futuras generaciones y evitar que afecten a la economía. La economía se protege al evitar que fluyan elevados ingresos en un tiempo demasiado corto. No obstante, señala que en Noruega las exportaciones totales de bienes y servicios en proporción al ingreso nacional se estancaron, no se

elevaron junto con las exportaciones de petróleo. Es decir, las exportaciones de petróleo han desplazado las exportaciones no petroleras.

Sachs y Wagner (2001) no toman en cuenta los factores principales que incidieron en el crecimiento económico de los países como Japón, Corea, Taiwán, Hong Kong, etc. Auty (2001), a diferencia, toca un punto muy importante que consiste en el papel activo del Estado en el fomento del desarrollo (Estado desarrollista). El Estado desarrollista tiene dos características clave: primero, suficiente autonomía para aplicar una política económica coherente y, segundo, el objetivo de elevar el bienestar social a largo plazo (Lal and Myint, 1996).

Por otro lado, Gylfason (2001), Auty (2012) y Frankel (2012) proponen, entre otras, que el gobierno transfiera los ingresos de los recursos naturales a un Fondo con el propósito de invertirlos en valores extranjeros, como en el caso de Noruega y Botswana. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que eso permite que los ingresos petroleros queden expuestos a las crisis financieras internacionales. Además, esa política es viable para los países desarrollados, en cambio, para los países subdesarrollados los ingresos de los recursos naturales se deben orientar a la inversión de capital productivo (por ejemplo, edificios, caminos, máquinas, salud, entre otros) con el propósito de fomentar el desarrollo económico (Ploeg, 2011).

Cabe señalar, que ninguno de autores antes mencionados define el concepto de renta. Gylfason (2001) al referirse al caso de Noruega identifica la renta petrolera con las utilidades de Statoil.

1.3 *Compañías Petroleras Nacionales*

En la historia del sistema capitalista mundial, la participación directa del Estado en la vida económica ha estado marcada por condiciones nacionales e internacionales muy complejas que tienen que ver con condiciones específicas del momento, económicas y políticas. Existen periodos de expansión y de contracción de la intervención de Estado en el sistema económico. En los dos últimos siglos, después de la segunda guerra mundial se presentó una fuerte expansión de la intervención del Estado en la economía en los países desarrollados y subdesarrollados, en 1980 con el establecimiento de la política neoliberal se contrae y a partir del 2000 se experimenta cierto resurgimiento. El establecimiento de las Compañías Petroleras Nacionales se inscribe en el proceso general de intervención del Estado en el sistema económico.

1.3.1 *Estado y recursos naturales*

Los recursos naturales se distribuyen desigualmente entre las naciones y entre las diferentes regiones de un país. Estos forman parte de la riqueza natural de una nación. Por lo que, la sociedad es la que debe beneficiarse de la riqueza de los recursos naturales.

El Estado, generalmente, ha ejercido la soberanía y la propiedad sobre los recursos naturales. “La soberanía se reduce al poder y en consecuencia al derecho a otorgar o negar el acceso a la tierra” (Mommer, 2003, p.116).

Actualmente, la propiedad mineral privada sólo sobrevive en los Estados Unidos como una reliquia histórica. De hecho, (...) la *propiedad* mineral pública fue establecida en todas partes antes de iniciarse cualquier producción significativa de petróleo (Mommer, 2003, p. 5).

Otra de las atribuciones tradicionales e importantes del Estado, que se relaciona con las anteriores, ha sido la de mantener el dominio eminente sobre todos los recursos naturales, definido por el derecho a gravar, regular, supervisar y anular el derecho concedido a los particulares (Mommer, 2003).

Estas atribuciones del Estado sobre los recursos naturales las ejerce al nacionalizar la industria petrolera. Además, el Estado cuando nacionaliza la industria petrolera toma en sus manos el control y el desarrollo de la industria. Por lo que, los ingresos del Estado se derivan, por un lado, de la renta de la tierra y, por el otro, de las ganancias de la empresa (Mommer, 2003).

1.3.2 *Estado y Empresas Petroleras Nacionales*

Como parte de importantes transformaciones económicas y políticas el Estado interviene y participa directamente en el sistema económico. La intervención del Estado en la economía ha tenido como finalidad ejercer su control y dirección. El control de la economía se ejerce manteniendo también bajo su control los elementos estratégicos de la economía nacional, sus principales industrias y empresas (Yergin y Stanislaw, 1998). Las Empresas Petrolera Nacionales surgieron con el propósito de los gobiernos de controlar y dirigir la industria petrolera.

En 1972 el gobierno noruego estableció una compañía petrolera 100 por ciento estatal, Statoil, para resguardar los intereses comerciales del gobierno en la plataforma continental y, para asegurar el control público

de la industria. Siguiendo el ejemplo noruego, el gobierno británico estableció en 1975 una compañía petrolera propiedad exclusiva del Estado, BNOOC, también con el propósito de asegurar el control público. Además, los gobiernos británico y noruego sostenían que las compañías petroleras estatales podrían crear fuentes de ingresos públicos adicionales, a través de la participación, y que eran necesarias también para proveer una buena información sobre el funcionamiento de la industria petrolera (Noreng, 1980, p. 7).

Stevens (2010) define a la Empresa Petrolera Nacional “como una empresa petrolera, que opera en alguna parte de la cadena de valor del petróleo, de propiedad y controlada por el gobierno” (p. 5).

Entre las principales características de las Empresas Petroleras Nacionales tenemos: son grandes monopolios o semi-monopolios, son estratégicamente importantes, ya que grandes sectores de la economía dependen de sus productos y servicios, presentan una elevada intensidad de capital y tienen elevados beneficios (Noreng, 1980).

En muchos casos, las compañías petroleras estatales son las más antiguas, las más grandes y las que están mejor establecidas, en relación con un creciente número de empresas propiedad del gobierno, y constantemente sirven como modelos. Este es el caso tanto en los países subdesarrollados- principalmente pero no exclusivamente en los de la OPEP- como en los industrializados, sobre todo en Europa Occidental (Noreng, 1980, p. 2)

1.3.3 Causas del surgimiento de las Compañías Petroleras Nacionales

Es difícil separar las causas políticas de las económicas para la creación de las Empresas Petroleras Nacionales, ya que existe un fuerte entrelazamiento entre ellas y, además, entre los países pueden variar ambas causas.

Sin embargo, a continuación, se presentarán las causas políticas y económicas que dieron origen a las Empresas Petroleras Nacionales:

Políticas

Olorufemi (1991) y Stevens (2008, 2010) destacan tres causas principales de la formación de las Empresas Petroleras Nacionales que tienen en común la de ejercer la soberanía nacional sobre el petróleo.

La primera causa es la de ejercer la soberanía nacional sobre el petróleo, recurso natural no renovable y de carácter estratégico, restringiendo la participación de las Empresas Petroleras Transnacionales y asegurando el control nacional sobre el desarrollo de los recursos naturales, llamado “nacionalismo de recursos”. Como ejemplos clásicos son Canadá y Australia.

La segunda causa, que es la más común, es la defensa de la soberanía nacional sobre el petróleo, vulnerada por las Empresas Petroleras Transnacionales, mediante la nacionalización de la industria petrolera. Por ejemplo, están los casos de México, en 1938, y de la OPEP.

Otra de las causas políticas ha sido el desarrollo de posición nacionalista de la sociedad. Por ejemplo, la creación de Petro-Canadá.

Económicas

Existe una diversidad de causas económicas para la creación de las Empresas Petroleras Nacionales. En cada país puede haber varios motivos y estos pueden ser diferentes.

Las causas pueden ser, desde garantizar el control por parte del gobierno del petróleo, tomando en cuenta su importancia estratégica, debido a que la legislación y la regulación no aseguraban ese control (McPherson, 2003); incluyendo la incapacidad del sector privado para hacerse cargo y desarrollar la industria petrolera (Stevens, 2010); garantizar la seguridad energética o, en este caso, seguridad en el suministro de petróleo y con el propósito de capturar la totalidad de la renta petrolera (McPherson, 2003).

Es ampliamente conocido que los instrumentos convencionales fiscales tales como regalías, impuestos sobre la renta y contratos de producción compartida son sub-óptimas herramientas de obtención de renta económica y que son demasiado rígidos para aplicarse en un mercado petrolero internacional dinámico” (Kemp, 1992, p. 105)

Es conveniente resaltar que una de las causas económicas de la formación de las Empresas Petroleras Nacionales consistió en garantizar la seguridad energética nacional y no depender del abasto del petróleo de las compañías extranjeras.

Después de la Primera Guerra Mundial, durante la cual se había hecho manifiesta la importancia económica y estratégica del petróleo, varios

gobiernos de Europa Occidental tomaron acción directa para asegurarse el abasto externo de petróleo. Después de la Segunda Guerra Mundial, cuando la importancia del petróleo se había hecho más clara todavía, el gobierno francés creó en 1945 dos organismos públicos, BRP y RAP, para explorar y producir hidrocarburos en territorios franceses de ultramar. Las alternativas hubieran podido ser, usar la CFP (pero el control del gobierno aquí fue considerado insuficiente) o admitir a las compañías petroleras extranjeras (Noreng, 1980, pp. 5-6).

Además, es importante mencionar que otro de los motivos de los gobiernos para la formación de las Empresas Petroleras Nacionales radicó en la finalidad de implementar una política energética de conservación del petróleo, por ser un recurso natural agotable.

En el oeste de Europa, cinco países desarrollados establecieron Empresas Petroleras Nacionales porque los gobiernos decidieron que la formulación y realización de su política energética no puede dejarse exclusivamente a las multinacionales del petróleo (Grayson, 1981, p. 8, citado en Stevens, 2010).

1.3.4 Objetivos de las Empresas Petroleras Nacionales

Las Empresas Petroleras Nacionales tienen objetivos económicos, políticos y sociales, como la seguridad energética, la promoción del desarrollo económico y la distribución del ingreso (Myers y Soligo, 2007).

Las Empresas Petroleras Nacionales de los países en desarrollo se convirtieron rápidamente en el centro de coordinación para llevar a cabo una amplia gama de objetivos económicos, sociales y políticos nacionales que iban mucho más allá de sus objetivos sectoriales (McPherson, 2003, p. 4).

Uno de los objetivos de las Empresas Petroleras Nacionales es la seguridad energética nacional, como se mencionó anteriormente, definida, en este caso, como seguridad de suministro de petróleo (McPherson, 2003).

El papel de una Empresa Petrolera Nacional en la promoción y ayuda de la seguridad energética y en apoyar la política exterior y la estrategia nacional del gobierno. En el caso de muchos países, como China, Arabia Saudita, Rusia y la India, esta responsabilidad se produce a expensas de centrarse únicamente en maximizar las ganancias (Myers y Soligo, 2007, p. 39).

Lo anterior no es privativo de las Empresas Petroleras Nacionales sino que también las Empresas Petroleras Transnacionales contribuyen a la seguridad energética de su país, apoyan la política exterior y la estrategia nacional de su gobierno (Myers y Soligo, 2007).

Como parte de la seguridad energética nacional se presenta una tendencia en las Empresas Petrolera Nacionales de explorar y desarrollar los recursos petroleros en el extranjero. Por ejemplo, las empresas chinas PetroChina y CNOOC, Petrobras de Brasil, Statoil Hydro de Noruega (...) y otros (Myers y Soligo, 2007).

En México, la empresa estatal Petróleos Mexicanos (Pemex) y la empresa filial PMI Holding B. V. en 1979 iniciaron su participación accionaria en PETRONOR, ahora Repsol, de origen español. Sin embargo, el 4 de junio de 2014, el Consejo de Administración de Pemex inició el proceso de desinversión del Grupo Pemex en la empresa petrolera Repsol. Durante el periodo en que Pemex participó en Repsol obtuvo una plusvalía de más de 900 millones de dólares (Pemex, 2014). Además, la filial de Pemex PMI Norteamérica, S.A. de C.V. y Shell Oil Company, formaron una refinería conjunta, 50-50 - Deer Park Refining Limited Partnership (DPRLP)-. Los activos de la refinería son administrados y operados por Shell Oil Company a través de Shell Deer Park Refining Company, una división de Shell Oil Products Company, una subsidiaria de Shell Oil. Shell Deer Park que es la sexta refinería más grande de Estados Unidos, con una capacidad de refinación de crudo de 340.000 barriles diarios (Shell, 2014).

En torno al desarrollo económico. Las Empresas Petroleras Nacionales son utilizadas por sus gobiernos como motor en el proceso general de desarrollo económico mediante el abastecimiento de combustibles subsidiados a la industria y al transporte, protegiendo a la economía nacional de los efectos dañinos de la volatilidad de los precios internacionales del petróleo (Pirog, 2007), participando en la acumulación de capital (Noreng, 1997), garantizando internamente el suministro de petróleo (McPherson, 2003) y, especialmente, estrechando sus vínculos con otros sectores de la economía nacional (Cargo, 1988; Auty, 1990, citados en Stevens, 2010). También, participan en el desarrollo

regional mediante el apoyo a la construcción de carreteras locales, puentes, aeropuertos, telecomunicaciones y agua (McPherson, 2003). Además, de que las Empresas Petroleras Nacionales han sido una fuente importante de empleo (McPherson, 2003; Pirog, 2007).

Las Empresas Petroleras Nacionales transfieren parte de sus ingresos a la sociedad en general. La redistribución de sus ingresos se lleva a cabo a través de subsidios a los combustibles. “Los subsidios al combustible son comunes, la reducción del precio de la gasolina en Venezuela a \$ 0.11 por galón, \$ 0.21 por galón en Irán, y \$ 0.64 por galón en Arabia Saudita, precios promedio de la gasolina de 2002 a 2004. Por el contrario, la gasolina tuvo un precio promedio de \$ 5.77 por galón en Noruega, uno de precios más elevados observados en el mundo” (Pirog, 2007, p. 11).

Incluso, las Empresas Petroleras Nacionales apoyan con infraestructura social como escuelas, hospitales y servicios comunitarios, en los lugares donde realizan sus actividades. “Pemex es famosa por su apoyo en estas áreas. En Rusia, la retirada de este tipo de apoyo fue uno de los aspectos más polémicos de la privatización de varias empresas petroleras estatales” (McPherson, 2003, p. 8).

Además, los gobiernos participan de los ingresos de las Empresas Petroleras Nacionales (Pirog, 2007) para financiar sectores sociales como la educación, la salud, infraestructura física y el transporte (Noreng, 1997). El caso de PDVSA es ilustrativo, sobre todo en los últimos años. “Según lo informado por PDVSA, la empresa ha aportado al desarrollo social de Venezuela más de 7.200 millones de dólares en salud, educación, transporte público, vivienda e infraestructura. Las principales herramientas fueron el Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (Fondespa), y las “misiones sociales” que incluyen planes de alfabetización, de educación superior, alimentación, desarrollo de minería y tecnología, entre otros” (Mansilla, 2008, s.p.).

Procedimientos presupuestarios a menudo requieren que las Empresas Petroleras Nacionales regresen todos los ingresos al gobierno, obligando a las Empresas Petroleras Nacionales a depender de las asignaciones anuales para financiar las operaciones en curso o nuevas inversiones, y limitan seriamente la capacidad de planificar o incluso para satisfacer sus obligaciones con entidades financieras o socios de una manera predecible y oportuna. Aunque esto parece estar a punto de cambiar, Nigeria proporciona un ejemplo de los daños que la dependencia del presupuesto anual del gobierno puede hacer para la planificación y la financiación. La misma situación existe en

México, donde los impuestos draconianos confiscan efectivamente todos los ingresos netos de Pemex (McPherson, 2003, p. 9).

Por otro lado, cabe mencionar, que el Estado juega un papel activo en el desarrollo de la industria petrolera. Por ejemplo, "Otra de las estrategias empleadas por el gobierno noruego ha sido el apoyo a la IDT en la industria petrolera, que en sus inicios no contaba con el conocimiento y la tecnología para la E&P de sus hidrocarburos. En 2008, la IDT absorbió 5.5 mil millones de dólares, el 1.6% del PIB (...)" (Romo, 2013, p. 59).

Conclusiones:

Uno de los cambios más sobresalientes en la economía mundial fue la creciente expansión de las empresas transnacionales, la cual elevó la competencia internacional. La intensa competencia internacional generó cambios fundamentalmente en la forma que llevan a cabo y organizan sus actividades las empresas transnacionales.

El paradigma ecléctico de John Dunning se mantiene como base teórica para explicar las transformaciones de las empresas transnacionales (Cantwell y Narula, 2001). Los cambios en paradigma ecléctico son los siguientes: las ventajas de competitividad (tecnológicas, productivas, comerciales, financieras y otras) de las empresas transnacionales deben ubicarse fundamentalmente en relación con otras empresas transnacionales y no solamente con las empresas del país de destino; a las ventajas de la empresa derivadas de la ubicación específica o ventajas de localización (abundantes reservas de petróleo, recursos naturales y otros), se incluyen las ventajas de competitividad (tecnológicas, financieras, productivas y comerciales) de socios locales y a las ventajas de internalización "I" de la empresa, es decir, las ventajas que se obtienen de explotar las ventajas de competitividad (tecnológicas, financieras y otras) en el país de destino, o sea, para la empresa es más rentable explotar su ventaja (innovación tecnológica) mediante la colonización que venderla, se incluye que las empresas, en algunos casos, en lugar de internalizarse totalmente buscan mantener alianzas estratégicas o empresas conjuntas con la finalidad de aumentar sus activos (tecnológicos, productivos, comerciales y financieros). Otra de las formas de aumentar sus ventajas competitivas es mediante las fusiones y adquisiciones (F&A).

Por su parte, Stephen Hymer propone los siguientes determinantes de la internacionalización de las empresas: las ventajas técnica, financiera, oligopólica y de organización de las empresas, aunque le da más peso a la ventaja oligopólica, sin embargo,

considera más importante, la expansión de los mercados para sus productos, la obtención de mano de obra barata y lograr una mayor participación en el mercado mundial y, por último, la explotación de su ventaja tecnológica, en lugar de venderla, ya que su interés es obtener ganancias más elevadas.

En suma, las empresas se internacionalizan para hacer frente a la competencia oligopólica y dominar el mercado mundial.

Un punto que se merece tener presente que toca Hymer (1972) es la de explicar por qué las ET se orientan a la explotación de recursos naturales en lugar de comprarlos, al respecto él menciona que su participación en la explotación de recursos naturales en los países subdesarrollados les permite obtener las materias primas a menor precio y monopolizar los recursos estratégicos.

La competencia internacional entre las Empresas Petroleras Transnacionales adquiere mayores dimensiones debido a que dependen de un recurso natural finito y la industria presenta una acelerada innovación tecnológica. Frente a la fuerte competencia las Empresas Petroleras Transnacionales para poder subsistir tienen que estar a la vanguardia de la innovación tecnológica en sectores clave, de mayor rentabilidad, y mantener su control, así como localizar abundantes reservas de hidrocarburos, además de que éstas juegan un papel clave para su valuación en la Bolsa de Valores. Incluso, a partir de 1970 adquirieron diferentes formas de organización para reducir costos y aumentar los márgenes de ganancia: desempeñan el papel de operadores, los cuales son los únicos que obtienen las concesiones, una concesión es una licencia, contrato de arrendamiento u otro permiso para la exploración y/o producción de petróleo en un área; contratan a una variedad de Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros para realizar actividades de exploración, perforación y extracción de hidrocarburos, de forma fragmentada o integrada, y establecen alianzas estratégicas y forman empresas conjuntas con otras Petroleras Transnacionales.

Los objetivos de las Empresas Petroleras Transnacionales son: la adquisición de abundantes reservas de hidrocarburos y la maximización de la renta.

Existen importantes diferencias entre las Empresas Petroleras Transnacionales y las Empresas Petroleras Nacionales o Estatales, sobre todo en sus objetivos. Las Empresas Petroleras Transnacionales, como se mencionó anteriormente, solo buscan el control del petróleo y maximizar sus beneficios. Las Empresas Petroleras Estatales, en cambio, tienen objetivos económicos, políticos y sociales, como la seguridad energética, la promoción del desarrollo económico y la distribución del ingreso.

Asimismo, las Empresas Petroleras Estatales surgieron con el propósito de los gobiernos de ejercer la soberanía sobre los recursos naturales, garantizar la seguridad energética nacional, mantener el control y dirección de la industria petrolera debido a que juega un papel estratégico en la economía nacional.

Capítulo 2

Escenario geoeconómico del petróleo

Introducción

El objetivo de este capítulo es analizar las principales transformaciones del mercado internacional del petróleo en el periodo 1900-2015. Esas transformaciones están relacionadas con el dominio de los principales actores del mercado internacional del petróleo, las Empresas Petroleras Transnacionales, los países consumidores de petróleo y la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Como parte de esas transformaciones se presentó el proceso de nacionalización de la industria petrolera, de la forma en que el Estado se hizo cargo del control de la industria, eliminando de ese control a las petroleras transnacionales. Otra de las transformaciones importantes es el proceso de privatización de algunas de las Empresas Petroleras Estatales. Dicha privatización se enmarca en la estrategia “neoliberal” de los organismos financieros internacionales, el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, dominados por las potencias hegemónicas Estados Unidos y Europa Occidental, principales países importadores de petróleo.

Las grandes transformaciones del mercado internacional del petróleo están relacionadas con la correlación de fuerzas entre las Empresas Petroleras Transnacionales y los países consumidores, los países exportadores y los Estados. Correlación de fuerzas determinada por condiciones económicas y políticas e incluso de toma de conciencia del carácter estratégico del petróleo. La base del dominio de los principales actores del mercado internacional del petróleo ha sido el control de la producción y las reservas de petróleo. Por el carácter estratégico del petróleo y su potencialidad de generar una elevada renta los diversos actores buscaron el control del mercado internacional del petróleo.

Cabe señalar, que en una parte importante de los estudios sobre el mercado internacional del petróleo utilizan el término “países consumidores”, que no es muy apropiado, para referirse a las grandes potencias económicas o países desarrollados, Estados Unidos, Japón, Alemania, Francia e Italia, principales importadores y consumidores de petróleo, en determinado periodo, en el ámbito internacional, estableciendo un frente común o una alianza, sin embargo, en la tesis se mantendrá dicho término. De igual forma, esos estudios colocan a las principales Empresas Petroleras Transnacionales como parte

de ese frente común o alianza con los países consumidores sin definir ni establecer el tipo de relación, damos por supuesto que las Empresas Petroleras Transnacionales defienden los intereses de los países consumidores y viceversa.

En este capítulo se analizan las principales transformaciones del Mercado Internacional del petróleo durante el periodo 1900-2015. Particularmente se estudia: el surgimiento y desarrollo de un intenso proceso de transnacionalización de importantes oligopolios petrolero, fundamentalmente de origen estadounidense, holandés y británico, que se disputaron el dominio del mercado internacional del petróleo (periodo 1900-1928); el control del mercado internacional del petróleo por el Cártel Internacional las “Siete Hermanas (periodo de 1928 hasta el término de la Segunda Guerra Mundial); el debilitamiento del Cartel internacional y la formación de la OPEP (Después de la Segunda Guerra Mundial hasta la crisis petrolera de 1973); el dominio de mercado internacional del petróleo por la OPEP después de la crisis petrolera de 1973 y la nacionalización o control del Estado de la industria petrolera de los países miembros de la OPEP y de importantes países desarrollados, así como también los cambios en el dominio del mercado internacional del petróleo entre las Empresas Petroleras Transnacionales, junto con los países consumidores (Estados Unidos, Japón, Alemania, Francia e Italia) y la OPEP, expresados en los importantes shocks petroleros (De la crisis del petróleo en 1973 a 2015).

2.1 Principales transformaciones del Mercado Internacional del petróleo 1900-2015

2.1.1 Periodo 1900-1928, surgimiento de las Empresas Petroleras Transnacionales

El surgimiento de las Empresas Petroleras Transnacionales se presenta en un contexto en el cual se inició el desplazamiento del carbón por el petróleo como el principal combustible en la economía mundial. El desarrollo de la industria automotriz, por el motor de combustión interna, y los requerimientos de combustible de la Primera Guerra Mundial, le confirió al petróleo un carácter estratégico. Estados Unidos, México, Rusia y Persia (después Irán), en orden de importancia, se colocaron como los mayores productores de petróleo en el ámbito internacional. En torno a las exportaciones de petróleo, los principales países exportadores de petróleo fueron México, Estados Unidos y Persia, en orden de importancia. Posteriormente, Venezuela desplazó a México.

Las grandes potencias capitalistas europeas como Gran Bretaña, Francia y Alemania mantenían una intensa rivalidad y competencia con el propósito de fortalecer su hegemonía mundial, económica, política y militar. Estados Unidos afloró como potencia emergente disputando el poder a las potencias europeas. El dominio internacional de las reservas de petróleo fue uno de los factores de mayor importancia para fortalecer o arribar a la hegemonía mundial. Los grandes oligopolios petroleros acorde con los intereses propios, elevada renta, y hegemónicos de sus países de origen iniciaron un proceso de transnacionalización en la búsqueda, apropiación y control de petróleo, un recurso natural finito clave para el desarrollo económico y el poder militar y político.

En este periodo se desarrolló un intenso proceso de transnacionalización de importantes oligopolios petroleros, fundamentalmente de origen estadounidense, holandés y británico, que se disputaron el dominio del mercado internacional del petróleo: las compañías estadounidenses, la Standard Oil of New Jersey, la Standard Oil of New York, la Standard Oil of California, Standard Oil of Indiana, Standard Oil of Luisiana, Standard Oil of Ohio, Continental Oil, Gulf Oil Company, Texaco; la compañía anglo- holandesa Royal Dutch-Shell y la británica Anglo-Persian Oil Company. La mayoría de las empresas petroleras estadounidenses surgieron de la división del gran monopolio petrolero la Standard Oil. Las petroleras transnacionales integradas verticalmente dominaron la producción, refinación y comercialización del petróleo en el ámbito internacional.

El hecho que una empresa funcione no solo en un país, permite sacar los suministros de crudo de varias fuentes, transportarlos en sus propios tanques y tuberías, refinar en los lugares más adecuados y disponer de una serie de mercados, dio al operador internacional un grado de flexibilidad y eficacia difícil de igualar. La razón principal para el predominio de estas grandes empresas se encuentra en ser menos sujeto a los efectos potencialmente fatales de no encontrar petróleo o de algunas condiciones no favorables en las fases de refinación, transporte y comercialización (Frankel, 1978, p.2)

En particular, la Royal Dutch-Shell y la Standard Oil of New Jersey, en orden de importancia, debido a su gran expansión, en la que jugó un papel relevante la adquisición y asociación con grandes empresas petroleras transnacionales, se convirtieron en las principales empresas productoras de petróleo en el ámbito internacional. Ambas empresas se disputaron el dominio del mercado internacional del petróleo. La base de su expansión fue el control de grandes reservas de petróleo a bajo costo. Estas empresas dominaban la

explotación petrolera en los países dónde se ubicaban, estableciéndose como empresas monopólicas u oligopólicas. Su interés fue la extracción rápida de petróleo, hasta su agotamiento, con el objeto de obtener la mayor ganancia posible en el menor tiempo.

Como se mencionó anteriormente, con la finalidad de fortalecer su posición en el mercado internacional del petróleo, en 1907, la compañía petrolera Shell de origen británico se fusionó con la compañía holandesa Royal Dutch, formando el Grupo Royal Dutch-Shell, con 60% de propiedad holandesa y 40% británica (Gareth, 1977). Posteriormente, con ese mismo propósito, la Royal Dutch-Shell absorbió a grandes compañías petroleras británicas ubicadas en Rusia, Egipto y California. En 1914, la mayor parte de su producción de petróleo se concentraba en Rusia y Estados Unidos. Además, tenía filiales en Terranova, Nigeria, Escocia, Rumania (Group's Rumanian Company), México (Compañía Petrolera La Corona, S.A y Mexican Eagle Oil Company), Venezuela, Escandinavia (Anglo-Swedish Oil Company). Cabe mencionar, que el gobierno británico trató de asegurar el control de la transnacional Royal Dutch-Shell, sin lograrlo, debido a la dependencia de Gran Bretaña en un 80% de la producción de petróleo de Estados Unidos (Gareth, 1977).

Por su parte, la Standard Oil of New Jersey, en 1911, inició una gran expansión en el ámbito internacional en la búsqueda de petróleo para elevar su escasa producción. En ese año produjo un barril de petróleo de cada diez barriles que refinaba (Barron, 1926). Después de 11 años, la Standard Oil of New Jersey tuvo filiales en Perú, Rumania, México, Venezuela y Colombia, las cuales participaron con el 47% de su producción de petróleo, el 53% restante lo produjo en Estados Unidos (Barron, 1923). Para fortalecer su dominio se asoció con grandes Empresas Petroleras Transnacionales manteniendo el control, con una participación mayor al 50%. Participó con el 80% en Imperial Oil Ltd., la empresa que dominaba la refinación y comercialización de petróleo en Canadá, con el 100% de la Standard Oil of Louisiana y el 60% de Humble Oil Co. (Barron, 1925). Además, la Imperial Oil, Ltd. participaba con el 60% de la International Petroleum, Ltd. de Canadá, la cual fue una importante productora de petróleo en América del Sur, particularmente en Perú y Colombia (Barron, 1928).

A raíz de su elevado control oligopólico de la industria petrolera en el ámbito internacional, la Standard Oil of New Jersey obtuvo exorbitantes ganancias. Por ejemplo, en 1920, "sus ganancias netas de 164.5 millones de dólares superaron a las de cualquier corporación de los Estados Unidos. Además, sobrepasó por 55 millones de dólares las ganancias de la United States Steel Corporation y por 100 millones a la Standard Oil of Indiana, la segunda compañía más importante del Grupo Standard" (Barron, 1922, s.p.).

El gobierno británico buscó el control de la producción de petróleo por su creciente valor estratégico y para hacer frente a la grave dependencia del petróleo importado de Gran Bretaña. Para ese país, el control del petróleo era materia de seguridad nacional. En 1914, el gobierno británico se hizo accionista mayoritario, 51%, de la Empresa Petrolera Transnacional Anglo-Persian Oil Company (APOC, actualmente British Petroleum) de capital británico, la cual adquirió la concesión en Persia (posteriormente Irán) (Yergin, 1992). Un hecho importante, es que la APOC fue la primera empresa petrolera en el ámbito internacional controlada directamente por el Estado. Cabe mencionar, que Medio Oriente estaba bajo el “protectorado británico”.

Como se mencionó anteriormente, las principales petroleras transnacionales participaron en la explotación petrolera en México. En 1912 inició la explotación petrolera la compañía transnacional Royal Dutch-Shell por medio de una subsidiaria la N.V. Petroleum Maatschappij La Corona (Compañía Petrolera La Corona, S.A.), la cual adquirió 20 mil acres de tierra (8 mil 94 hectáreas) en los alrededores del río Pánuco. Poco después, en 1914, se incorporó a la explotación petrolera la principal compañía estadounidense la Standard Oil of New Jersey, la cual arrendó propiedades en la Faja de Oro, en el Istmo de Tehuantepec y en el norte de México; y adquirió propiedades en Pánuco al comprar a la Compañía Petrolera Transcontinental (Álvarez de la Borda, 2006). En general en México la explotación petrolera estuvo dominada por las empresas transnacionales estadounidenses y británicas. Estas empresas gozaron de condiciones excepcionales para la explotación petrolera que les redituó elevadas ganancias, ya que en su mayoría arrendaban la tierra, aunque también eran propietarias de la tierra y por supuesto del petróleo extraído. Los únicos ingresos que recibía el gobierno de la explotación petrolera provenían de los pobres impuestos a la producción que pagaban dichas empresas. A diferencia, el sistema de concesiones era más generalizado, éste consistía en otorgar una parte del territorio nacional durante un tiempo, 20 años o más, para la explotación petrolera a cambio del pago al gobierno de una regalía y un impuesto sobre la renta. Ambas formas de pago beneficiaban a las Empresas Petroleras Transnacionales, esto era así debido a su elevado poder económico y el respaldo político y militar de sus países de origen.

Es ampliamente conocido que los instrumentos convencionales fiscales tales como regalías, impuestos sobre la renta (...) son sub-óptimas herramientas de obtención de renta económica y que son demasiado rígidos para aplicarse en un mercado petrolero internacional dinámico” (Kemp, 1992, p. 105).

Frente a la fuerte competencia entre los grandes oligopolios petroleros por las reservas mundiales de petróleo se inició un importante proceso de asociación entre ellos para la explotación conjunta de petróleo, que fortaleció su poder económico. Es así que surgió el primer gran consorcio petrolero internacional la Turkish Petroleum Company (TPC). Una de las principales concesiones que tuvo este consorcio fue la de Irak. La TPC estuvo conformada por la Anglo Persian Oil Company (APOC), la Royal Dutch-Shell, la Compagnie Francaise des Pétroles (empresa mixta de capital privado y estatal) y la Near East Development (EU), con una participación de 23.75 por ciento cada una (Mommer, 2003).

En suma, el intenso proceso de transnacionalización de los grandes oligopolios petroleros se desarrolló junto, o como parte, de una mayor concentración y centralización de la industria petrolera, tendencias propias del sistema capitalista. Lo que pone en entredicho el libre mercado bajo el capitalismo. Los grandes oligopolios petroleros fortalecieron su dominio al fusionarse o al adquirir a otras empresas.

2.1.2 Dominio del Cártel Internacional las “Siete Hermanas”

De 1928 hasta el término de la Segunda Guerra Mundial el mercado internacional del petróleo fue dominado por el cártel internacional las “Siete Hermanas”. Las compañías petroleras inglesas y norteamericanas crean en 1928 un cártel internacional conformado por las siete mayores compañías petroleras internacionales conocidas como las “Siete Hermanas”: Standard Oil of New Jersey (denominada Exxon en 1973), Standard Oil of New York (Mobil Oil), Standard Oil of California (Chevron), Gulf Oil Company, Texaco, Royal Dutch Shell y la Anglo-Persian Oil Company (posteriormente British Petroleum). Las cinco primeras de capitales estadounidenses, la sexta de capitales anglo-holandeses y, la última, de capital británico. Con la formación del cártel las transnacionales petroleras toman acuerdos para repartirse el mercado y dictar la política petrolera internacional.

El cártel fortaleció su dominio del mercado internacional del petróleo al controlar la producción de petróleo en Medio Oriente debido a las importantes concesiones que obtuvo (Ver cuadro 3). Además, las condiciones de explotación del petróleo en Medio Oriente fueron, también, excepcionales, las cuales redituaron elevadas ganancias. En Medio Oriente privó el sistema de concesiones, éstas fueron de periodos bastante largos, de 82 años en promedio (Stevens, 2010). A eso se suman los bajos costos de extracción del petróleo y el inequitativo reparto de las ganancias. Por ejemplo, la Iraq Petroleum Company

(IPC) mantuvo un reparto global de las ganancias con al gobierno iraquí de 35:65, la mayor parte a su favor (Mikdashi, 1966, pp. 106, 275).

Cuadro 3. Concesiones adquiridas por las empresas, 1930-1935

Empresa	Origen de capital	País que otorgo la concesión	Fecha	Subsidiaria	Empresa Asociada	Participación
Standard Oil de California	Estados Unidos	Bahrain Arabia Saudita	1930 1933	Bahrain Petroleum Company California Arabian Petroleum Company		
Anglo-Persian Oil Company (posteriormente British Petroleum)	Reino Unido	Kuwait Qatar	1934 1935	Kuwait Oil Company Qatar Petroleum Company	Gulf Oil Company IPC	50% cada una
Gulf Oil Company	Estados Unidos	Kuwait	1934	Kuwait Oil Company	APOC	50% cada una
Standard Oil de New Jersey	Estados Unidos	Qatar	1935	Qatar Petroleum Company	IPC	

Fuente: Elaboración propia basada en Mommer, 2003

El dominio del cártel petrolero era tal que controlaba los precios internacionales del petróleo. Los más beneficiados de este control fueron los Estados Unidos y las petroleras transnacionales productoras en Medio Oriente, ya que los precios eran determinados por los precios de Estados Unidos, que contaba con mayores costos de producción.

En 1938, se presenta un hecho significativo en el ámbito internacional, en México se nacionaliza la industria petrolera. El presidente Lázaro Cárdenas promulgó la nacionalización de la industria petrolera como respuesta a un conflicto con las Empresas Petroleras Transnacionales. El conflicto se suscitó porque las petroleras transnacionales se negaron a acatar el laudo de la Suprema Corte que determinó el pago de 26 millones de pesos a los trabajadores. Esto fue lo que detonó la nacionalización de la industria petrolera (Meyer, 1981).

Al dirigirse por radio a la nación, el presidente Cárdenas justificó esta audaz decisión como una medida necesaria para evitar que las decisiones de los más altos tribunales mexicanos fueran anuladas, por la sola voluntad de las partes mediante una simple declaración de insolvencia. El conflicto, añadió Cárdenas, había amenazado el interés nacional tanto en su aspecto económico como en el político; de no haberse procedido a la nacionalización, la soberanía nacional hubiera quedado a merced de las maniobras del capital exterior (Meyer, 1981, s.p.).

Al nacionalizarse la industria petrolera mexicana el Estado tomo en sus manos el control de la explotación petrolera con el propósito de fortalecer el desarrollo económico del

país. México fue uno de los primeros países que inicia más claramente el proceso de intervención del Estado en la industria petrolera en el ámbito internacional. Anteriormente, en 1922, en Argentina se fundó la petrolera estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). En 1938, se nacionaliza la industria petrolera en Brasil. Pocos años después, el presidente de Brasil, Getulio Vargas, fundó la empresa petrolera estatal Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras).

2.1.3 De la Segunda Guerra Mundial a la crisis petrolera de 1973

Durante este periodo hubo un importante auge económico en el ámbito internacional. Europa y Japón se reconstruyeron rápidamente de los efectos de la guerra y lograron un fuerte desarrollo económico. Los bajos precios del petróleo tuvieron un papel importante en el elevado auge económico. De 1945 hasta 1973, el consumo mundial de gas y petróleo creció a una tasa promedio anual de 7.5 por ciento, mayor que la tasa real de crecimiento de la economía que fue de 5 por ciento (Robinson, 2003). Además, se avanza en el largo proceso de intervención directa del Estado en la economía y como parte de esto en la industria petrolera, vital para el desarrollo económico. Surge el llamado “Estado de bienestar” en parte para contrarrestar los avances del socialismo. Esto se presenta en el marco de la guerra fría.

Estados Unidos se erigió como la principal potencia hegemónica mundial, desplazando a Europa. Las potencias económicas, políticas y militares, Estados Unidos y Europa, eran las principales importadoras y consumidoras de petróleo. En 1945, Estados Unidos dejó de ser exportador neto de petróleo e importaba petróleo de Canadá y Venezuela.

Paralelamente, el dominio del cártel internacional las “Siete Hermanas” se debilitó, especialmente en Medio Oriente, debido al surgimiento de numerosas compañías petroleras independientes (Phillips, Amoco, Occidental, etc.) (Stevens, 2010). “En 1945 había 28 petroleras estadounidenses participando en Medio Oriente; en 1958, eran 190” (Frank, 1966, p. 91). A eso se suman los avances en el control del Estado de la industria petrolera, en 1945 en Francia se formaron las empresas estatales BRP y RAP, en 1947 en España se creó Campsa (posteriormente Repsol) y en 1953 en Italia se formó la estatal ENI, y la aparición del petróleo soviético en el mercado internacional, dirigido fundamentalmente a Europa Occidental.

Frente a la creciente dependencia del petróleo importado de los países capitalistas desarrollados, Estados Unidos y Europa, la producción de petróleo de Venezuela y Medio

Oriente adquirió una importancia estratégica. Esto junto a la progresiva debilidad del cártel internacional contribuyeron a fortalecer el poder de negociación por el reparto de la renta petrolera de los gobiernos de los países exportadores de petróleo. El gobierno de Venezuela obtuvo un reparto de la ganancia de 50:50 (Mommer, 2003). Poco después, los gobiernos de los países de Medio Oriente, también, lograron un reparto de la ganancia de 50:50 (Stevens, 2010).

Durante el periodo, a pesar de los bajos precios del petróleo y el aumento de la competencia, las petroleras transnacionales obtuvieron elevadas ganancias, sobre todo en Medio Oriente, debido a los bajos costos de extracción de petróleo. Por ejemplo, "(...) el precio de un barril de crudo (36° API) en Estados Unidos era de US\$1.79. Por su parte, en Medio Oriente los costos promedio de producción de petróleo eran de US\$0.20 por barril (...)" (Mommer, 2003, p. 159).

En 1951, surgió el primer conflicto importante en Medio Oriente entre un gobierno nacional y las petroleras transnacionales. El gobierno de Irán, frente a los avances del control del Estado de la industria petrolera en el ámbito internacional, determinó nacionalizar la industria petrolera. Sin embargo, considerando la posición estratégica del petróleo de Irán la transnacional petrolera Anglo-Iraní junto con los gobiernos de Estados Unidos y Europa, con la finalidad de detener la nacionalización, intervinieron para derrocar al primer ministro Mossadegh. "Es un hecho histórico que el golpe de Estado que derrocó a Mossadegh fue dirigido por la CIA y el M16 de Gran Bretaña" (Bamberg, 1994). Este conflicto demostró, como se mencionó anteriormente, que las empresas petroleras transnacionales responden a los intereses de sus países de origen Estados Unidos y Europa Occidental, principales importadores y consumidores de petróleo, a la vez que estos países de acuerdo a sus intereses económicos y poder hegemónico son capaces de intervenir militarmente en apoyo a las petroleras transnacionales

En este contexto de creciente conflicto entre las Empresas Petroleras Transnacionales, junto con los principales países importadores y consumidores de petróleo, y los gobiernos de los países exportadores de petróleo, en 1960 se creó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) (Ver cuadro 4). La OPEP se formó con el propósito de enfrentar con mayor fuerza a las petroleras transnacionales que decidieron unilateralmente reducir los precios cotizados del crudo de US\$/b 1.94 a US\$/b 1.80 (Mommer, 2003). Esta reducción significaba la disminución del impuesto sobre la renta.

Cuadro 4. Países miembros de la OPEP

1960	Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela
1961	Catar
1962	Indonesia, Libia
1967	Emiratos Árabes Unidos (a)
1968	Argelia
1971	Nigeria
1972	Ecuador (b)
1975	Gabón (c)
2007	Angola

- a. Hasta 1974 Abu Dhabi
- b. Ecuador abandonó la OPEP en 1992 y regresó en 2007
- c. Gabón abandonó la OPEP en 1995

Fuente: Mommer, 2003, p. 164.

En consecuencia, la OPEP se opuso a la reducción de los precios cotizados del crudo. Por su parte, las petroleras transnacionales respondieron no reconociendo a la OPEP y negándose a mantener los precios cotizados anteriores a la reducción. Después de cuatro años, este conflicto se resolvió a favor de las petroleras transnacionales. Arabia Saudita, Catar, Kuwait, Irán y Libia, importantes países productores de petróleo, aceptaron la reducción de los precios cotizados del crudo, aunque, obtuvieron una regalía de un octavo.

Finalmente, ante los crecientes conflictos con las petroleras transnacionales por el reparto de la renta petrolera, la OPEP decidió tomar el control de la explotación petrolera. En la conferencia de Caracas, una de las reuniones más importantes, la OPEP acordó iniciar y avanzar en la nacionalización de la industria petrolera, mediante la participación accionaria de los respectivos gobiernos en las Empresas Petroleras Transnacionales. Esta particular forma de nacionalizar la industria petrolera se propuso con la finalidad de no tener un grave enfrentamiento con las petroleras transnacionales y sus países de origen.

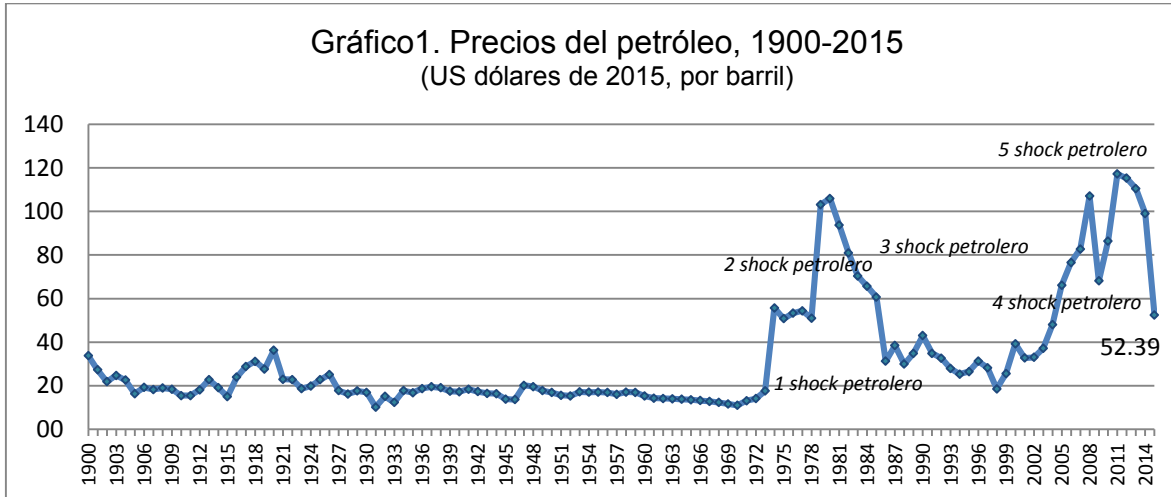
2.1.4 De la crisis petrolera de 1973 a 2015

2.1.4.1 Control del mercado internacional del petróleo por los países exportadores

2.1.4.1.1 Primer shock petrolero

Durante la cuarta guerra árabe-israelí (Yom Kippur), originada por la ocupación de territorios árabes por parte de Israel, Estados Unidos y Europa Occidental apoyaron a Israel. Las naciones árabes realizaron un embargo petrolero a los países que apoyaron a Israel, esto fue la causa de la crisis petrolera de 1973. El embargo representó una caída del 20

por ciento de su producción (Mommer, 2003). En consecuencia, los precios del petróleo se elevaron (Ver gráfico 1). Frente a esta situación de desabasto y de aumento del precio del petróleo hubo un pánico generalizado en el ámbito internacional.



Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016.

El embargo petrolero expresó y puso en evidencia la nueva correlación de fuerzas en el mercado internacional del petróleo. La OPEP se colocó como la fuerza dominante frente a las petroleras transnacionales y los principales países importadores de petróleo.

Un cambio importante fue que les tocó a los países consumidores de petróleo sufrir las consecuencias de la politización de las relaciones energéticas.

El embargo petrolero de la OPEP fue una indicación repentina y temporal de una importante reestructuración política en curso entre las principales compañías petroleras y los países consumidores, por un lado, y los países productores de petróleo, en el otro. Hasta cierto punto, el embargo puede ser visto como una respuesta tardía a estos eventos. El embargo fue importante porque era la más visible manifestación de este cambio en curso. (...) La reestructuración política del mercado internacional del petróleo coloca a la OPEP en una posición de poder en el mercado (...) (Fossum, 1990, p.38).

El dominio del mercado internacional del petróleo por parte de la OPEP se sustentó en que esa organización, en 1973, controlaba la mayor parte de la producción mundial de petróleo, el 51.2%. En contraparte, los países fuera de la OPEP participaban con el 34.0%, sin incluir a la Unión Soviética, y la Organización para la Cooperación y Desarrollo

Económico (OCDE) participaba con el 24.9% (Ver gráficos 2 y 3). La OCDE se fundó el 30 de septiembre de 1961 y ha estado dominada por los principales países consumidores de petróleo: Estados Unidos, Japón, Alemania, Francia e Italia.

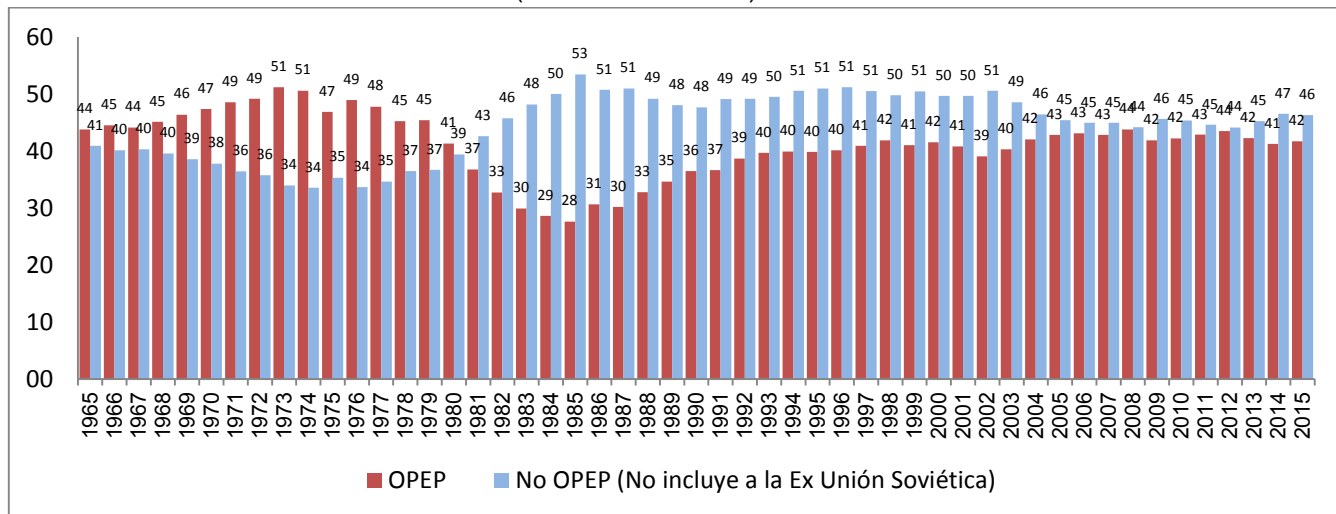
Para Estados Unidos, fundamentalmente, y los países de Europa Occidental el petróleo se convirtió en materia de seguridad nacional.

En respuesta, la OCDE funda la Agencia Internacional de Energía (AIE) como contrapeso explícito a la OPEP. La primera medida que tomó la AIE fue la de crear una reserva estratégica de petróleo para hacer frente a cualquier problema de abastecimiento (Stevens, 2010). Su principal estrategia consistió en fomentar la producción de petróleo fuera de la OPEP con el apoyo de las Empresas Petroleras Transnacionales.

El control del mercado internacional del petróleo por parte de la OPEP estableció las condiciones para la nacionalización de la industria petrolera. En 1973, los gobiernos de Irak, Irán y Argelia nacionalizaron la industria petrolera. En otros países, los gobiernos avanzaron en la participación de las acciones de las Empresas Petroleras Transnacionales. El gobierno de Libia tuvo una participación accionaria de 51%, el de Nigeria de 60% y el de Arabia Saudita de 25%. Poco después, en Venezuela se nacionalizó la industria petrolera, formando la empresa estatal Petróleos de Venezuela (PDVSA) y en Arabia Saudita el gobierno obtuvo el 100% de las acciones de ARAMCO (Mommer, 2003). Desde entonces, “la OPEP consideró fundamental el principio de soberanía permanente en el manejo de los recursos naturales, el derecho a regular la producción, y a manejar la explotación de los recursos en línea con los objetivos de desarrollo de cada país” (Ruiz, 2003, p.42).

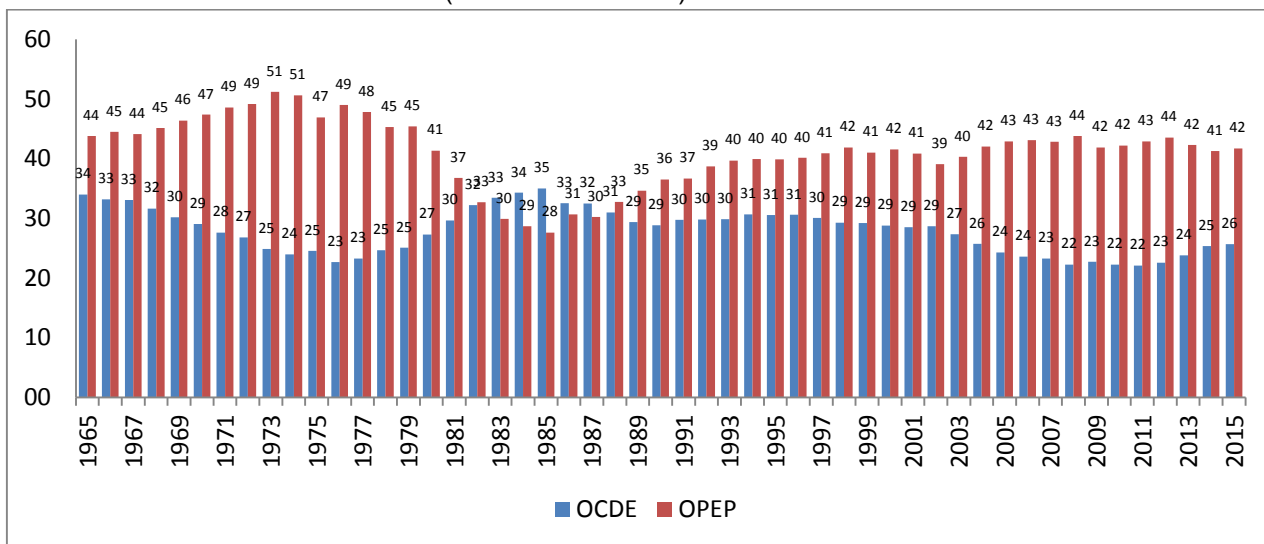
Lo anterior significó un cambio político en la industria petrolera internacional debido a que los países desarrollados, algunos de Europa Occidental, se incorporaron a ese proceso, estableciendo Empresas Petroleras Estatales. Tenemos el caso del gobierno del Reino Unido que decidió, en 1975, participar en la producción interna de petróleo formando la empresa estatal BNOC. Es importante mencionar que, en 1971, en Canadá se formó la empresa petrolera estatal Petro-Canadá y, en 1972, en Noruega se creó la empresa 100% estatal, Statoil (Noreng, 1980). Estos hechos responden a la decisión de los países de ejercer sus derechos soberanos sobre sus recursos estratégicos y finitos, esto es nacionalismo de los recursos. El objetivo es mantener la propiedad y el control de la explotación de las reservas de petróleo, en correspondencia con los intereses políticos y económicos nacionales (Frankel, 1978; Olorunfemi, 1991).

Gráfico 2. Producción de petróleo, 1965-2015
(% del total mundial)



Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016.

Gráfico 3. Producción de petróleo, 1965-2015
(% del total mundial)



Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016

En suma, el shock petrolero reflejó el poder de la OPEP en el mercado internacional del petróleo y la debilidad de las Empresas Petroleras Transnacionales y de los países consumidores de petróleo. La nacionalización de la industria petrolera de los países miembros de la OPEP fortaleció la reestructuración de las relaciones de poder al dejar fuera del control total de las Empresas Petroleras Transnacionales las grandes reservas de

petróleo de esos países. La creación de las Empresas Petroleras Estatales fuera de la OPEP afectó en el mismo sentido a las petroleras transnacionales.

2.1.4.1.2 Segundo shock petrolero

En 1978, la revolución de Irán, en la que fue derrocado el Sha, provocó una reducción significativa de la producción de petróleo. “En su fase inicial implicó una reducción de 4 millones de barriles diarios, equivalente al 15 por ciento de la producción diaria de la OPEP y el 8 por ciento de la demanda mundial” (Ruiz, 2003, p.14). Frente al desabasto, los precios del petróleo aumentaron (Ver gráfico 1).

Nuevamente un conflicto político trastoca el mercado internacional del petróleo. Además de poner en evidencia una vez más el poder de la OPEP en el mercado petrolero a pesar de las medidas tomadas por la AIE. Cabe mencionar, que México, a través de Petróleos Mexicanos (PEMEX), apoyó con el 92 %, en promedio anual (1975-1980), de sus exportaciones de petróleo a los países consumidores de petróleo miembros de la OCDE, la mayor parte se dirigió a Estados Unidos (Székely, 1989). Esto mostró el nuevo rumbo de la política energética del Estado mexicano.

En suma, ambas crisis petroleras favorecieron a los países productores de petróleo, en especial, a los miembros de la OPEP al obtener una elevada renta petrolera a causa de los altos precios del petróleo, renta petrolera que no tuvieron que compartir con las petroleras transnacionales a raíz de las nacionalizaciones. En contraparte, los países más afectados por la escasez y por los elevados precios del petróleo fueron los países consumidores de petróleo, fundamentalmente, los miembros de la OCDE. El mercado internacional del petróleo es inestable y está marcado por sucesos políticos y económicos.

2.1.4.2 Control del mercado internacional del petróleo por los países consumidores

2.1.4.2.1 Tercer shock petrolero, 1980-1998

La tercera crisis petrolera se da en el marco del desarrollo de la política neoliberal en el ámbito internacional instrumentada por el Fondo Monetario Internacional controlado por los países desarrollados Estados Unidos y Europa Occidental. Como parte de esa política se inicia un proceso de privatización de las Empresas Petroleras Estatales, como veremos más adelante. Este proceso de privatización ha tenido el propósito de fortalecer a las principales petroleras transnacionales, las cuales junto con los países consumidores lograron dominar el mercado internacional del petróleo.

Los países capitalistas desarrollados, Estados Unidos, Japón, Alemania, Francia e Italia, principales consumidores e importadores de petróleo en el ámbito internacional, aunados a las Empresas Petroleras Transnacionales, lograron controlar el mercado internacional del petróleo, manteniendo bajos los precios del crudo. Como se mencionó anteriormente, estos países han dominado, bajo la hegemonía de Estados Unidos, a la OCDE. La OCDE, en 1980, participaba con el 27% de la producción, el 66.9% del consumo y el 21% de las reservas mundiales de petróleo (BP Global, 2016).

En contraparte, la OPEP, en 1980, destacaba por su importancia en el mercado internacional del petróleo al participar con el 41% de la producción y el 62% de las reservas mundiales de petróleo (Ver gráficos 3 y 4).

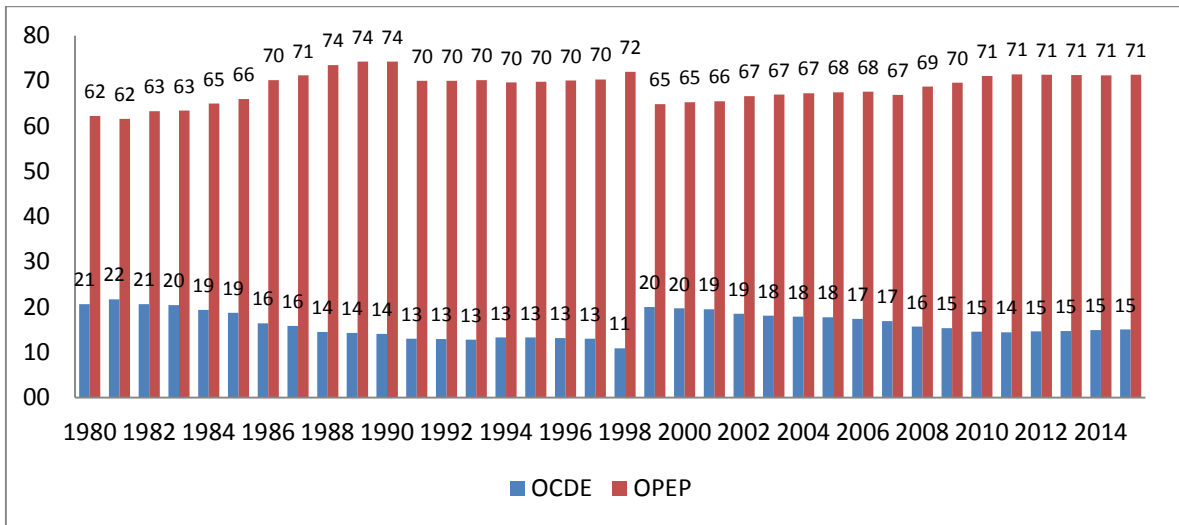
A raíz de la polarización de las relaciones energéticas los principales actores del mercado internacional del petróleo fueron la OPEP y los países consumidores de petróleo junto con las principales petroleras transnacionales.

Otro de los actores, que jugaron un papel marginal en el mercado internacional del petróleo, fueron los países independientes como China, Rusia, Omán. Estos países tuvieron acuerdos con la OPEP con el objeto de defender los precios del petróleo, como se verá más adelante.

En este periodo la estructura del mercado internacional del petróleo sufrió cambios importantes. En los últimos años de la década de 1970, la OPEP comenzó a perder cuotas del mercado, de 48% en 1978 a 30% en 1985 (Ruiz, 2003). Esto determinó que la OPEP no pudiera sostener los precios del petróleo, a partir de 1980 los precios presentaron una fuerte caída que se detuvo, en principio, en 1986 (Ver gráfico 1).

La pérdida de las cuotas del mercado de la OPEP se debió al importante desarrollo de la producción petrolera de los países fuera de la OPEP (Ver gráfico 2). En 1981, los mismos países empezaron a rebasar la producción de petróleo de la OPEP, sin incluir a la Unión Soviética, considerando la restricción de la producción de la OPEP. Por su parte, los países productores de petróleo de la OCDE elevaron su participación en la producción mundial de petróleo (Ver gráfico 3). En 1982 la producción de petróleo de la OCDE rebasó a la de la OPEP, considerando, también, la restricción de la producción de la OPEP. Los principales países productores de petróleo miembros de la OCDE fueron: Reino Unido, Noruega y Canadá. Además, las Empresas Petroleras Transnacionales jugaron un papel importante en el desarrollo de la producción de petróleo fuera de la OPEP. Todo esto se desarrolló en el marco de la estrategia de la AIE, para restarle poder a la OPEP, que consistió en fomentar la producción de petróleo fuera de la OPEP.

Gráfico 4. Reservas probadas de petróleo, 1980-2015
(% del total mundial)



Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016.

(...) las grandes petroleras internacionales respondieron a una reducción de la oferta y de la inversión de la OPEP, mediante el aumento de su inversión en recursos fuera de la OPEP, el aumento de su cuota de mercado a expensas de la OPEP, sino también contribuir a la reducción de los precios, ya que la OPEP demostró que es capaz de reducir su propia producción para seguir defendiendo los precios (Myers y Soligo, 2007, p. 6).

El rápido desarrollo de la producción de petróleo fuera de la OPEP y la caída de la demanda de petróleo producto del bajo nivel de crecimiento de la economía mundial, de 2.8% en promedio de 1980 a 1985 (FMI, varios años), fueron algunos de los factores que motivaron la caída de los precios del petróleo. El consumo mundial de petróleo bajó de 1980 a 1983, recuperándose hasta 1987. Determinado, fundamentalmente, por el descenso del consumo de petróleo de los países miembros de la OCDE (Ver gráfico 5).

La OPEP con el objeto de detener la caída de los precios del petróleo, sin lograrlo, redujo la producción de petróleo mediante la fijación de cuotas de producción a los países miembros (Ver gráfico 3). En esta reducción contribuyó la guerra Irán-Irak (primera guerra del Golfo Pérsico, 1980-1988).

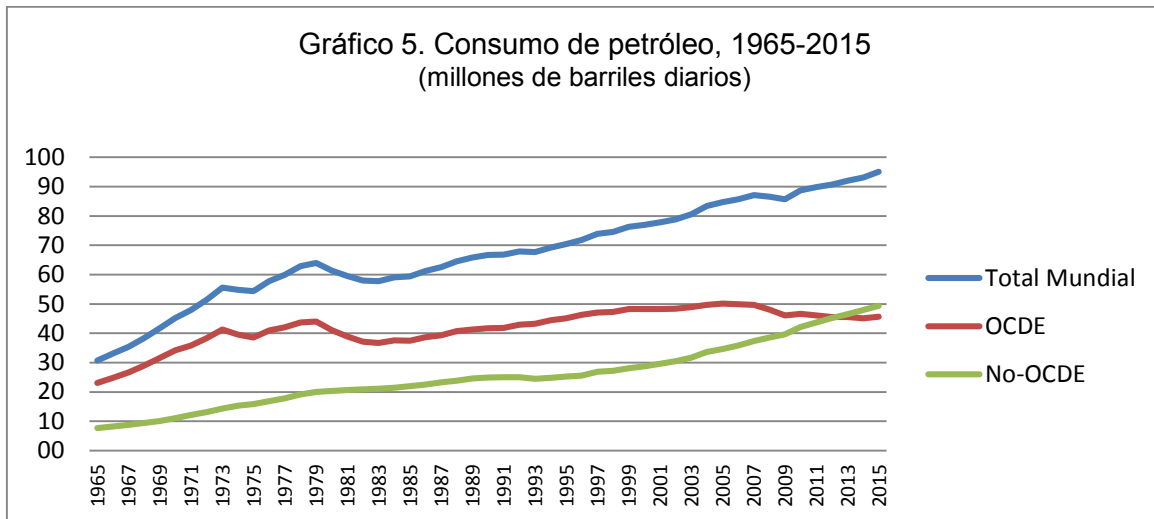
Lo anterior reveló que el mercado internacional del petróleo podía prescindir de una parte muy importante de la producción de petróleo de la OPEP y la incapacidad de la OPEP de regular los precios internacionales del petróleo. Frente a la nacionalización de la industria petrolera de los países miembros de la OPEP la disputa por la renta petrolera se trasladó a la defensa de los precios del petróleo. Para los países importadores de petróleo los bajos precios del petróleo han representado un factor importante de estabilidad económica. Por lo que, en los precios del petróleo se ha expresado la correlación de fuerzas entre los principales actores del mercado internacional del petróleo. A los países importadores, como Estados Unidos, estratégicamente les ha interesado más importar petróleo barato sobre todo de lugares bajo su esfera de influencia, por ser un recurso natural no renovable, con el objeto de no agotar sus reservas difiriendo su explotación. Sin embargo, los elevados precios del petróleo han tenido una importancia vital para el desarrollo de la industria petrolera, sobre todo en los lugares de altos costos de extracción.

A partir de 1986 la política de la OPEP tuvo un giro al elevar la producción de petróleo. Su participación en la producción mundial de petróleo aumentó (Ver gráfico 3). Esto provocó la fuerte caída de los precios del petróleo de 31 dólares por barril en 1986 llegando, con algunas fluctuaciones, a los 18.5 dólares en 1998, a precios de 2015, similar a los precios anteriores a la crisis de 1973 (Ver gráfico 1).

Durante estos años los esporádicos aumentos de los precios del petróleo se debieron a la restricción de la producción de petróleo producto del apoyo que recibió la OPEP de algunos productores de petróleo independientes (China, Angola, Colombia, Egipto, Malasia y Omán), y a la segunda guerra del Golfo Pérsico (2 de agosto de 1990 a 28 de febrero de 1991), en la que intervino militarmente una Coalición de países dirigida por Estados Unidos en apoyo a Kuwait, cuya causa fue la invasión de Irak a Kuwait. Este conflicto no tuvo severas repercusiones en el mercado petrolero debido a que los demás miembros de la OPEP suplieron la producción de Irak.

Como se recordará, la Agencia Internacional de Energía diseñó un plan de emergencia contra eventuales riesgos de desabastecimiento de la oferta petrolera. Al momento de estallar el conflicto entre Kuwait e Irak, el total de stocks de emergencia mantenidos por la OCDE eran aproximadamente de 2 billones de barriles, lo cual era más que suficiente para garantizar por 90 días el suministro de petróleo. Estados Unidos tuvo un papel preponderante en este programa de acumulación de stocks; el

gobierno había almacenado para entonces, 587 millones de barriles de petróleo en su reserva estratégica (Ruiz, 2003, p. 17).



Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016.

Nota: Las diferencias entre las cifras de consumo mundial y las estadísticas de producción mundial se explican por cambios en las existencias, el consumo de aditivos no petroleros y combustibles sustitutos, y disparidades inevitables en la definición, medición o la conversión de abastecimiento de petróleo y los datos de demanda.

La OPEP prefirió defender sus cuotas de mercado que los precios del petróleo. Esta respuesta de la OPEP en parte estuvo respaldada por el aumento de la demanda mundial de petróleo. En especial, la de los países consumidores de petróleo miembros de la OCDE (Ver gráfico 5).

2.1.4.3 Control del mercado internacional del petróleo por los países productores

2.1.4.3.1 Cuarto Shock petrolero, 1998-2011

A partir de 1998 se inicia una tendencia ascendente de los precios del petróleo, cayendo en 2009 por la crisis y volviéndose a recuperar, alcanzando los 117 dólares por barril en 2011, precio jamás visto en toda la historia de la industria petrolera mundial (Ver gráfico 1). Entre las causas principales del incremento de los precios del petróleo se encontró, el elevado aumento de la demanda de petróleo y el estancamiento y posterior descenso de la producción de los países productores de petróleo fuera de la OPEP. En particular, de los principales países productores de petróleo de la OCDE como el Reino Unido, Noruega y México. México ingresa a la OCDE en 1994. Además, el rápido desarrollo de los contratos de futuros de petróleo elevó la especulación y en parte fue

también una de las causas de los cambios en los precios del petróleo. Los contratos de futuros consisten en acuerdos normalizados que obligan al titular a adquirir o vender un producto específico, a un precio pactado, en una localidad señalada y en una fecha determinada. Los mercados de futuros del petróleo han estado controlados por instituciones financieras, bancos y fondos de alto riesgo (Puyana, 2015). “Por cada barril de crudo real que se negocia en ese mercado se cierran operaciones sobre tres barriles de papel, que de momento no existen y cuyo precio se establece en función de expectativas que pueden responder a intereses muy variados” (Ruiz, 2003, p. 19).

El aumento del consumo mundial de petróleo tuvo grandes efectos en la elevación de los precios del petróleo. Los países que no pertenecen a la OCDE, especialmente China y la India debido a sus altos niveles de crecimiento económico, contribuyeron fundamentalmente al elevado aumento en el consumo de petróleo. En cambio, los países tradicionalmente grandes consumidores de petróleo miembros de la OCDE redujeron, aunque relativamente poco, su consumo, especialmente en los últimos años por la creciente debilidad de sus economías (Ver gráfico 5).

Es importante señalar, que China, sobre todo, y la India se integran a la competencia por el petróleo. Las empresas petroleras de China se transnacionalizan en la búsqueda de petróleo. Para Estados Unidos y los demás países consumidores de petróleo China representa una amenaza para su seguridad energética. Además, de que las empresas petroleras Chinas compiten con las empresas transnacionales por las reservas internacionales de petróleo.

Otro de los factores, mencionados, que incidió en el aumento de los precios del petróleo fue el relativo estancamiento y el inicio del descenso de la producción de petróleo de los países fuera de la OPEP. Esa trayectoria estuvo en gran parte determinada por el desenvolvimiento de la producción de petróleo de los países miembros de la OCDE (Ver gráficos 2 y 3).

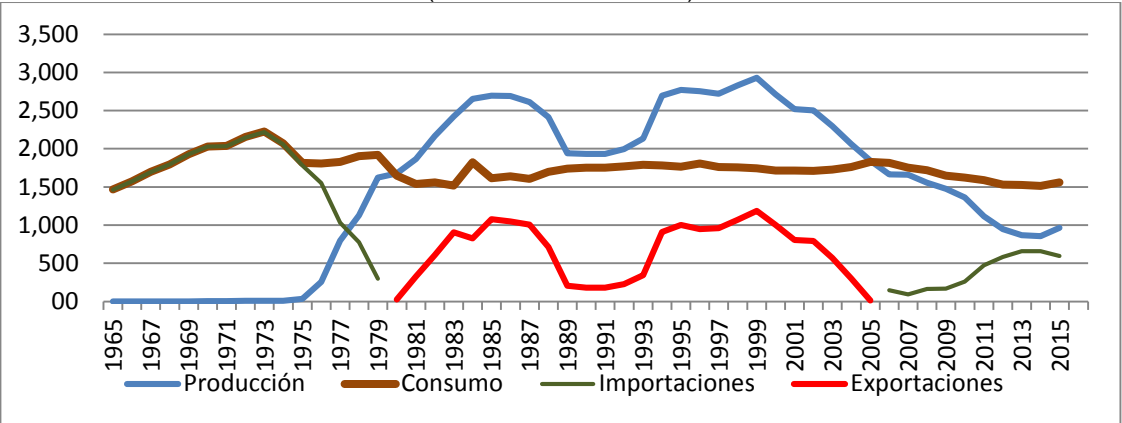
Dentro de la OCDE algunos de los países productores de petróleo más importantes llegaron a su pico de producción e iniciaron la fase descendente. El Reino Unido alcanzó su pico de producción en 1999 y en 2005 se convierte en importador neto de petróleo. Noruega llegó a su pico de producción en 2001. La situación no fue nada favorable para las Empresas Petroleras Transnacionales que participaron en la explotación de Mar del Norte. Al igual que los anteriores países, México alcanzó su pico de producción de petróleo en 2004. Cabe señalar, que tanto en el Reino Unido como en Noruega en los dos últimos años del periodo hubo un ligero aumento de la producción de petróleo. (Ver gráficos 6, 7 y 8).

En este periodo los países productores de petróleo miembros de la OPEP incrementaron sus cuotas de mercado en condiciones de elevados precios del petróleo. Estos países, con algunos altibajos, aumentaron la producción de petróleo (Ver gráfico 9). A pesar del elevado incremento de la producción, los precios no bajaron. La fortaleza de la OPEP se debió a las mismas causas que incidieron en el aumento de los precios del petróleo, el elevado aumento de la demanda de petróleo y el estancamiento y posterior descenso de la producción de los países productores de petróleo de la OCDE y fuera de la OPEP.

La OPEP en diferentes momentos dependiendo de la situación con el objetivo de estabilizar los precios del petróleo recurrió al apoyo, por un lado, de los países exportadores de petróleo como Omán y Rusia para reducir la producción de petróleo y elevar los precios del petróleo y, por otro lado, de los países desarrollados integrantes del Grupo de los Siete para aumentar la producción y frenar el alza de los precios del petróleo. Esto último tiene relación con la caída a cerca de cero de la capacidad excedente de producción de crudo de la OPEP (Stevens, 2010).

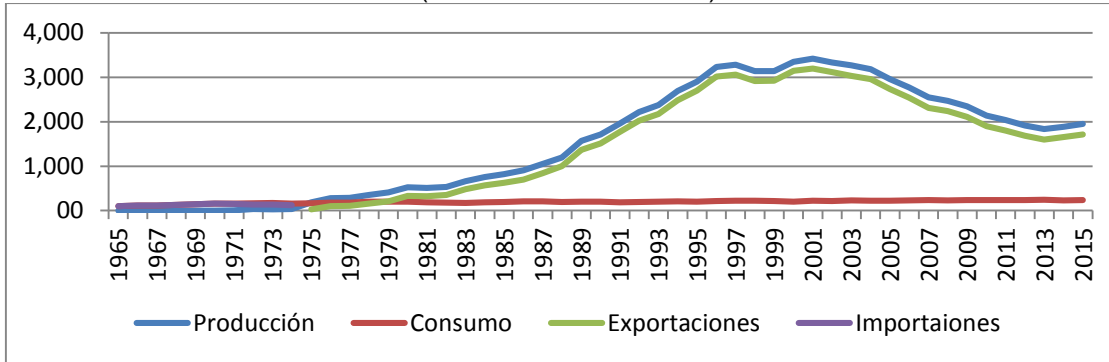
El grave conflicto suscitado, en 2003, por la invasión de Irak por Estados Unidos creó cierta inestabilidad la cual jugó un papel importante en el aumento de los precios del petróleo. Estados Unidos invadió a Irak, de acuerdo a la opinión general, con el propósito de apropiarse de sus reservas de petróleo y para sustituir a Arabia Saudita como regulador del mercado petrolero (Stevens, 2010). Es un hecho que la invasión de Irak por Estados

Gráfico 6. Reino Unido: producción, consumo y exportaciones netas de petróleo, 1965-2015
(miles de barriles diarios)



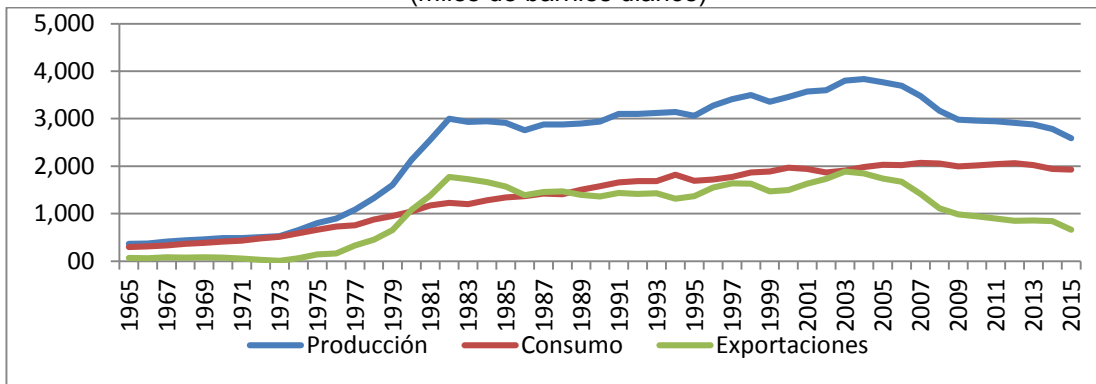
Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016.

Gráfico 7. Noruega: producción, consumo y exportaciones netas de petróleo, 1965-2015
(miles de barriles diarios)



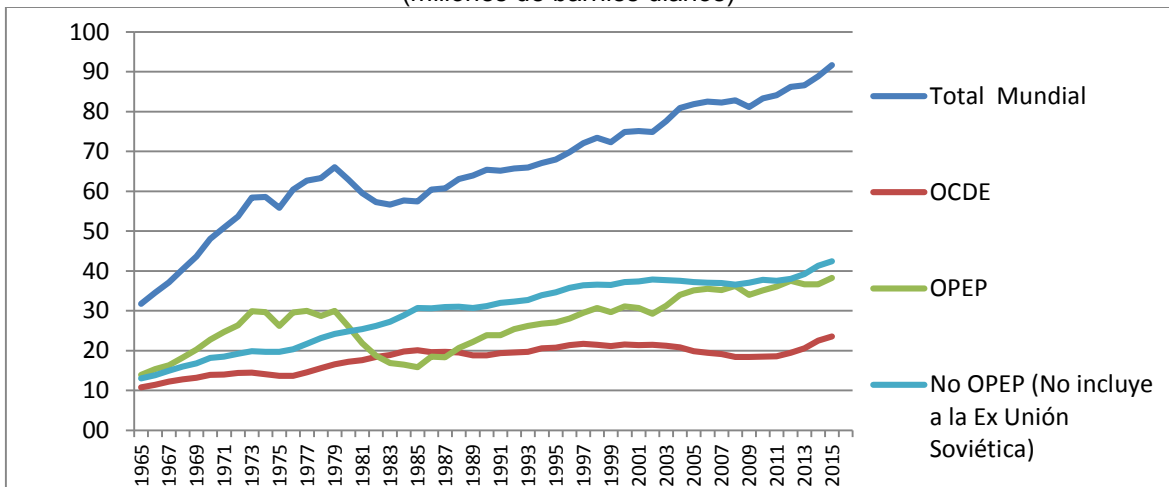
Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016.

Gráfico 8. México: producción, consumo y exportaciones netas de petróleo, 1965-2015
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016.

Gráfico 9. Producción de petróleo, 1965-2015
(millones de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016.

Unidos tuvo propósitos económicos y políticos. Por un lado, contar con el petróleo de Irak, por otro lado, para debilitar a la OPEP y sobre todo a los países árabes, ya que se ha demostrado, en ciertas coyunturas, que tienen la capacidad de lograr la unidad. Además, sirvió como ejemplo para los demás países miembros de la OPEP del poder político y militar de Estados Unidos.

A partir del 2006, el mercado internacional del petróleo sufrió cambios importantes. La producción de petróleo de la OPEP casi supera la producción de los países fuera de la OPEP, esto se debe, como se mencionó anteriormente, al aumento de la producción de petróleo de la OPEP y a que, en 2003, la producción de petróleo de los países no miembros de la OPEP inició una tendencia descendente que llegó hasta 2011 (Ver gráfico 9). Esto tuvo una fuerte relación, como ya se mencionó, a la profunda caída de la producción de petróleo en el Reino Unido, Noruega y México. Los hechos se adelantaron un poco a las predicciones de la Agencia Internacional de Energía.

Rifkin (2003) sostiene que, a pesar de la reanudación de la explotación en el territorio de la Ex Unión Soviética y los relativamente recientes descubrimientos en África Occidental, la realidad es que el rápido aumento que ha experimentado la producción de países no pertenecientes a la OPEP en los últimos veinte años, está comenzando a perder impulso. Durante los años ochenta y noventa, parte importante del petróleo procedente de regiones fuera de la OPEP, provenía del Mar del Norte. La Agencia Internacional de Energía de Estados Unidos estimaba que la producción de dicha región tocaría techo a finales de 2002, con una producción de 6, 77 millones de barriles (Ruiz, 2003, p. 21).

Esa estructura del mercado internacional del petróleo podría haberse mantenido a largo plazo debido al aumento e importancia en el ámbito mundial de las reservas probadas de petróleo de la OPEP. Esa organización, en 2011, concentró el 71% de las reservas probadas mundiales de petróleo (Ver gráfico 4).

De los 40 mil yacimientos petrolíferos conocidos en el mundo, solo los 40 mayores del mundo (con más de 5 mil millones barriles de petróleo) contienen más de la mitad de las reservas de petróleo del mundo. De estos 40 yacimientos, 26 se encuentran en el Golfo Pérsico. Además, del resto de los 40 mayores yacimientos, los que se encuentran en

Rusia y Estados Unidos “han tocado techo” y se hallan en la fase descendente, mientras los yacimientos de Medio Oriente todavía están en la fase ascendente de la curva de campana (Ruiz, 2003, p. 22).

2.1.4.4 Control del mercado internacional del petróleo por los países consumidores

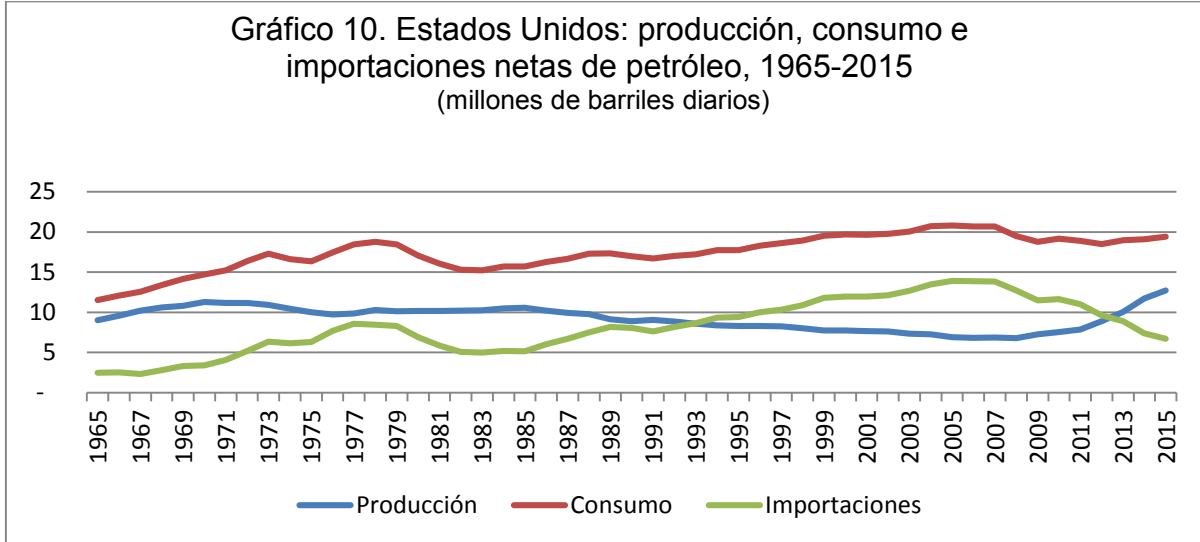
2.1.4.4.1 Quinto Shock petrolero, 2011-2015

A partir de 2007 se presentó un hecho significativo, que varió la correlación de fuerzas entre la OPEP y la OCDE, que consistió en el elevado aumento de la producción de petróleo de yacimientos no convencionales (tight oil o petróleo de formaciones compactas) de Estados Unidos, asimismo sus reservas probadas de petróleo aumentaron (Ver cuadro 12). En Estados Unidos el pico de la producción de petróleo fue en 1970, a partir de ese año la producción empezó a descender, contrarrestada parcialmente por la producción en Alaska y en Aguas Profundas del Golfo de México, sin embargo, la producción en esos lugares, también, tocó techo. Ahora bien, la producción de petróleo de Estados Unidos de 2008 a 2015 casi se duplica, superando el pico de producción de 1970. Además, su consumo de petróleo descendió, especialmente por las repercusiones de la crisis de 2008. Por lo que, en 2015 las importaciones netas de petróleo de Estados Unidos cayeron a 6.7 millones de b/d. ¿Logrará Estados Unidos elevar su producción en 6.7 millones de b/d para ser autosuficiente? (Ver gráfico 10). La Agencia Internacional de Energía (2015) proyecta que Estados Unidos importará 5.0 millones de b/d de petróleo en 2040.

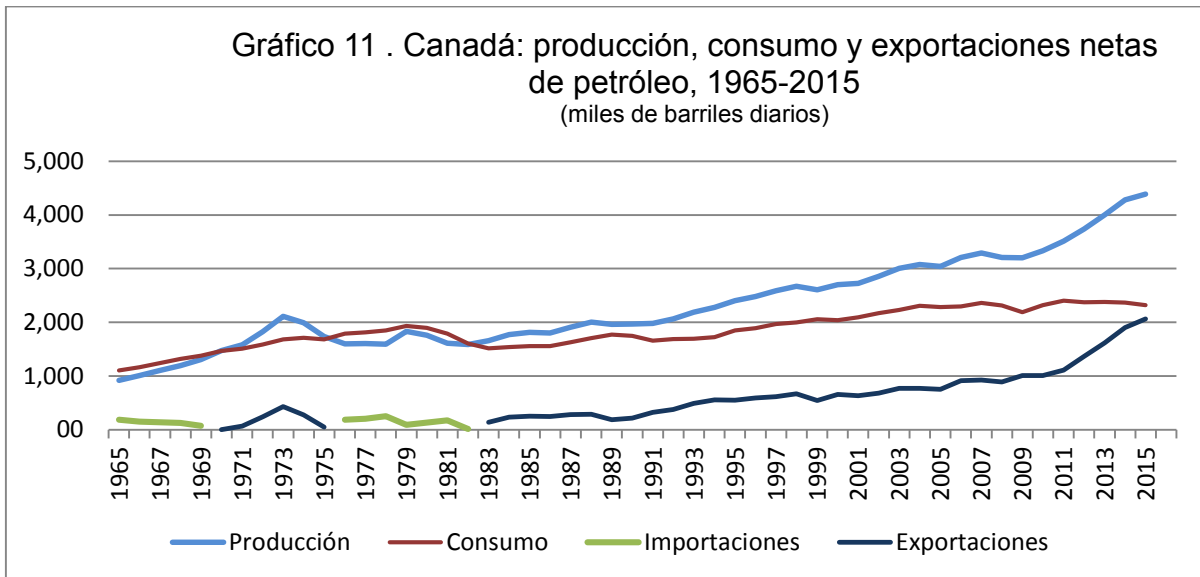
Aunado a lo anterior, la OCDE, específicamente Estados Unidos, se vio fortalecida por el importante aumento de la producción y de las reservas probadas de petróleo de Canadá. Canadá, en 1982, se convirtió en exportador neto de petróleo, a partir de ese año su producción de petróleo tuvo una tendencia ascendente, así como sus exportaciones (Ver gráficos 11 y 12).

A raíz de la regionalización e integración de las relaciones económicas entre Estados Unidos, Canadá y México con la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) se fortalece fundamentalmente a Estados Unidos. En 2015, Estados Unidos importaba petróleo en primer lugar de Canadá, 39.9% y en tercer lugar de México, 8.1% (EIA, 2016). Por lo que de manera directa Estados Unidos fue el más beneficiado del ascenso de la producción y de las reservas probadas de petróleo de Canadá. Incluso, Canadá cubrió el descenso de las importaciones de petróleo de Estados Unidos provenientes de México, provocadas por la caída de su producción (Ver gráfico 8). O en

todo caso, Estados Unidos dependió menos de las importaciones de petróleo de la OPEP. En 2015, el 30.8% de las importaciones de petróleo de Estados Unidos provinieron de la

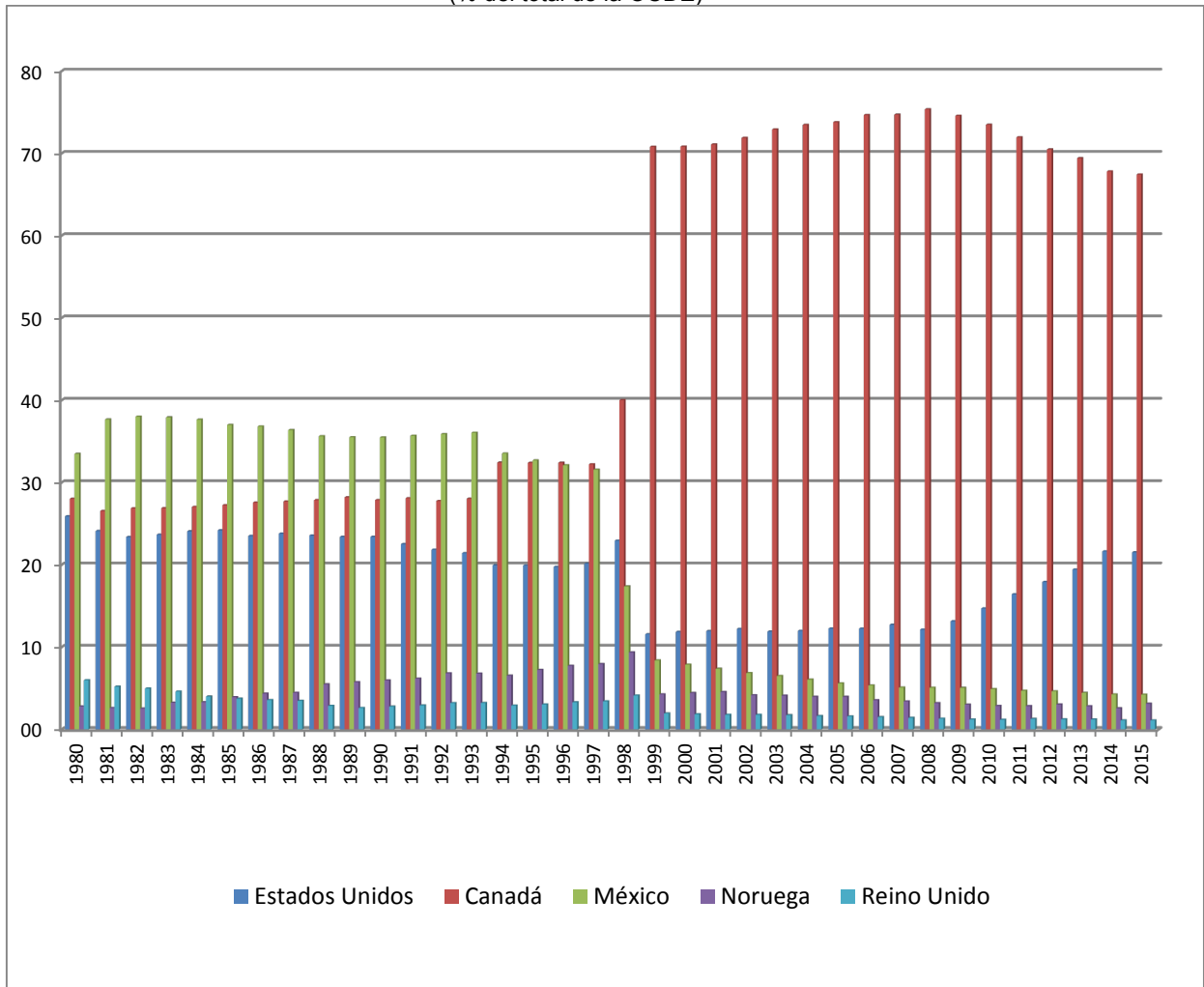


Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016



Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016.

Gráfico 12. Reservas probadas de petróleo de los países miembros de la OCDE, 1980-2015
(% del total de la OCDE)



Fuente: Elaboración propia con base en Statistical Review of World Energy de British Petroleum, 2016

OPEP, fundamentalmente de Arabia Saudita, Venezuela, Irak y Ecuador, en orden de importancia (EIA, 2016). En cambio, en 2008, fueron el 55%. Estados Unidos, por tanto, tiende a reducir su dependencia e inestabilidad energética, por el aumento de su producción de petróleo de yacimientos no convencionales y por el acceso al petróleo de países bajo su esfera de influencia. Para Estados Unidos su seguridad energética ha sido establecida como fundamental para su seguridad nacional.

Los precios internacionales del petróleo presentaron una importante caída (Ver gráfico 1), dando lugar al Quinto Shock Petrolero. Una de las causas de la baja de los precios internacionales del petróleo fueron los efectos del incremento de la producción de crudo no convencional (tight oil o petróleo de formaciones compactas) de Estados Unidos

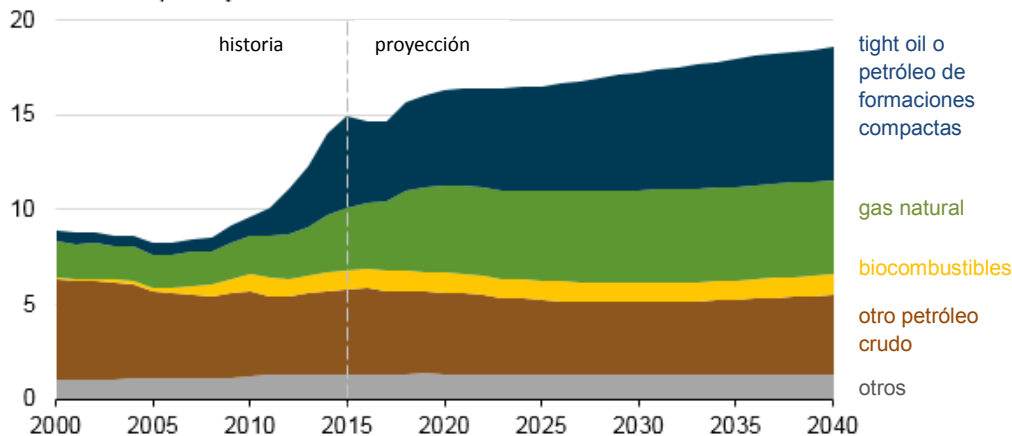
(Ver gráfico 13). Estados Unidos aprovechó los elevados precios del petróleo para desarrollar la producción de crudo no convencional cuyos costos son elevados y sus efectos al medio ambiente son graves. La explotación de crudo no convencional significó una revuelta en el mercado petrolero internacional. Esto nos reveló el papel importante de Estados Unidos en el desenvolvimiento del mercado internacional del petróleo. En 2008, Estados Unidos fue el tercer productor mundial de petróleo después de Arabia Saudita y Rusia y el principal consumidor. Para 2013 se erigió como el primer productor mundial de petróleo y gas natural (Ver gráfico 14).

Sin embargo, los elevados precios del petróleo han tenido una importancia vital para el desarrollo de la industria petrolera, sobre todo en los lugares de altos costos de extracción como aguas profundas, arenas bituminosas y yacimientos no convencionales.

Además, un cambio importante en el mercado internacional del petróleo fue que la producción de petróleo de los países fuera de la OPEP empezó a sacarle mayor ventaja a la producción de la OPEP, tomando en cuenta que la OPEP redujo su producción, aunque débilmente (Ver gráfico 9). Todo esto contribuyó, por un lado, al debilitamiento de la OPEP y, por otro lado, al fortalecimiento de la seguridad energética de Estados Unidos.

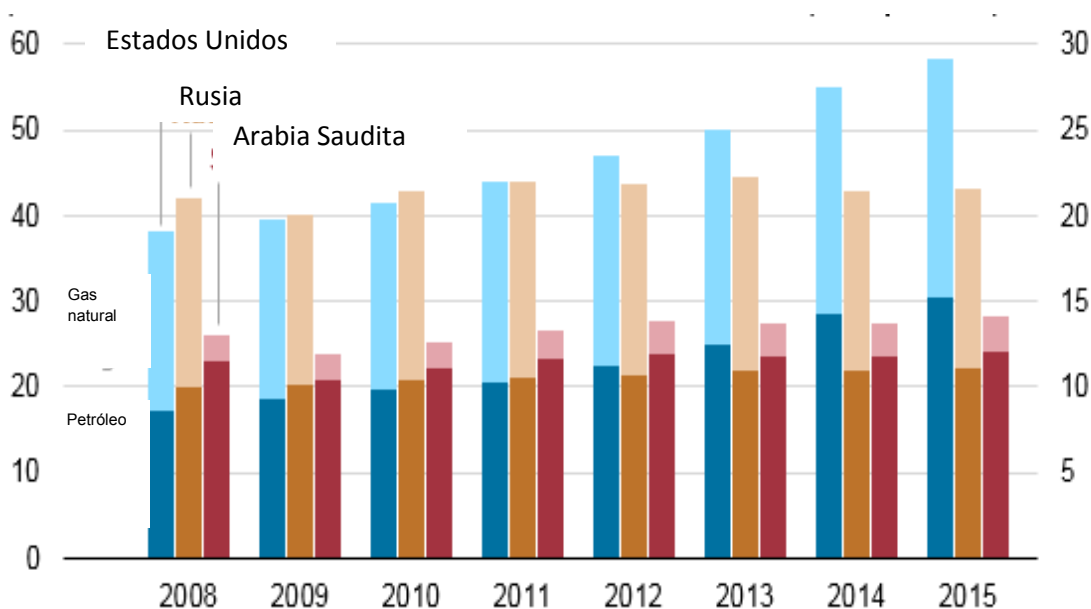
Un hecho sobresaliente es que el consumo de petróleo de los países no pertenecientes a la OCDE mantuvo su tendencia ascendente (Ver gráfico 5). Si se mantiene esa tendencia, a la larga puede incidir en los precios del petróleo.

Gráfico 13. Estados Unidos: producción de petróleo y otros líquidos (2000-2040) (millones de barriles por día)



Fuente: EIA, *Annual Energy Outlook*, 2016

Gráfico 14. Estimado de producción de petróleo y gas natural en los países seleccionados (billones de unidades térmicas británicas) (millones de barriles por día de petróleo equivalente)



Fuente: EIA, *Annual Energy Outlook, 2016*

2.2 Privatización de las Empresas Petroleras Estatales

A partir de 1980 se inició el proceso de privatización de algunas Empresas Petroleras Estatales en el ámbito internacional, aunque éste se acelera en 1990. La mayoría de las Empresas Petroleras Estatales que se privatizaron o avanzaron en la privatización pertenecieron a los países miembros de la OCDE o se sumaron a sus directrices. La OCDE a través de la AIE se constituyó, en gran medida, en una organización que delineó la estrategia petrolera de los países consumidores e importadores de petróleo, fundamentalmente países desarrollados, en oposición a la OPEP.

No obstante, cabe señalar, que en los últimos años del periodo se inició una tendencia a la renacionalización de la industria petrolera, por ejemplo, en Rusia y Argentina. En Argentina, el 16 de abril de 2012, el gobierno expropió el 51% de las acciones de YPF que estaban en manos de la empresa privada española Repsol.

Las Empresas Petroleras Estatales, de la OCDE, que se privatizaron o avanzaron en la privatización, en su mayoría no ocuparon, en 2012, un lugar importante entre las 100 mayores empresas petroleras en el ámbito internacional, en términos de producción y

reservas de petróleo, de acuerdo con Energy Intelligence Research, "The Energy Intelligence Top 100 Ranking The World's Oil Companies", 2013.

Las Empresas Petroleras Estatales, que se privatizaron o avanzaron en su privatización, más importantes que lograron colocarse, en 2012, entre las 100 mayores empresas en el ámbito internacional fueron las siguientes: Petrobras de Brasil, British Petroleum (BP) del Reino Unido; la francesa Total; la italiana ENI; OMV de Austria; la española Repsol y Petro-Canadá, la cual se fusionó con Suncor Energy. Cabe mencionar, que los países antes mencionados, excepto Canadá, eran importadores netos de petróleo. La empresa que logró mantener una participación estatal mayoritaria fue Statoil de Noruega (Ver cuadros 5 y 6).

Cuadro 5. Producción y reservas de petróleo de las Empresas Petroleras Estatales privatizadas más importantes, 2012

Empresa	País	Fecha de privatización	Participación del Estado final	Producción		Reservas	
				Rango	mmb/d	Rango	mmb
CNPC (PetroChina)	China	2000-2007	86%	4	3.0	8	24,003
Petrobras	Brasil	2000-2001	40%	10	2.1	15	10,962
British Petroleum (BP)	Reino Unido	1979-1995	0%	11	2.1	16	10,050
Total	Francia	1992-1996	0%	20	1.2	26	5,685
CNOOC	China	2001-2006	66%	21	1.0	40	2,181
Statoil	Noruega	2004-2005	63%	23	966mb/d	38	2,389
Sinopec	China	2000-2005	76%	25	899mb/d	35	2,843
ENI	Italia	1996-2001	30%	26	882 mb/d	33	3,350
ONGC	India	2004-2005	74%	30	612mb/d	29	3,723
OMV	Austria	1989-1996	35%	60	162 mb/d	64	615
Repsol	España	1993-1997	0%	63	142 mb/d	68	428
Petro-Canadá	Canadá	1992-2004	0%	s/d	s/d	s/d	s/d
YPF	Argentina	1993-2005	0%	s/d	s/d	s/d	s/d

Fuente: Elaboración propia con base en Energy Intelligence Research, "The Energy Intelligence Top 100 Ranking The World's Oil Companies", 2013

El proceso de privatización también afectó, en menor medida, a los países independientes, aunque, en su mayoría el Estado mantuvo el control de las empresas petroleras al sostener una participación mayoritaria. Resaltan por su importancia las empresas petroleras de China y la India. En China, las empresas CNPC (PetroChina), una de las empresas más importantes en el ámbito internacional, CNOOC y Sinopec. China, si bien contaba con una alta producción y reservas de petróleo, debido a sus altos niveles de crecimiento económico dejó de ser autosuficiente en 1993, con importaciones de 6.6 mmb/d en 2013 (BP Global, 2013). En la India la empresa ONGC se destaca porque ha tenido elevadas reservas de petróleo (Ver cuadros 5 y 6). En estos países el Estado mantiene el

control con el propósito de dirigir la política energética acorde con el desarrollo económico y social.

Cuadro 6: Privatización de las Empresas Petroleras Estatales en el ámbito internacional

Empresa	País	Fecha de oferta	Tamaño de la emisión	Propiedad Estatal (%)		Seguimiento en SIPs (Años)	Propiedad Estatal actual
				Antes	Después		
YPF	Argentina	Jul. 93	4,200	100%	41%	-	0%
OMV	Austria	Nov. 87	117	100%	85%	1989-1996	35%
Petrobras	Brasil	Ago. 00	4,030	62%	45%	2001	40%
Petro-Canadá	Canadá	Jun. 91	478	100%	81%	1992, 1995, 2004	0%
Fortum	Finlandia	Dic. 98	1,045	98%	76%	2002	51%
Elf Aquitaine	Francia	Sep. 86	493	67%	56%	1991, 1992, 1994, 1996	0%
Total	Francia	Jul. 92	906	32%	4%	1996	0%
Hellenic Petroleum	Grecia	Jun. 98	311	100%	77%	2000	35%
MOL	Hungría	Nov. 95	153	100%	72%	1997, 1998, 2004	8%
ONGC	India	Mar. 04	2,350	84%	74%	-	74%
Eni	Italia	Nov. 95	3,950	100%	85%	1996, 1997, 1998, 2001	30%
Japex	Japón	Dic. 03	287	66%	50%	-	50%
Inpex	Japón	Nov. 04	583	54%	36%	-	29%
Statoil	Noruega	Jun. 01	3,292	100%	81%	2004, (2005)	63%
Petrochina	P.R. China	Abr. 00	2,890	100%	90%	(2007)	86%
Sinopec	P.R. China	Oct. 00	3,470	100%	78%	-	76%
CNOOC	P.R. China	Mar. 01	1,400	100%	71%	(2006)	66%
OGDC	Pakistán	Nov. 03	120	100%	95%	(2006)	85%
Pakistán Petroleum	Pakistán	Jun. 04	96	93%	78%	-	78%
Petron	Filipinas	Ago. 94	335	60%	40%	-	40%
PKN	Polonia	Nov. 99	513	85%	55%	2000	28%
Repsol	España	Abr. 89	1,140	96%	69%	1993, 1995, 1996, 1997	0%
PTT E&P	Tailandia	Mar. 93	52	100%	85%	1994, 1998	67%
PTT	Tailandia	Nov. 01	729	100%	69%	-	68%
Tupras	Turquía	Abr. 00	1,200	96%	66%	(2005)	0%
BP	Reino Unido	Jun. 77	972	68%	51%	1979, 1983, 1987, (1995)	0%
Britoil	Reino Unido	Nov. 82	911	100%	49%	1985	0%
Enterprise Oil	Reino Unido	Jul. 84	524	100%	0%	-	0%

Fuente: Company information. Press reports. Megginson (2005).

2.3 Características de la estructura del mercado internacional del petróleo

2.3.1 Empresas Petroleras Estatales

Las Empresas Petroleras Estatales, de las cuales sobresalen las de los países miembros de la OPEP, han jugado un papel importante en el mercado internacional del petróleo. En los últimos años aumentó la importancia de las Empresas Petroleras Estatales en el mercado internacional, sobre todo en lo que se refiere a reservas de petróleo. En 2013, concentraron el 63% de la producción y el 78.8% de las reservas mundiales de petróleo. En el 2000, participaron con 63% de la producción y el 76.1% de las reservas mundiales de petróleo (O&G, 2014). Estas empresas han tenido como objetivos la seguridad energética, el impulso a la actividad económica y la redistribución

del ingreso (Pirog, 2007). Como se mencionó anteriormente, la OPEP tuvo una posición estratégica debido a que en 2013 participó con el 42.5% de la producción y el 71.9% de las reservas mundiales de petróleo (BP global, 2014).

A continuación, se presenta el papel jugado por las Empresas Petroleras Estatales dentro de las diez compañías petroleras más importantes en el ámbito internacional.

Como se observa en el Cuadro 7, en 2000 y 2006 seis de las diez principales compañías productoras de petróleo en el ámbito internacional eran 100% estatales y una tenía participación mayoritaria (PetroChina, 90% estatal). Tres petroleras transnacionales pertenecientes a las “Big Five” (antes las “siete hermanas”) se lograron colocar dentro de

Cuadro 7. Producción de petróleo de las diez compañías petroleras más importantes en el ámbito internacional

(‘000 b/d)

Rango 2012	Compañía	Producción	Rango 2006	Compañía	Producción	Rango 2000	Compañía	Producción
1	Saudi Aramco	9,988	1	Saudi Aramco	11,035	1	Saudi Aramco	8,044
2	NIOC	3,680	2	NIOC	4,049	2	NIOC	3,620
3	KPC	3,145	3	Pemex	3,710	3	Pemex	3,343
4	CNPC	3,050	4	PDV	2,650	4	PDV	2,950
5	INOC *	2,942	5	KPC	2,643	5	INOC	2,528
6	PDV	2,905	6	BP	2,562	6	ExxonMobil	2,444
7	Pemex	2,877	7	ExxonMobil	2,523	7	Shell	2,268
8	Rosneft	2,439	8	PetroChina	2,270	8	PetroChina	2,124
9	ExxonMobil	2,185	9	Shell	2,093	9	BP	2,061
10	Petrobras	2,126	10	Sonotrach	1,934	10	KPC	2,025

Fuente: Energy Intelligence Research, "The Energy Intelligence Top 100 Ranking The World's Oil Companies, 2013. Los años 2000 y 2006, Pirog, 2007, p.6

*INOC: Iraq National Oil Company no existe, pero se utiliza aquí como un proxy para las explotaciones estatales

las diez, ExxonMobil, BP y Shell. En 2012, avanzó la participación de las empresas estatales, lográndose colocar siete con 100% de participación estatal y dos con un porcentaje de participación (Rosneft, 75.2% estatal; Petrobras, 40% estatal) dentro de las diez petroleras más importantes, desplazando a BP y Shell. En suma, las Empresas Petroleras Estatales se destacaron por su participación en la producción mundial de petróleo. Encontramos que las “Big Five” en este renglón se debilitaron.

Es importante mencionar, que Petróleos Mexicanos (Pemex), empresa estatal mexicana, en 2000 y 2006 ocupó el tercer lugar dentro de las diez compañías productoras de petróleo más importantes en el ámbito internacional, superando a las Big Five. Sin embargo, en 2012 ocupó el séptimo lugar debido a la caída de su producción de petróleo.

Pirog (2007) considera más relevante la posición que ocupan las empresas estatales en torno a las reservas de petróleo para evaluar su importancia en el mercado internacional

del petróleo. Las reservas de petróleo determinan el desarrollo de la industria petrolera a largo plazo.

En ese sentido, como se observa en cuadro 8, en 2000, 2006 y 2012 nueve de las diez compañías con mayores reservas de petróleo en el ámbito internacional eran 100% estatales. Cabe señalar, que Lukoi era una empresa privada y Rosneft era 75.2% estatal (Pirog, 2007). Esto pone de relieve la importancia de las empresas estatales en el mercado internacional del petróleo.

Cuadro 8. Reservas de petróleo de las diez compañías petroleras más importantes en el ámbito internacional (millones de barriles)

Rango 2012	Compañía	Reservas	Rango 2006	Compañía	Reservas	Rango 2000	Compañía	Reservas
1	PDV	297,735	1	Saudi Aramco	264,200	1	Saudi Aramco	259,200
2	Saudi Aramco	260,200	2	NIOC	137,500	2	INOC	112,500
3	NIOC	157,000	3	INOC	115,000	3	KPC	96,500
4	INOC	150,000	4	KPC	101,500	4	NIOC	87,993
5	KPC	101,567	5	PDV	79,700	5	PDV	76,852
6	Adnoc	55,130	6	Adnoc	56,920	6	Adnoc	50,710
7	Libya NOC	32,970	7	Libya NOC	33,235	7	Pemex	28,400
8	CNPC	24,003	8	NNPC	21,540	8	Libya NOC	23,600
9	NNPC	19,344	9	Lukoil	16,114	9	NNPC	13,500
10	Rosneft	18,328	10	QP	15,200	10	Lukoil	11,432

Fuente: Energy Intelligence Research, "The Energy Intelligence Top 100 Ranking The World's Oil Companies, 2013. Los años 2000 y 2006, Pirog, 2007, p.6

Es importante mencionar, que en 2012 la empresa PDV de Venezuela ocupó el primer lugar en reservas de petróleo en escala mundial, desplazando a Saudi Aramco. De 2006 a 2012, PDV triplicó sus reservas de petróleo (Ver cuadro 8). Por su parte, Pemex, en el 2000, ocupó el séptimo lugar con 28, 400 mm/b de reservas de petróleo y en el 2012, ocupó el lugar no. 13 con 11, 424 mmb, presentando una fuerte caída. Del 2000 al 2012, Pemex redujo sus reservas de petróleo a más de la mitad (Ver cuadro 8). Sin embargo, superó en reservas a Repsol (68), Statoil (38) y Petrobras (15), entre otras.

Las Empresas Petroleras Estatales mantienen bajo su control la riqueza petrolera mundial debido a la desigual distribución natural. Estas empresas deben mantener el control de la industria petrolera y fortalecer su papel de promover el desarrollo económico y social y la seguridad energética nacional, teniendo en cuenta la inestabilidad de los precios internacionales del petróleo, así como su agotamiento por ser un recurso natural finito.

Lo mencionado anteriormente demuestra que independientemente de los avances en la privatización de las Empresas Petroleras Estatales, éstas seguirán jugando un papel importante en el mercado internacional del petróleo. Lo cual es fuente de conflictos políticos

y militares debido a que las potencias capitalistas consumidoras de petróleo han tenido el propósito de controlar las reservas de petróleo en el ámbito internacional.

2.3.2 Empresas Petroleras Transnacionales

Como se mencionó anteriormente, de las “Siete Hermanas” solo quedan cinco, después de fusionarse entre ellas, llamadas “Big Five”, a las que también se les ha dado en llamar como las Compañías Petroleras Internacionales (IOC, por sus siglas en inglés).

Las llamadas “Big Five” son: BP, Chevron (en 1998, se fusionaron Chevron y Texaco), ConocoPhillips Company, ExxonMobil (en 1998, se fusionaron Exxon y Mobil) y Royal Dutch Shell. Se fortaleció la tendencia a la concentración y centralización de la producción de los grandes oligopolios petroleros, con el objeto de elevar su poder económico. “Estas empresas, son de carácter privado y su país de origen es Estados Unidos y Europa, producen cada barril de recursos desarrollados para asegurarse de que regresen los máximos beneficios para los accionistas” (Myers y Soligo, 2007, p. 4).

Las “Big Five”, en 2012, controlaban el 2.5% de las reservas mundiales de petróleo y el 15.2% de la producción (BP Global, 2012). En el Ranking de las empresas de mayores reservas de petróleo en el mundo de “The Energy Intelligence Top 100”, las “Big Five” obtuvieron, en 2012, los siguientes lugares: ExxonMobil alcanzó el lugar 12, BP el 16, Chevron el 19, Shell el 23 y ConocoPhillips el 28. Las reservas de petróleo de estas empresas se localizaban fundamentalmente en Estados Unidos y Canadá.

Es innegable el poder de las “Big Five” en el mercado internacional del petróleo, sin embargo, ese poder no se compara con el que tuvieron de 1928 a la Segunda Guerra Mundial cuando controlaban las reservas, la producción, la refinación y la comercialización de petróleo. Estos grandes oligopolios petroleros avanzaron, pero no pudieron remontar totalmente la nacionalización de la industria petrolera sobre todo de Medio Oriente y Venezuela. Perdieron su papel hegemónico en el control de la producción y las reservas de petróleo en el mercado internacional. Por ejemplo, en 1988, las grandes petroleras produjeron crudo para satisfacer parte de sus necesidades de refinación. La relación producción/refinación fueron: British Petroleum 78%, Texaco 65%, Chevron 44%, Royal Dutch /Shell 49% y Exxon 48% (Olorunfemi, 1991). Estas empresas fueron grandes compradores netos de petróleo y gas natural. “El aumento del déficit en el petróleo y gas natural de las principales compañías petroleras también representa un desafío estratégico para la OPEP” (Noreng, 2003, p.223, citado por Ruiz, 2003, p.50).

Las grandes compañías petroleras no están reemplazando completamente las reservas y por lo tanto están aparentemente liquidando poco a poco su base de activos a largo plazo, lo que implica una tasa de disminución de la producción en el tiempo. Irónicamente, a pesar de los altos beneficios y el aumento del precio del petróleo, las grandes petroleras internacionales no han sido capaces de sustituir sus activos de reserva en los últimos años, en contraste con las pequeñas compañías independientes estadounidenses y algunas Empresas Petroleras Estatales. De hecho, las petroleras internacionales no han respondido a los fuertes incentivos del mercado, dedicando una mayor parte de sus crecientes beneficios y el flujo de dinero en efectivo a la exploración de nuevos campos, como era de esperar. Esto está en contraste con las décadas de 1970 y 1980, cuando un fuerte gasto en exploración de las IOC impulsó un gran aumento de la producción fuera de la OPEP, la promoción de la diversidad de la oferta y la mejora de la seguridad energética de EE.UU. (Myers y Soligo, 2007, p. 4).

Apéndice

Empresa	País de origen	% de participación estatal
ADNOC	Emiratos Árabes Unidos	100%
CNOOC	China	71%
INOC	Irak	100%
KPC	Kuwait	100%
Libia NOC	Libia	100%
NIOC	Irán	100%
NNPC	Nigeria	100%
ONGC	India	71.4%
PDVSA	Venezuela	100%
Pemex	México	100%
Pertamina	Indonesia	100%
PetroChina	China	90%
Petronas	Malasia	100%
QP	Catar	100%
Rosneft	Rusia	75.20%
Saudi Aramco	Arabia Saudita	100%
Sonatrach	Argelia	100%
Statoil	Noruega	70.90%

Fuente: Pirog, 2007, p.27

Conclusiones

Históricamente el mercado internacional del petróleo ha estado dominado por las principales petroleras transnacionales junto con las grandes potencias hegemónicas y la OPEP. La disputa por el dominio del mercado internacional del petróleo para los países centrales representa la disputa por la hegemonía mundial. Esto es así debido al carácter estratégico del petróleo, un recurso natural finito clave para el desarrollo económico, el poder militar y político. El mercado internacional del petróleo, por tanto, ha estado marcado por condiciones económicas y políticas.

Durante el periodo de estudio se presentó el proceso de nacionalización de la industria petrolera, de la forma en que el Estado se hace cargo del control de la industria

para satisfacer los requerimientos económicos, políticos y sociales nacionales. La nacionalización de la industria petrolera de los países miembros de la OPEP representó dejar fuera del control de las Empresas Petroleras Transnacionales y los países centrales, importadores de petróleo, las grandes reservas de petróleo de esos países. Esto ha sido fuente de importantes conflictos económicos y políticos. Por ejemplo, la invasión de Irak por Estados Unidos.

Otra fuente de conflicto consistió por parte de la OPEP en la defensa de la renta petrolera mediante la protección de los precios del petróleo. Por lo que, el conflicto entre la OPEP y las Empresas Petroleras Transnacionales junto con los países consumidores de petróleo, en parte, se traslada al nivel de la determinación de los precios internacionales del petróleo. Esto provocó que a partir de 1973 se presentaran varios shocks petroleros.

Los países desarrollados, importadores de petróleo, a través de los organismos financieros, Fondo Monetario Internacional y Banco Mundial, instrumentaron el desarrollo de la política neoliberal en el ámbito internacional. Como parte de esa política se estableció un proceso de privatización de las Empresas Petroleras Estatales. Ese proceso ha tenido el propósito de fortalecer a las Empresas Petroleras Transnacionales.

Ahora bien, históricamente en el mercado internacional del petróleo se dieron tres procesos, la transnacionalización de la industria petrolera, la recuperación por parte del Estado de dicha industria y la privatización de algunas de las Empresas Petroleras Estatales. En el siguiente capítulo se analizará la forma en que México se inscribe en los primeros dos procesos. En México a principios del siglo XX la industria petrolera nació dominada por las Empresas Petroleras Transnacionales, la Royal Dutch-Shell y la Standard Oil of New Jersey. En 1938, se nacionaliza la industria petrolera y el Estado se encarga de la explotación del petróleo. En los capítulos IV y V se analizará el proceso de inserción de las empresas petroleras transnacionales en exploración y explotación de petróleo en México de 1982 a 2015.

Capítulo 3

Visión histórica de la industria petrolera en México, 1900-1982

Introducción

El objetivo de este capítulo es analizar las principales transformaciones de la industria petrolera mexicana durante el periodo 1900-1982. En este periodo, en general, la industria petrolera mexicana atravesó por dos momentos diferentes, el dominio de las Empresas Petroleras Transnacionales más importantes en el ámbito internacional y el control del Estado a través de la Empresa Petrolera Estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX). Estos momentos representan la disputa entre los intereses de las petroleras transnacionales y sus países de origen y los intereses nacionales.

En la Carta Magna de 1917 se estableció que el dominio de la nación es inalienable e imprescriptible sobre los recursos naturales del subsuelo. Las Empresas Petroleras Transnacionales vulneraron la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos con diferentes subterfugios aparentemente legales debido al apoyo de sus países de origen, Estados Unidos, Holanda e Inglaterra. Con la nacionalización de la industria petrolera promulgada por el presidente Lázaro Cárdenas la Constitución dejó de ser letra muerta ya que se rescataron los recursos naturales para el desarrollo nacional.

En este capítulo, en general, se analizan dos etapas del desarrollo de la industria petrolera durante el periodo 1900-1982:

La primer etapa, 1900-1938, trata sobre el dominio de las principales Empresas Petroleras Transnacionales, entre las que se destacaron la estadounidense Standard Oil Company y la anglo-holandesa Royal Dutch-Shell, de la industria petrolera de México; de la forma particular y desfavorable para México en que estas empresas participaron en la producción de petróleo, ya que eran propietarias o arrendaban la tierra en donde se localizaba los yacimientos, a diferencia, de las concesiones las cuales se establecieron en la mayoría de los países petroleros; de la distribución de producción de petróleo, orientada fundamentalmente a la exportación especializándose México en exportador de materias primas; de la apropiación de los beneficios de la explotación de petróleo por parte de las transnacionales debido a que pagaban bajos impuestos y arrendamientos, así como de los

escasos beneficios que obtenía México; del desenvolvimiento de la industria petrolera, del ascenso de la producción de petróleo hasta convertir a México en el segundo productor de petróleo, después de Estados Unidos, en el ámbito internacional y la posterior caída de la producción de petróleo y sus causas, entre ellas la falta de inversión en exploración, la caída de los precios del petróleo y la orientación de la inversión de la petroleras transnacionales hacia otros países como Venezuela y Medio Oriente que tenían menores costos de producción, por lo que en los últimos años del periodo la presencia de las empresas petroleras transnacionales se convirtió en una traba para el desarrollo de la industria petrolera y de México..

La segunda etapa, 1938-1982, trata sobre las causas, entre ellas las presiones de las empresas petroleras transnacionales y su negativa a acatar las leyes, y la nacionalización de la industria petrolera en 1938 por el gobierno Lázaro Cárdenas, de cómo el Estado se encarga de la explotación petrolera, como parte de la creciente participación del Estado en la vida económica de México, impulsada por el gobierno del presidente Lázaro Cárdenas que mantuvo una política nacionalista; de la creación, consolidación e importante desarrollo (en la infraestructura productiva, producción y reservas de petróleo) de la Empresa Petrolera Estatal Petróleos Mexicanos y su importante papel en el crecimiento económico y social durante el periodo de sustitución de importaciones; de los cambios en la Constitución que prohibieron las concesiones y los contratos con el propósito de fortalecer a Pemex y de la transformación de la política energética del Gobierno Federal, a partir del shock petrolero de 1973, acorde con los intereses de seguridad energética de Estados Unidos. La presión de Estados Unidos y los grandes descubrimientos de petróleo en el sureste de México generaron las condiciones para un cambio en la estrategia petrolera: la producción de petróleo no se dirigió fundamentalmente a fortalecer el desarrollo nacional sino a la búsqueda de divisas mediante la exportación y a satisfacer los requerimientos de petróleo de Estados Unidos, formando parte de su seguridad energética; los ingresos de Pemex se orientaron a fortalecer las finanzas públicas en lugar de fortalecer a Pemex para atenuar o eliminar su endeudamiento y, por último, Pemex elevó su deuda externa, la deuda externa de Pemex contribuyó a elevar la deuda externa del Gobierno Federal lo que llevó a la crisis de la deuda de 1982.

3.1 *La primera incursión de las empresas transnacionales en la explotación petrolera, 1900-1938*

En los albores del siglo XX las Empresas Petroleras Transnacionales se expandieron hacia México. El gobierno de Porfirio Díaz mantuvo una política de puertas abiertas al capital extranjero. “Las fuerzas políticas que dominaban el poder se regían por variaciones locales del liberalismo económico más tradicional y antidemocrático” (Puyana, 2015, p. 156).

La industria petrolera mexicana nació dominada por las Empresas Petroleras Transnacionales. Durante su permanencia, de 1900 a 1938, el capital extranjero concentró entre el 97% y el 99% de la inversión total de la industria petrolera (Meyer, 1968). “Para 1917, las compañías petroleras extranjeras controlaban a través de arriendo o compra 2,151,025 hectáreas y casi todas ellas consistían en terrenos petrolíferos probados” (Meyer, s.f., p.7).

Las Empresas Petroleras Transnacionales que dominaron la industria petrolera en México fueron la estadounidense Standard Oil of New Jersey y la anglo-holandesa Royal Dutch-Shell. Además, participaron otras transnacionales estadounidenses: Standard Oil of Indiana, Standard Oil of New York, Gulf Oil Corporation, Texas Company e Island Oil and Transport Corporation.

La principal empresa petrolera estadounidense, la Standard Oil of New Jersey en 1914 inició su participación en la producción de petróleo en México, particularmente, mediante arrendamiento, en la Faja de Oro. Con el propósito de expandirse, en 1917 adquirió una pequeña firma, la Compañía Petrolera Transcontinental. La producción de sus pozos localizados en Pánuco y la Faja de Oro produjeron 136 mb/d, monto relativamente importante. Además, adquirió nuevos arrendamientos en el Istmo de Tehuantepec y en el norte de México. La Transcontinental se convirtió en una firma importante, en 1922 su inversión sumaba 32.5 millones de dólares. En 1928, debido al agotamiento de sus pozos, la Standard Oil of New Jersey abandonó México y se dirigió a Venezuela, país que se convirtió en el principal exportador de petróleo en el ámbito internacional (De la Borda, 2005).

La expansión de la demanda interna de petróleo fue un factor para el regreso a México de la Standard Oil of New Jersey. En 1932, esa empresa compró a la Standard Oil of Indiana las propiedades de Pan American Eastern, la cual había adquirido a la Huasteca Petroleum y otras propiedades de Doheny. Esta última empresa controlaba la cuarta parte del mercado nacional.

La Royal Dutch-Shell, asociación entre la holandesa Royal Dutch y la británica Shell Transport, fue otra de las empresas importantes que se expandieron en el ámbito internacional en la búsqueda de grandes reservas de petróleo. Esta empresa, en 1912, inició su participación en la explotación petrolera en México a través de la subsidiaria, la N.V. Petroleum Maatschappij La Corona (Compañía Petrolera La Corona, S.A.). La Corona adquirió 20 mil acres de tierra (8 mil 94 hectáreas) en los alrededores del río Panuco. Aún así, su producción no fue muy relevante (De la Borda, 2005).

En 1919, la Royal Dutch-Shell compró El Águila a Weetman D. Pearson, la cual contaba con 80 pozos en producción y 470 mil hectáreas, algunas arrendadas y otras en propiedad, en el Sur de Tuxpan y en Poza Rica, Veracruz (De la Borda, 2005). Diez años después, reestructuró sus empresas fusionando La Corona con El Águila. Esta última empresa, en 1934, se centró en la explotación del importante yacimiento de Poza Rica, convirtiéndose en la principal productora nacional.

Las dos empresas más importantes, la Standard Oil of New Jersey y la Royal Dutch-Shell controlaban y concentraban la producción de petróleo en México. Estas empresas tenían características oligopólicas.

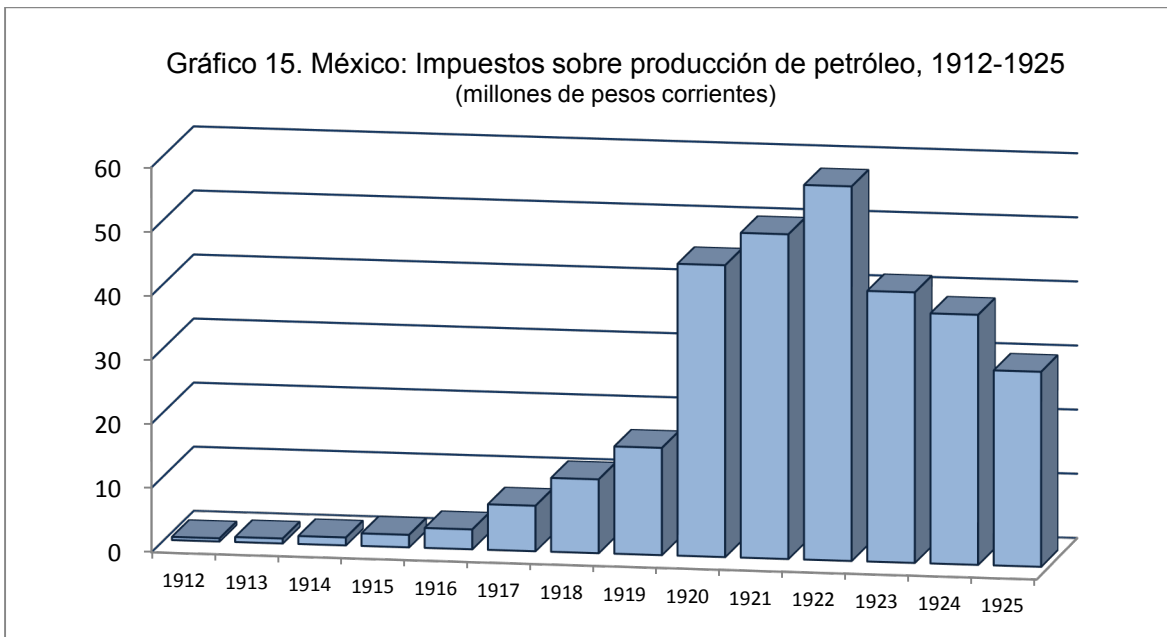
Las Empresas Petroleras Transnacionales eran dueñas de la producción de petróleo en México. Estas empresas arrendaban y eran propietarias de la tierra donde se localizaban los yacimientos. Además, se apropiaron de los beneficios de la explotación petrolera, ya que México lo único que recibía era el pago de impuestos y de los arrendamientos. De 1912 a 1925, los impuestos constituían 0.17 centavos por barril de petróleo, en promedio anual. En 1922, fueron de 0.32 centavos por barril, el nivel más alto de todo el periodo (Ver gráfico 15).

No obstante que las petroleras transnacionales pagaban bajos impuestos buscaban la forma de eludir esa responsabilidad. Por ejemplo, el Águila siempre perforó en terrenos particulares con el objeto de no pagar impuestos al gobierno, tomando en cuenta que obtuvo ganancias diez veces superiores a su inversión (Basurto, 1976).

En el caso de los arrendamientos, las empresas transnacionales pagaban sumas ofensivas, por ejemplo:

En México, concretamente, la acción de las compañías petroleras fue particularmente nefasta desde sus principios. Aprovechándose de la ignorancia de los propietarios de terrenos petrolíferos, que consideraban a las chapopoterías como una maldición, les arrancaron concesiones de explotación del subsuelo de sus propiedades mediante

cantidades irrisorias, a veces hasta de 100 pesos anuales. Al propietario del terreno en que brotó el pozo Cerro Azul, que produjo 89 millones de barriles, se le pagaron 200 mil pesos; el dueño de los terrenos de Juan Casiano, que produjo 75 millones de barriles, recibió la cantidad de mil pesos anuales; al propietario de un lote de Chinampa, del que se extrajeron 75 millones de barriles, se le entregó la cantidad de 150 pesos (Basurto,1976, p.18).



Fuente: Elaboración propia con base en De la Borda (2005).

Durante el periodo en el que dominaron las Empresas Petroleras Transnacionales se decretó la Constitución Política Mexicana. En el artículo 27 de la Constitución Política Mexicana se establece el dominio de la nación sobre el petróleo y que solo el Gobierno Federal podría otorgar concesiones para su explotación. De acuerdo con esto, las propiedades y arrendamientos de las tierras para la explotación petrolera de las petroleras transnacionales transgredía la Constitución. Estas empresas lograron mantener sus propiedades con el argumento de que la compra de las tierras y los arrendamientos fueron hechos antes de la promulgación de la Constitución.

Art. 27 de la Constitución Política Mexicana de 1917. Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los minerales o sustancias

que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y las salinas formadas directamente por las aguas marinas. Los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los fosfatos susceptibles de ser utilizados como fertilizantes; los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.

En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible, y sólo podrán hacerse concesiones por el Gobierno Federal a los particulares o sociedades civiles o comerciales constituidas conforme a las leyes mexicanas, con la condición de que se establezcan trabajos regulares para la explotación de los elementos de que se trata, y se cumplan con los requisitos que prevengan las leyes (Secretaría de Gobernación, 1917).

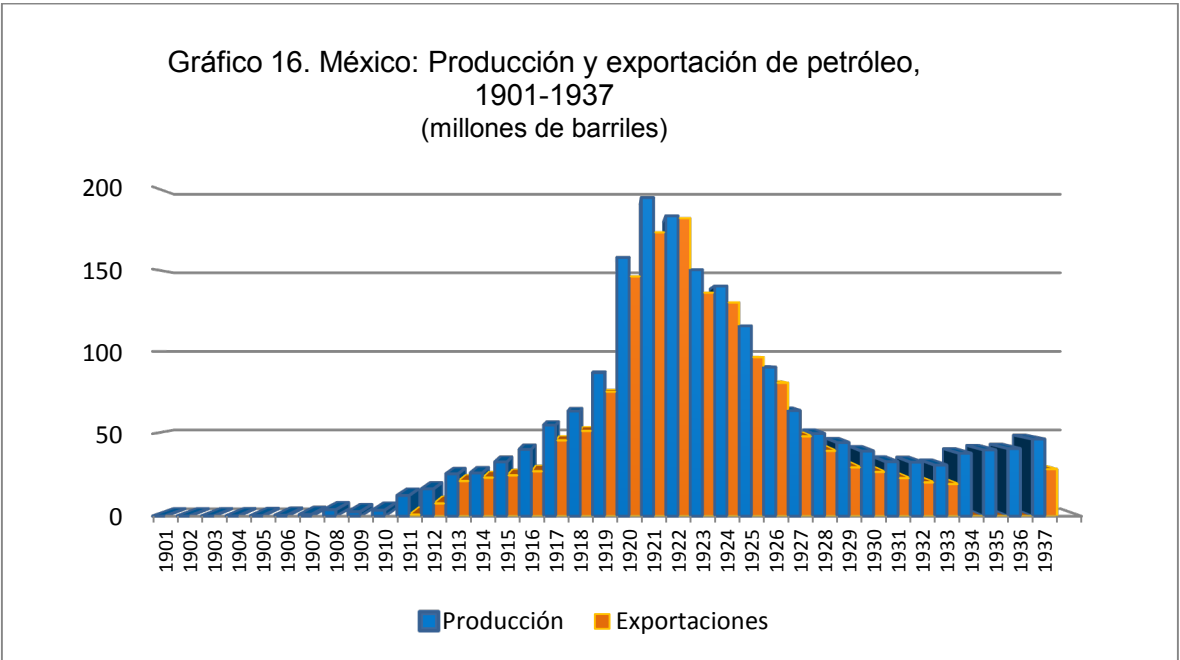
El presidente Plutarco Elías Calles, en 1925, con fundamento en el artículo 27 constitucional estableció una ley petrolera que consistía en que el gobierno era el único que podría dar o ratificar concesiones sobre la tierra para la explotación petrolera y estas concesiones tendrían una vigencia de cincuenta años. Sin embargo, en 1928, frente a la presión de las petroleras transnacionales el gobierno firmó el acuerdo Calles- Morrow en el que se garantizaba el respeto de las propiedades de las empresas petroleras extranjeras.

La industria petrolera tuvo un importante periodo de expansión, aunque no muy largo. México se convirtió en uno de los principales productores de petróleo en el ámbito internacional. Sin embargo, de 1922 a 1933 la producción petrolera presentó una importante caída (Ver gráfico 16). En 1924 aportaba casi 14% de la producción mundial, para 1930 esa proporción se redujo a 3% (De la Borda, 2005). La producción petrolera se dirigió fundamentalmente al mercado externo. Durante el periodo, de 1913 a 1937, las exportaciones de petróleo representaron el 79.5% de la producción, en promedio anual. En los últimos años, esa proporción fue menor (Ver gráfico 17). Tomando en cuenta los escasos beneficios proporcionados a México por la explotación petrolera de las petroleras

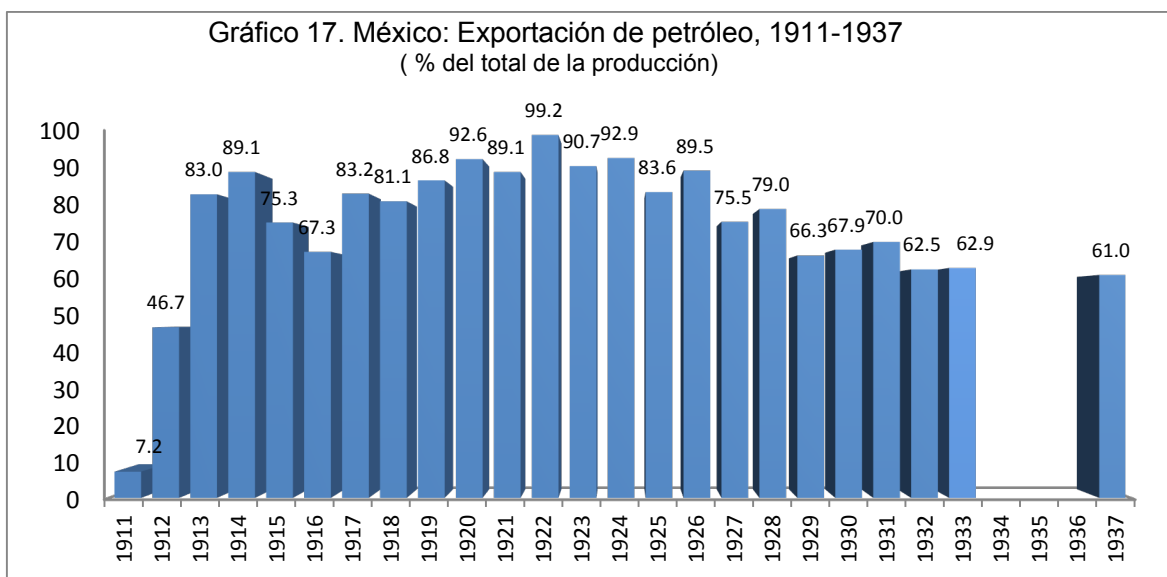
transnacionales, el aumento de la producción y, sobre todo, de las exportaciones de petróleo significó una exacción de recursos naturales no renovables que benefició a los países consumidores de petróleo.

Entre las causas de la caída de la producción se encontraron el agotamiento de los yacimientos de la Faja de Oro, la falta de exploración de otros nuevos y la caída de los precios del petróleo. Frente a esto, las petroleras transnacionales buscaron nuevas reservas de petróleo en Venezuela y Medio Oriente, las cuales tenían menores costos de producción.

Aun así, las petroleras transnacionales seguían explotando los pobres pozos de la región de Pánuco. Cuando el Águila desarrolló los pozos de Poza Rica se elevó un poco la producción de petróleo (Ver gráfico 16).



Fuente: Elaboración propia con base en Estadísticas Históricas, INEGI (2009) y De la Borda (2005).



Fuente: Elaboración propia con base en De la Borda (2005).

Cabe mencionar, que antes de nacionalización de la industria petrolera, en 1926, el Estado inició su participación de manera incipiente por medio del Control de Administración del Petróleo Nacional (CAPN). Posteriormente, en 1933, se fundó la compañía de capital mixto (6.27% de capital privado) Petróleos de México, S.A. (PETROMEX), la cual sustituyó a CAPN. Petromex “tenía como objetivos principales regular el mercado interno de petróleo y refinados; asegurar el abastecimiento interno (especialmente para las necesidades del gobierno y los ferrocarriles) y capacitar personal mexicano” (Celis, 1988, p. 211). Esta empresa no logró desarrollarse debido fundamentalmente a la falta de inversión.

3.2 Nacionalización de la Industria Petrolera

Durante el gobierno de Cárdenas, “entre 1935 y 1938, se llevaron a cabo una serie de reformas que vinieron a modificar sustancialmente la estructura económica del país, la cual, hasta ese momento, había mantenido las características heredadas del porfiriato” (Meyer, 1981, s.p.). La política gubernamental se centró en poner bajo control nacional sectores estratégicos de la economía mexicana tales como los ferrocarriles, el petróleo, la minería, la industria eléctrica, etc. En el Plan Sexenal se expresaba el propósito de lograr el predominio de los intereses nacionales sobre los extranjeros.

En 1936, el gobierno de Cárdenas promulgó la ley de expropiación, basada en el artículo 27 constitucional, que consistía en la posibilidad de expropiar cualquier propiedad por causa de utilidad pública, especificando que sería pagada con base en su valor fiscal en un plazo máximo de diez años.

Como parte de su política, Cárdenas, en 1937, fundó la Administración General del Petróleo Nacional (AGPN), la cual tuvo los mismos objetivos y adquirió los activos de Petromex. La AGPN, posteriormente, se hizo cargo provisionalmente de los bienes expropiados a las petroleras extranjeras (De la Borda, 2005).

En ese mismo año estalló la huelga del Sindicato de Trabajadores Petroleros en demanda de aumento en los salarios y prestaciones. El gobierno declaró “existente” la huelga. La huelga no duró mucho, ésta fue levantada cuando la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje, a petición de la CTM, declaró el conflicto como económico. El gobierno nombró una junta de expertos para evaluar la situación financiera de las empresas con el propósito de saber si estaban en condiciones de satisfacer las demandas de los trabajadores.

El resultado de la junta fue el siguiente:

a) las compañías investigadas eran parte de grandes consorcios extranjeros cuyos intereses no eran comunes a los de México y, en ocasiones, se encontraban en franca oposición; b) con objeto de llevar adelante sus propósitos, las empresas petroleras habían intervenido en numerosas ocasiones en la política interna del país; c) la baja en la producción se debía a un agotamiento de los depósitos en explotación, pero también cabía la posibilidad de que fuera resultado de una política expresa de las compañías. Se hacía necesario volver a animar la actividad de exploración y perforación, pues muchos de los pozos en explotación estaban a punto de agotarse; d) la importancia del consumo interno de combustible había ido en aumento; e) en el momento de realizar la investigación, El Águila era la empresa más importante, su producción representaba el 59.2% del total; f) el examen del estado financiero de las empresas revelaba la existencia de una serie de anomalías tales como el registro de un precio de venta más bajo que el prevaleciente en el mercado mundial, el hacer aparecer las compras a las subsidiarias con precios superiores a los normales o el inflar las nóminas de salarios, y g) por lo que hacía al estado financiero de las empresas, el comité de expertos encontró que entre los años de 1934 a 1936 las utilidades habían sido, en relación con el capital social, del orden del 34.3%, y en relación al capital invertido no amortizado, del 16.8%. Se hacía notar que en los Estados Unidos la tasa de utilidad era entonces del 2% (Meyer, 1981, s.p.).

El 18 de diciembre de 1937, la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje presentó su fallo que consistió en un aumento salarial de 26,332,756 pesos anuales y limitó a 1,100 el número total de empleados de confianza. Posteriormente, esto fue ratificado por la Suprema Corte de Justicia.

Las Empresas Petroleras Transnacionales presionaron al gobierno de Cárdenas mediante el retiro de sus depósitos bancarios y la suspensión intermitente de la venta de combustible. Además, mantuvieron una constante negativa a acatar el laudo de la Suprema Corte de Justicia.

Frente a esto el presidente Cárdenas, el 18 de marzo de 1938, anunció su decisión de expropiar la industria petrolera.

El Presidente señaló en su mensaje, que las empresas petroleras habían rechazado un arreglo con la garantía de que el aumento no excediera a los 26 millones de pesos señalados, y en cambio había estado llevando a cabo una sorda campaña contra el interés económico del país. Su intervención en la vida política había sido constante, y el saldo de su obra social era claramente negativo. El gobierno no podía permitir que el conflicto privara de combustible al país; si el Estado perdía el control de la vida económica de la nación, corría el riesgo de perder también el control político (Meyer, 1981, s.p.).

Para el pago de la indemnización el gobierno de Cárdenas solo tomó en cuenta los bienes de las empresas petroleras, considerando que el petróleo localizado en el subsuelo era propiedad de la nación. Sin embargo, las empresas reclamaron la propiedad del petróleo del subsuelo. La indemnización que solicitaron fue de 257 millones de dólares, incluyendo el petróleo del subsuelo. Posteriormente, la suma acordada fue de 81 millones de dólares para pagarse en un plazo de quince años (Meyer, 1991).

Después de la nacionalización la situación se tornó difícil para México, por un lado, las dificultades con el gobierno de Estados Unidos y, por otro, los problemas con las grandes corporaciones transnacionales que controlaban más del 90% de la producción y del mercado mundial de petróleo, los medios de transporte, la producción de equipo y la tecnología (Meyer, 1981), por lo que estas empresas tenían la capacidad de afectar el desarrollo de la industria petrolera de México.

3.3 El Estado se encarga de la explotación petrolera, 1938-1982

3.3.1 Los primeros años de Pemex

El 7 de junio de 1938 se fundó la empresa petrolera estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX). Cuando Pemex tomó el control de la industria petrolera había cuatro zonas petroleras: la región Pánuco-Ébano (San Luis Potosí y Veracruz), la Faja de Oro (Tamaulipas y Veracruz), la región del Istmo y Poza Rica. Excepto Poza Rica, en las otras regiones las reservas se agotaron, incluso en la importante zona que comprendía la Faja de Oro. En ese momento era conveniente desarrollar la explotación petrolera en Poza Rica y ampliar la exploración en otras regiones, con nuevas inversiones.

Si bien, las empresas petroleras transnacionales que fueron expropiadas impusieron un bloqueo económico, apoyadas por los gobiernos de Estados Unidos y Gran Bretaña, tanto de las exportaciones de petróleo como de insumos para la industria, éste no afectó el desarrollo de la industria, debido a que se encontró mercado para el petróleo. Durante la Segunda Guerra Mundial, México se alió a Estados Unidos e Inglaterra, por lo que el mercado norteamericano se abrió nuevamente al petróleo mexicano.

El 27 de diciembre de 1939, el presidente Lázaro Cárdenas decretó la adición del párrafo sexto del artículo 27 constitucional, en el que se prohíben las concesiones petroleras, que a la letra dice:

Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno, sólidos, líquidos o gaseosos, *no se expedirán concesiones* y la Ley Reglamentaria respectiva determinará la forma en que la Nación llevará a cabo las explotaciones de esos productos (Diario Oficial, 1940, p. 2).

El presidente Lázaro Cárdenas elevó a rango constitucional la prohibición de las concesiones petroleras. Este paso fue muy importante para el ulterior desarrollo nacional de la industria petrolera ya que prohibió la participación de las Empresa Petroleras Transnacionales

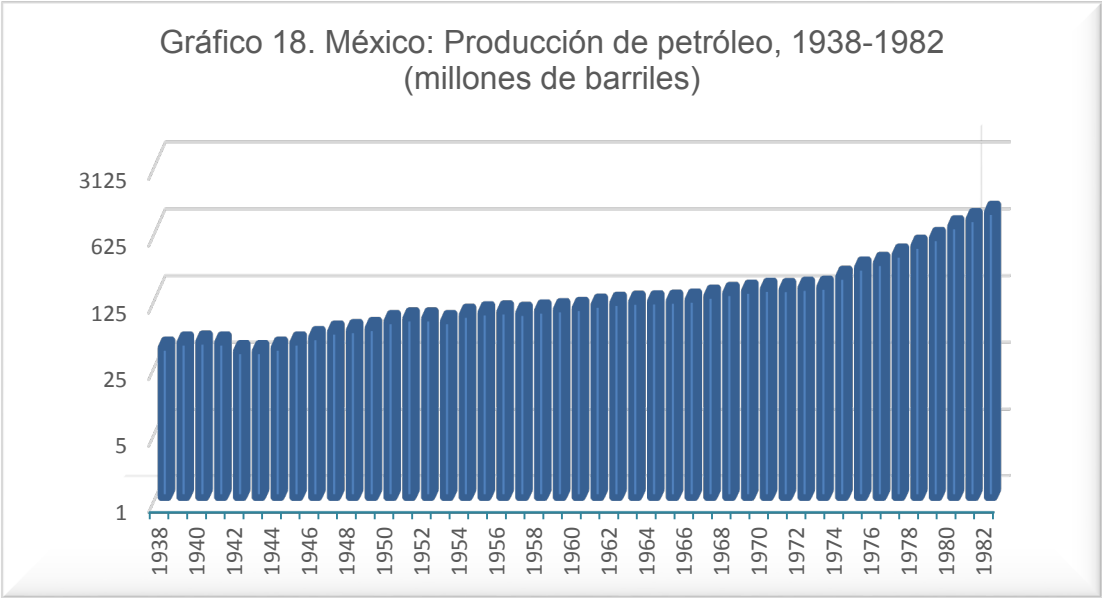
Pemex, en un principio, tuvo dificultades para sostener la producción de petróleo al nivel de 1937. A partir de 1938 hubo un descenso en la producción que se mantuvo más o menos estable hasta 1946, año en que se logró superar la producción de 1937 (Ver gráfico 18). De 1938 a 1941, las exportaciones de petróleo y derivados se redujeron, aunque representaron en promedio el 45% del total de las ventas de Pemex (Ver gráfico 19). Lo

que significa que se pudo cubrir satisfactoriamente la demanda interna. A partir de 1942 se presentó un fuerte aumento de la demanda interna de productos refinados. En cambio, las exportaciones de petróleo y derivados redujeron su participación (Ver gráfico 19).

Pemex presentó problemas financieros, necesitaba recursos para avanzar en la exploración, explotación y refinación del petróleo. En 1944, la demanda interna de productos petrolíferos superó la oferta. Durante los primeros diez años, Pemex canalizó mayores recursos al pago de impuestos que a la inversión bruta fija (Ver gráfico 20). Esta política no estuvo acorde con las necesidades de Pemex, aunque posteriormente se revirtió.

Debido a la escasa inversión, de 1938 a 1948, se perforaron relativamente pocos pozos, se concluyeron 30 pozos de desarrollo, en promedio anual, de éstos el 67% eran productivos (Ver gráficos 21 y 22). Esta última cifra nos da cuenta del potencial petrolero del país, aunque este potencial ulteriormente se evidenciará con mayor fuerza.

En esos años, la situación de la industria petrolera no varió mucho. En 1938, tenía 1,053 pozos en explotación y 1,276 millones de barriles de reservas totales de hidrocarburos. Diez años después, contaba con 1,198 pozos en explotación y 1,367 millones de barriles de reservas totales de hidrocarburos (Ver gráficos 23 y 24).



Fuente: Elaboración propia con base en Estadísticas Históricas, INEGI (2009).

La industria petrolera no avanzó mucho por circunstancias justificables, es difícil poner en marcha una industria de esas dimensiones con los pobres recursos disponibles en ese momento. Al contrario, fue notable el esfuerzo de los trabajadores petroleros para no dejar caer la industria.

Por otro lado, Pemex, como empresa estatal, mantuvo también una política de precios bajos en el mercado interno, transfiriendo recursos al consumidor y a las empresas.

En su primer decenio de operaciones, y mientras el índice del costo de la vida se duplicó por la inflación –aumentó en 205%–, el precio de la gasolina apenas aumentó 53.3%, el del diésel 136% y el del petróleo diáfano incluso bajó en términos absolutos (Meyer, 1990, s.p.).

3.3.2 Pemex durante el periodo de sustitución de importaciones

Durante el periodo de industrialización por sustitución de importaciones la industria petrolera jugó un papel importante. La industria petrolera contribuyó al elevado crecimiento económico. De 1940 a 1954 el PIB creció a una tasa media anual de 6% en términos reales. Durante el llamado “Milagro Mexicano”, de 1958 a 1970, el PIB creció a una tasa media anual de 6.8% en términos reales (Tello, 2011).

En 1946, cambió la organización de Pemex con el propósito de avanzar en la integración vertical. Los principales funcionarios eran el Director General y tres subdirectores. Como expresión de la integración vertical, el Subdirector Técnico de Producción se encargaba de la exploración, explotación y refinación. El Subdirector Técnico Administrativo, de los empleados y trabajadores; y el Subdirector Técnico Comercial, de las ventas internas y la exportación. Sin embargo, el Director General tenía bajo su responsabilidad los departamentos de coordinación técnica e ingeniería, finanzas y los de las zonas de explotación del norte (campos de Tampico, Faja de Oro y Poza Rica) y los del sur (campos del Istmo de Tehuantepec). Todos los directivos eran nombrados directamente por el presidente de México (Powell, 1956, p. 42-43 citado por De la Borda, 2006, p.89). El presidente mantenía el control directo de Pemex, por lo que el desenvolvimiento de Pemex estaba en función de la política energética del gobierno.

Ahora bien, a partir de 1946 hasta 1973 se presentó un ascenso continuo pero moderado en la producción de petróleo (Ver gráfico 18). Durante ese periodo la extracción de crudo se centró en los campos tradicionales de las Zonas de Poza Rica, la Nueva Faja de Oro y Pánuco-Ébano. Además, hubo un importante descenso de las exportaciones de petróleo (Ver gráfico 19). Derivado de la expansión económica se presentó un significativo

aumento de la demanda interna de productos refinados (Ver gráfico 19). Como parte de la estrategia petrolera, Pemex se dirigió fundamentalmente al mercado interno.

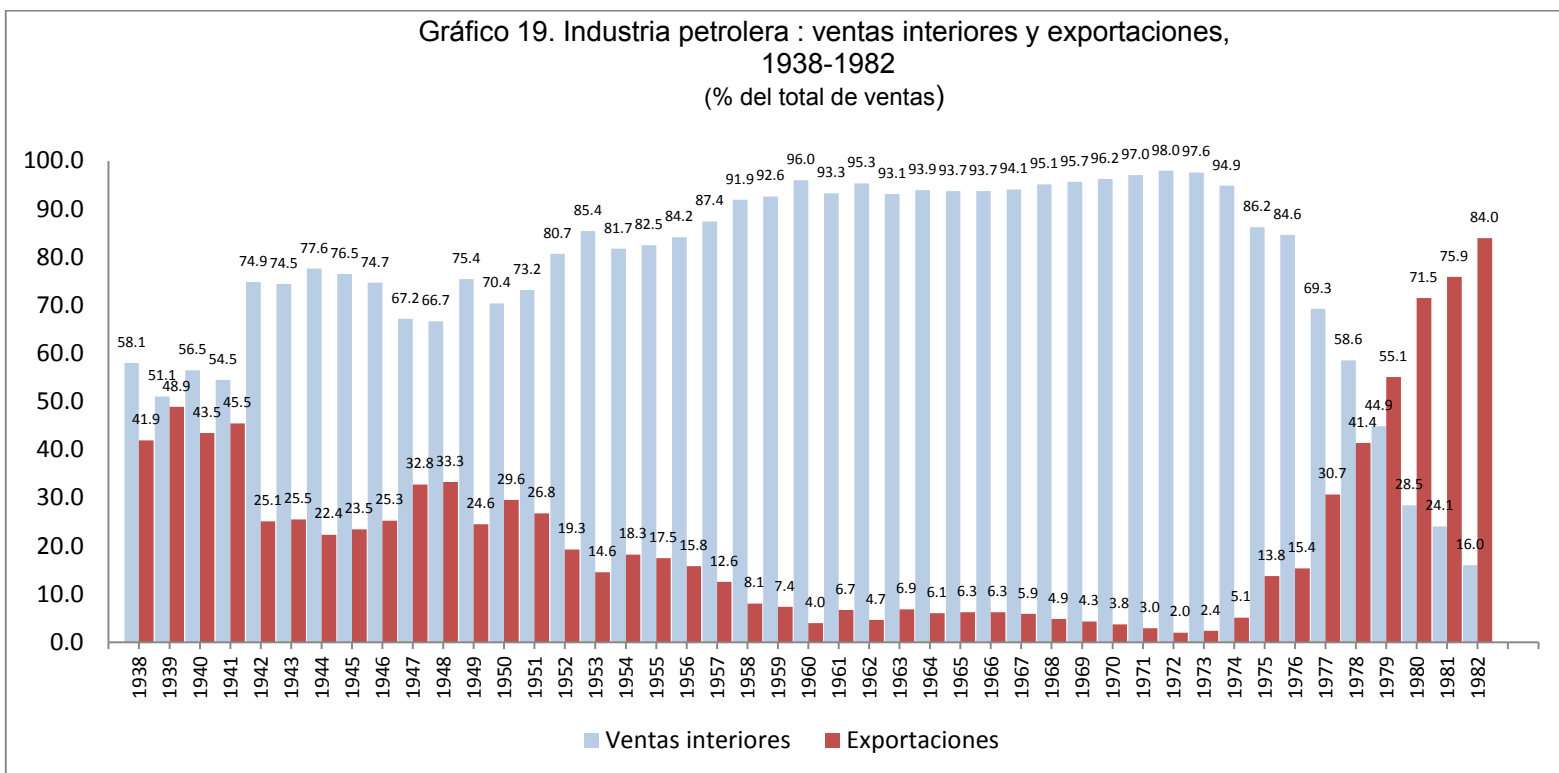
Frente a las crecientes necesidades del mercado interno, de 1953 a 1973 Pemex canalizó mayores recursos a la inversión bruta fija que al pago de impuestos (Ver gráfico 20). El gobierno mantuvo una política de fortalecimiento de la industria petrolera nacional.

Como parte de esa política, durante la presidencia de Adolfo López Mateos, el 6 de enero de 1960, se reformó el párrafo sexto del artículo 27 constitucional, prohibiendo los contratos para la explotación petrolera, que a la letra dice:

Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólido, líquidos o gaseosos, *no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que se hayan otorgado* y la nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva (Diario Oficial, 1960, p. 2).

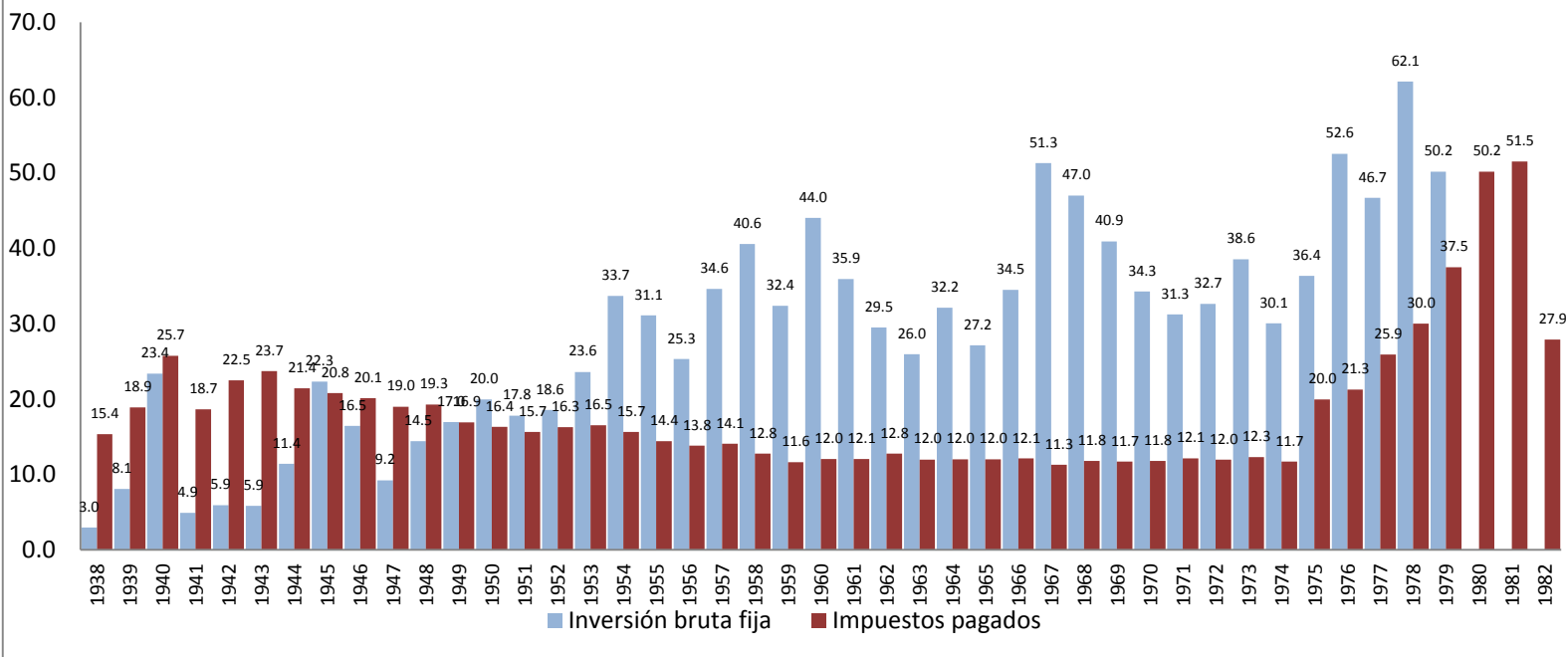
En consecuencia, se reafirma el control estatal sobre el desarrollo de la industria petrolera.

Gráfico 19. Industria petrolera : ventas interiores y exportaciones, 1938-1982 (% del total de ventas)



Fuente: Elaboración propia con base en Estadísticas Históricas de México, INEGI (2009).

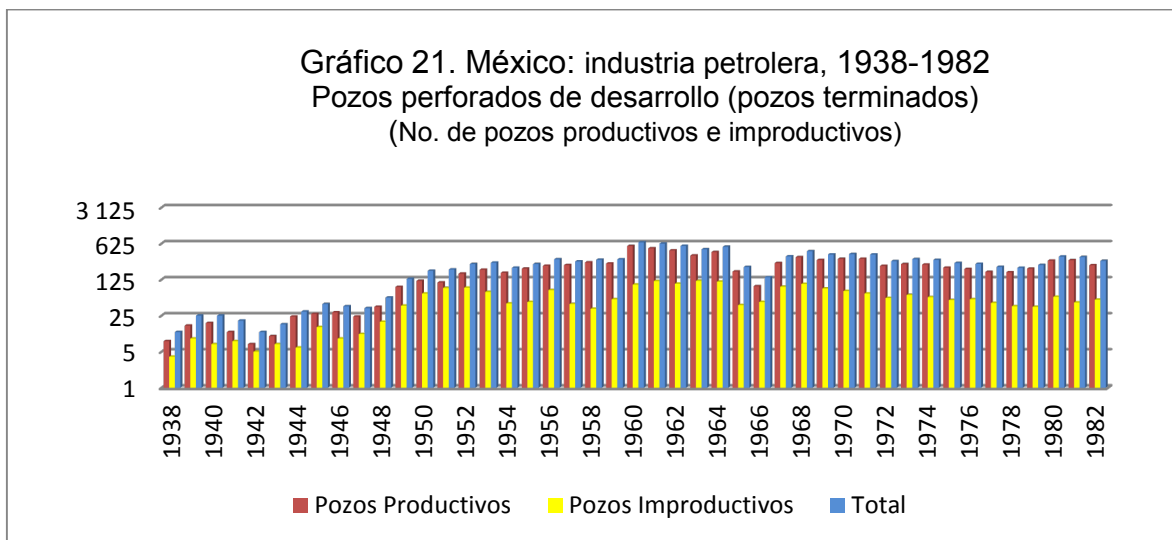
Gráfico 20. México: Inversión bruta fija e impuestos pagados de la industria petrolera, 1938-1982 (% del total de ventas)



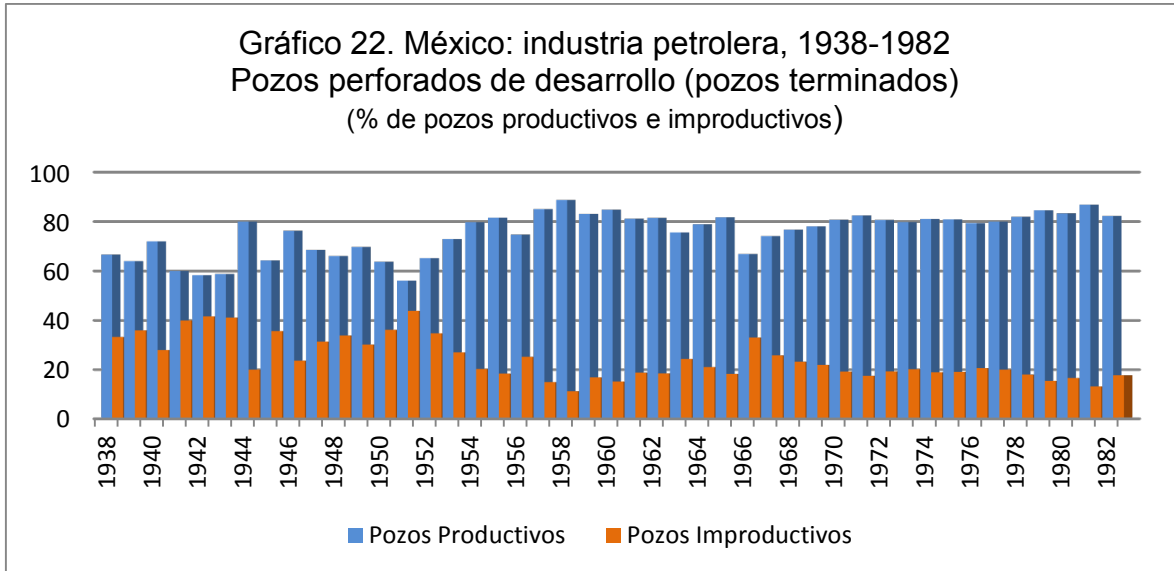
Fuente: Elaboración propia con base en Estadísticas Históricas de México, INEGI (2009).

Además, como producto del incremento de la inversión, de 1949 a 1960, hubo un ascenso importante en la perforación de pozos. Aunque, a partir de 1960 tiende a la baja. De 1949 a 1973 el total de pozos concluidos fueron 8,464. De estos pozos el 77%, promedio anual, eran productivos, lo que evidencia el potencial petrolero de México (Ver gráficos 21 y 22).

Gráfico 21. México: industria petrolera, 1938-1982
Pozos perforados de desarrollo (pozos terminados)
(No. de pozos productivos e improductivos)

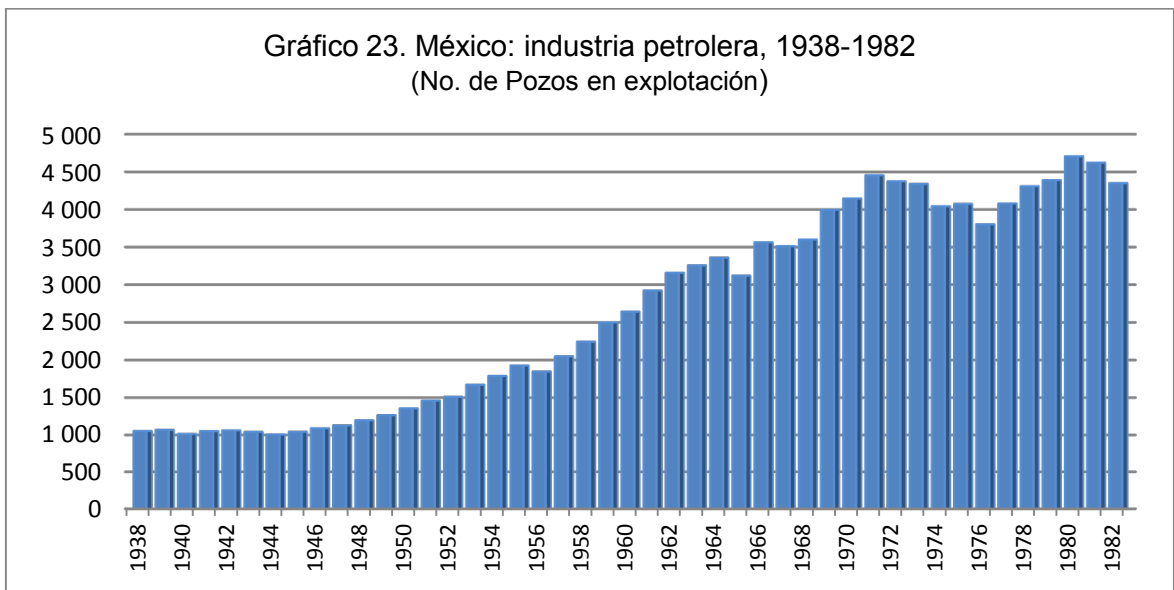


Fuente: Elaboración propia con base en Estadísticas Históricas de México, INEGI (2009).



Fuente: Elaboración propia con base en Estadísticas Históricas de México, INEGI (2009).

En ese periodo hay un marcado desarrollo de Pemex. En 1949, tenía 1,267 pozos en explotación y 1,650 millones de barriles de reservas totales de hidrocarburos. En 1973, contaba con 4,339 pozos en explotación y 5,432 millones de barriles de reservas totales de hidrocarburos, aunque posteriormente las reservas presentaron un mayor crecimiento (Ver gráficos 23 y 24).



Fuente: Elaboración propia con base en Estadísticas Históricas de México, INEGI (2009).

Además, como parte del desarrollo de la industria petrolera nacional, en 1965, el gobierno crea el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) como centro público de investigación

tecnológica para la industria petrolera. El propósito era la de desarrollar tecnología para la industria petrolera, que fue uno de los puntos más vulnerables de su desarrollo.

3.3.3 *“Boom petrolero,” 1974-1982*

La crisis petrolera de 1973 cambió el escenario petrolero internacional. Frente al poder de los países productores de petróleo organizados en la OPEP y la debilidad del dominio de las “Siete Hermanas,” los países consumidores se dieron cuenta de su inestabilidad energética. Para Estados Unidos, al igual que los demás países consumidores, era fundamental fortalecer su seguridad energética. En consecuencia, los países consumidores se orientaron a la búsqueda de reservas de petróleo fuera de la OPEP y a la importación de petróleo de países bajo su esfera de influencia.

Para el gobierno norteamericano – al igual que los de las otras naciones consumidoras- la seguridad en los abastecimientos de hidrocarburos se convertiría en una cuestión de seguridad nacional. El petróleo adquiriría el rango de recurso estratégico y la necesidad de garantizar el suministro constituiría una prioridad en su política energética. Bajo el imperativo de lograr seguridad en materia de energía, sobre todo ante la posibilidad de interrupciones bruscas de los suministros petroleros, el gobierno norteamericano diseñó políticas y elaboró estrategias diversas para cumplir este propósito. De esta manera, los países productores no pertenecientes a la OPEP cobraron una mayor importancia y se convirtieron en fuentes inmediatas para la diversificación de los abastecimientos (Morales, Escalante y Vargas, 1988, p. 57).

Las nuevas condiciones internacionales, la presión de Estados Unidos y los grandes descubrimientos de petróleo en el sureste de México generaron las condiciones para un cambio en la estrategia petrolera del gobierno de Luis Echeverría Álvarez, orientada a la exportación.

El gobierno de Luis Echeverría al principio no definió con claridad su posición debido a los efectos en la relación con Estados Unidos. Después, a fines de 1976, se define por elevar las exportaciones petroleras. Morales (1988) apunta que, desde entonces se gestaría un cambio importante en la orientación de la industria petrolera, fortalecido posteriormente.

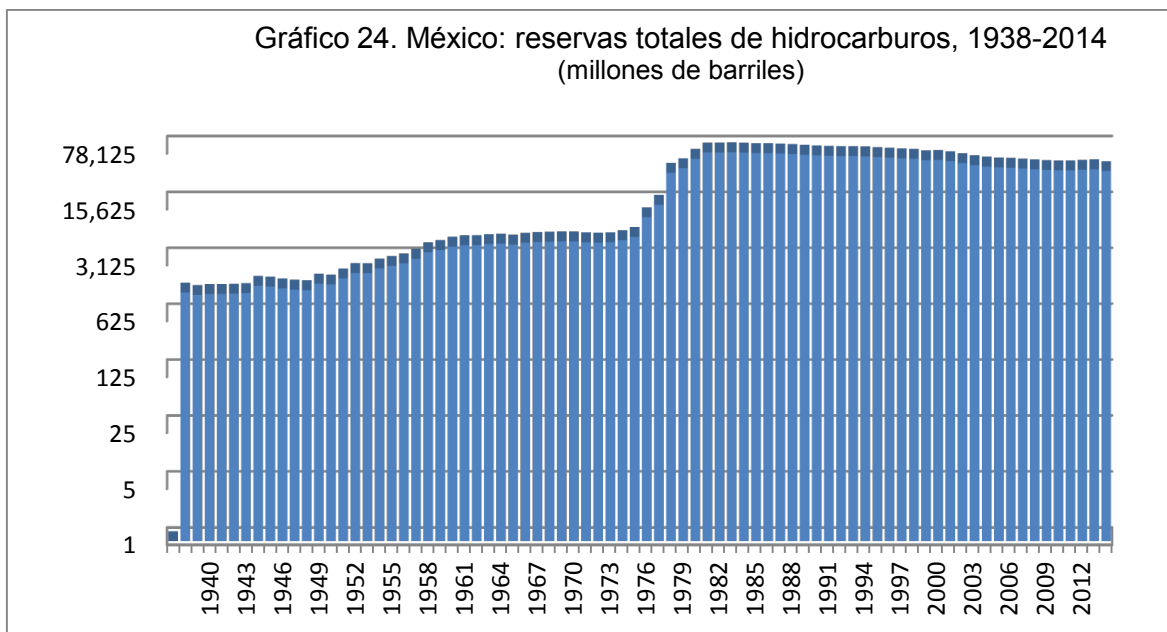
En diferentes momentos hubo conflicto entre los directivos de Pemex, junto con un grupo de ingenieros petroleros, y el gobierno. Los directivos de Pemex mantuvieron la

posición de dirigir la industria para el desarrollo nacional de acuerdo con los principios nacionalistas del presidente Lázaro Cárdenas. Trataron de frenar, basados en el poder de sus conocimientos técnicos, la orientación de la industria petrolera como fuente de obtención de divisas. Su posición se fundamentaba en lo siguiente: se comprometería la independencia de la empresa del Estado, la explotación petrolera no se adecuaría al desarrollo racional de los yacimientos, basado en cuestiones técnicas, y no se mantendría la capacidad de autoabastecimiento a largo plazo. Por lo que no estaban de acuerdo con el presidente de hacer exportaciones masivas.

En 1974, se inicia una importante expansión de la producción petrolera (Ver gráfico 18). Durante este periodo la región del Sureste de México se convirtió en la principal zona petrolera. En 1974 participaba con el 62.8% de la producción total de petróleo y en 1982 con el 93.4%. De 1974 a 1979 la producción del Sureste se concentró en Villahermosa, en 1974 participaba con el 47.6% de la producción y en 1979 con el 83.9%. Para 1982 la mayor producción de petróleo fue en la Sonda de Campeche con una participación del 63%, en cambio Villahermosa participó con el 32.5%. La importancia de Sonda de Campeche se debió a los grandes yacimientos de petróleo encontrados como Cantarell, segundo yacimiento gigante más importante en el ámbito internacional, el cual inició operaciones en 1979. La región Centro en 1974 participó con el 24.8% de la producción nacional de petróleo y en 1982 con el 4.7%. Por su parte, la región Norte en 1974 participó con el 12.4% de la producción total de petróleo y en 1982 con el 1.9% (Pemex, 1988). Sin embargo, la mayor parte de la producción de crudo se exportó, como veremos más adelante, significando una exacción importante de recursos no renovables. Adquiriendo, nuevamente, México el carácter de exportador de materias primas.

La producción de petróleo fue impulsada por las elevadas inversiones en capital fijo. Durante el periodo, éstas casi se multiplican por diez (Ver gráfico 20).

En el periodo el desarrollo de Pemex se mantiene estable. En 1974 tenía 4,043 pozos en explotación y en 1982 contaba con 4,350. Aunque, en 1980 alcanzó la cifra de 4,706, la más alta en todo el periodo. Lo que sí creció de manera inconcebible fueron las reservas totales de hidrocarburos (Ver gráfico 24). Esto se explica y es el resultado del desarrollo acumulado de la infraestructura de la industria petrolera y de los grandes descubrimientos de petróleo en el Sureste de México.



Fuente: Elaboración propia con base en Estadísticas Históricas, INEGI (2014).

Las inversiones fueron financiadas a través de deuda externa. “De 1977 a 1979 los ingresos por financiamiento pasaron aproximadamente de 1,228 millones de dólares a 3,280 millones; estas sumas representaron 26.2% y 32.3% de los ingresos totales de la empresa. De las cantidades indicadas, más de 80% fue captado por mercados de capitales. (...) Al término de este periodo el saldo total de la deuda casi triplicó al de 1976, adeudando Pemex cerca de 9,900 millones de dólares por todo concepto a fines de 1979”, (Wionczeck, Guzmán y Gutiérrez, 1988, s.p.) representando el 33.3% de la deuda del sector público (Nacional Financiera, 1986).

Posteriormente, “de 1980 a 1982 los ingresos por financiamiento representaron 28.3%, 46.1% y 35.4% de los ingresos totales de Pemex, alcanzando un monto acumulado del orden de 36,500 millones de dólares, esto es 5.4 veces más que en la primera mitad de la administración del sexenio, 1977-1982. (...) Los saldos de la deuda de Pemex crecieron rápidamente hasta alcanzar un monto equivalente a 25,200 millones de dólares al 31 de diciembre de 1982. En ese año, el sistema financiero internacional era acreedor de 80% de dicha deuda (...)” (Wionczeck, Guzmán y Gutiérrez, 1988, s.p.). El saldo de la deuda de Pemex de 1982 fue del 42.8% del saldo de la elevada deuda total del sector público. En comparación, en 1974 el saldo de la deuda de Pemex representó el 9.3% del saldo de la deuda del sector público. De 1974 a 1982 el saldo de la deuda del sector público tuvo un crecimiento de 25.9%, promedio anual. (Nacional Financiera, 1986). Pemex contribuyó de manera importante a fortalecer la grave dependencia del gobierno de las Organizaciones

Financieras Internacionales, las cuales marcaron, a partir de la crisis de la deuda de 1982, la política económica del gobierno.

En este periodo los recursos captados por el gobierno de la industria petrolera aumentaron. En 1974 los impuestos pagados por Pemex fueron el 11.7% del total del ingreso bruto y en 1981 representaron el 51.5% (Ver gráfico 20). El gobierno inicia y consolida la política de exacción de los recursos petroleros. Esa política fue la clave para el desmantelamiento posterior de Pemex.

Lo anterior aunado a las elevadas exportaciones de petróleo, es por lo que se le dio en llamar una economía petrolizada (Ver gráfico 19). La expansión de las exportaciones de petróleo fue impulsada por el aumento de los precios de petróleo y de la demanda de los países consumidores de petróleo miembros de la OCDE, derivada de la contracción de las exportaciones de petróleo de la OPEP (primer y segundo shock petrolero internacional). Las exportaciones de petróleo de México se dirigieron fundamentalmente a los Estados Unidos. México apoyó en los hechos a Estados Unidos en los primeros conflictos con la OPEP. El petróleo de México, desde entonces, ha formado parte de la seguridad energética de Estados Unidos.

En suma, Pemex cambió su orientación en varios sentidos: la producción de petróleo no se dirigió a fortalecer el desarrollo nacional sino a la búsqueda de divisas mediante la exportación y a satisfacer los requerimientos de petróleo de Estados Unidos, formando parte de su seguridad energética; los ingresos de Pemex se orientaron a solventar las finanzas públicas en lugar de invertirlos en Pemex para atenuar o eliminar su endeudamiento y, por último, Pemex elevó su deuda externa contribuyendo a elevar la deuda del sector público, fortaleciendo así la dependencia con los Organismos Financieros Internacionales, siendo un factor importante de la crisis de la deuda de 1982.

Conclusiones

Durante el periodo, 1900-1937, la industria petrolera mexicana estuvo dominada por las Empresas Petroleras Transnacionales más importantes en el ámbito internacional, la anglo-holandesa Royal Dutch-Shell y la estadounidense Standard Oil of New Jersey.

Las Empresas Petroleras Transnacionales extrajeron importantes recursos petroleros de nuestro país en beneficio propio, elevadas ganancias, y de sus países de origen, la mayor parte de la producción de crudo se exportaba. Nuestro país se vió afectado considerando que el petróleo es un recurso natural no renovable o finito. La contribución de estas empresas al país fue insignificante debido a los escasos impuestos pagados. A eso

se le agrega que en los hechos su aportación al desarrollo de México fue limitado y en los últimos años de su participación se convirtieron en una traba al reducir sus actividades de exploración de petróleo.

La Empresa Petrolera Estatal Pemex después de algunas dificultades logró un importante desarrollo de la industria petrolera. Durante el periodo de industrialización por sustitución de importaciones, la industria petrolera contribuyó al elevado crecimiento económico. Pemex dirigió su creciente producción de petróleo a satisfacer las cada vez mayores necesidades del mercado interno. Además, los diferentes gobiernos mantuvieron una política de fortalecimiento de la industria petrolera nacional: canalizaron mayores recursos a la inversión que al pago de impuestos, la inversión se dirigió, en gran parte, a elevar la cantidad de pozos en explotación, las reservas y la producción de hidrocarburos; se creó el IMP con el propósito de desarrollar tecnología para la industria petrolera y, lo que es más importante, se elevó a rango constitucional la prohibición de las concesiones y contratos para la explotación petrolera.

En el periodo, 1974-1982, la política petrolera de los diferentes gobiernos tomó un giro. La industria petrolera no se centró en fortalecer el desarrollo nacional, sino en obtener divisas por la exportación de crudo, las cuales se dirigieron, en gran parte, a las arcas del gobierno. Los gastos e inversión de Pemex se financiaron, en gran medida, con deuda externa generando una grave dependencia de las Organizaciones Financieras Internacionales. Estas organizaciones posteriormente van a marcar la política económica, neoliberal, privatizadora y de ajuste estructural, de los diferentes gobiernos. En el capítulo siguiente se analizará, como parte del proceso de privatización, el proceso de participación de las Empresas Petroleras Transnacionales en la industria petrolera mexicana.

Capítulo 4

El proceso de participación de las empresas transnacionales en la exploración y extracción de petróleo en México (primera y segunda etapas, 1980-2011)

Introducción

La crisis de finales de los años sesenta fue importante porque puso fin a los veinte años de expansión económica del capitalismo, durante veinte años en los países desarrollados se conjugaron ambos incrementos, el de la productividad –tasas de ganancia relativamente elevadas- y el de los salarios reales. La crisis de los países desarrollados se presentó por la baja de la tasa media de ganancia, por lo cual los Estados de las principales potencias capitalistas, Estados Unidos y los países de Europa Occidental, y la fracción hegemónica del capital, el capital monopolista-financiero, delinearon una estrategia económica y política para elevar la tasa media de ganancia y superar la crisis (Guillén, 2015). Dicha estrategia económica se sustentó en la teoría neoliberal.

En 1982, estalló la crisis de la deuda externa en México y en otros países latinoamericanos. De 1973 a 1981, la deuda externa de México se elevó, el Banco Mundial y alrededor de 550 bancos privados, fundamentalmente estadounidenses, incrementaron sus préstamos, con el aval del Banco Mundial. La crisis de la deuda externa de México fue detonada por la elevación de las tasas de interés en Estados Unidos, así como por la caída de los precios del petróleo. El 20 de agosto de 1982, el gobierno de México decretó una moratoria de pagos de la deuda, el Fondo Monetario Internacional, con el acuerdo de la Reserva Federal y el Departamento del Tesoro de Estados Unidos, el Banco de Inglaterra y el Banco Mundial otorgaron préstamos a México para el pago de la deuda a bancos privados bajo el acuerdo de que el gobierno aplicara una política económica, llamada en ese momento, de ajuste estructural (reducción de gastos sociales y de infraestructura, un programa de privatizaciones, aumento de los tipos de interés y de los impuestos indirectos, entre otros) (Toussaint, 2006). El Estado mexicano se subordinó a los intereses de Estados Unidos y otras potencias capitalistas, las cuales han controlado a las instituciones financieras internacionales, por lo que se presentó un fuerte quebranto de la soberanía nacional.

Ahora bien, después del shock financiero de 1982, los respectivos gobiernos establecieron en México la política neoliberal dictada por los organismos financieros internacionales. Dicha política se concretó en el Consenso Washington (1989), el cual contemplaba una serie de reformas denominadas estructurales: liberalización del comercio exterior, del sistema financiero y de la inversión extranjera; la orientación de la economía hacia los mercados externos, la privatización de las empresas públicas, reducción del gasto público, un marco legislativo para garantizar los derechos de propiedad, entre otros.

Acorde con lo anterior, en México se aplicó una política llamada de cambio estructural, se abandonó la política de sustitución de importaciones y se impulsó la industrialización orientada a las exportaciones, se abrió la economía al mercado internacional y el Estado redujo su participación en la economía (Álvarez, 2013).

Además, los gobiernos de México implementaron una política económica orientada a fortalecer al gran capital nacional y, sobre todo, al extranjero. Como parte de esa política económica se desarrolló un proceso de privatización de las empresas y entidades estatales –Teléfonos de México, Ferrocarriles de México, la Banca, etc.- y se aplicó una política industrial de fomento a las empresas transnacionales (automotriz, micro computación, etc.) ubicadas en México. Las empresas transnacionales se vieron favorecidas por la reducción de impuestos, salarios bajos, flexibilidad laboral y por la eliminación de restricciones a su participación en la economía.

Petróleos Mexicanos (Pemex) siendo una empresa estratégica para el desarrollo nacional y la empresa estatal más importante de México ha sido afectada por la política neoliberal. A partir de 1982 se inició el proceso de privatización de Pemex, el cual cada vez cobró nuevas dimensiones.

El proceso de privatización de la industria petrolera ha estado marcado por condiciones políticas. Los diferentes gobiernos de México han utilizado todos los medios posibles para responder a los intereses privados nacionales y extranjeros. La privatización de Pemex presentó diversas modalidades debido a la oposición de amplios sectores de la sociedad.

Uno de los objetivos de este capítulo es analizar específicamente las diversas modalidades, relacionadas con los tipos de contratos establecidos, que ha presentado el proceso de inserción de las empresas transnacionales en la exploración y extracción de petróleo en México. Se tomaron en cuenta los cambios en las leyes secundarias y reglamentarias que los diferentes gobiernos han llevado a cabo para avanzar en ese proceso. Otro de los objetivos es analizar las transformaciones de Pemex, particularmente

de Pemex Exploración y Producción fundamentalmente en relación al papel que jugó en el proceso de producción, en su participación y control directos en la exploración y extracción de petróleo.

El capítulo se divide en dos etapas de acuerdo a las transformaciones de Pemex Exploración y Producción ligadas al desenvolvimiento de los precios del petróleo: 1980-1998 y 1998-2011.

En la primera etapa, 1980-1998, se presentan los primeros pasos que dieron los gobiernos de Miguel de la Madrid (1982-1988), Carlos Salinas (1988-1994) y Ernesto Zedillo (1994-2000) para la privatización de Pemex. Se estudia centralmente la política de los diferentes gobiernos de México para dismantelar a Pemex: la contracción de la inversión en exploración, perforación y extracción de petróleo, refinación y petroquímica; el avance en la desintegración de Pemex al transferir, inicialmente el 18 de octubre de 1986, productos petroquímicos básicos a secundarios y su correspondiente privatización; la realización, en 1992, de reformas en la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos para desintegrar verticalmente a Pemex al constituir Pemex corporativo con cuatro subsidiarias, para permitir la participación privada en los activos de Pemex- Petroquímica y a través de contratos en las demás subsidiarias. Se analizan otros temas en especial el TLCAN (1994) en lo tocante al sector energético y la firma con el gobierno de Estados Unidos, después de la peor crisis financiera de México de 1994, del “Acuerdo sobre el esquema de ingresos petroleros”.

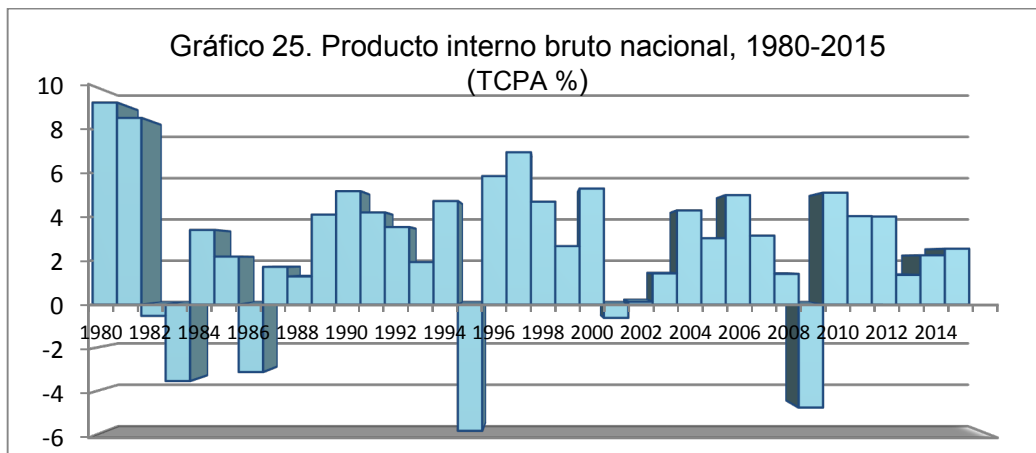
Segunda etapa, 1998-2011. Esta etapa fue importante porque se inició la participación de empresas privadas nacionales e internacionales en Pemex Exploración y Producción (PEP) a través de los Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (PIDIREGAS) (1997-2008), de los Contratos de Obra Pública o de Servicios (1997-2015, se tiene información solamente de 2003-2014), de los Contratos de Servicios Múltiples (2003-2007) y de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (2011-2013). Por lo que, esta etapa comprende fundamentalmente el estudio de las diferentes formas de participación, relacionadas con los diferentes tipos de contratos, de las empresas transnacionales.

4.1 Primera Etapa, 1980-1998

En este periodo hubo una grave recaída de la economía mexicana, el país atravesó por tres crisis económicas, en 1982-83, 1986 y 1995 (Ver gráfico 25). La industria petrolera también pasó por un periodo difícil debido al shock petrolero internacional, el precio promedio anual (a precios de 2015) de la mezcla mexicana de petróleo crudo descendió de 89.5 dls/b en

1980 a 14.8 dls/b en 1998, similar a los precios de 1973 (Aguirre, 2015). El gobierno mexicano mantuvo un elevado monto de la producción y de las exportaciones, a pesar de los bajos precios del petróleo, con el propósito de obtener recursos para pagar sus obligaciones financieras correspondientes a la elevada deuda. Una parte importante de la producción de petróleo se dirigió al mercado externo, las exportaciones de crudo representaron en promedio anual, de 1981 a 1988, el 52.2% de la producción, de las cuales el 60.4% se dirigieron a los Estados Unidos, el petróleo de México fue parte fundamental de la seguridad energética de Estados Unidos (SENER, 2016).

Esa especialización productiva estratégica, que define desde entonces hasta hoy en día a Pemex como una empresa exportadora de petróleo crudo (de ahí obtiene todavía el grueso de sus ingresos de exportación), estaba estrechamente ligada a dos especializaciones financieras que también le fueron asignadas como complemento de su especialización productiva: una, abastecer de divisas al país para asegurar el servicio de la deuda pública externa y dos, proporcionar ingresos fiscales para un Estado con graves desajustes en las finanzas públicas (Álvarez, 1997, p. 7)



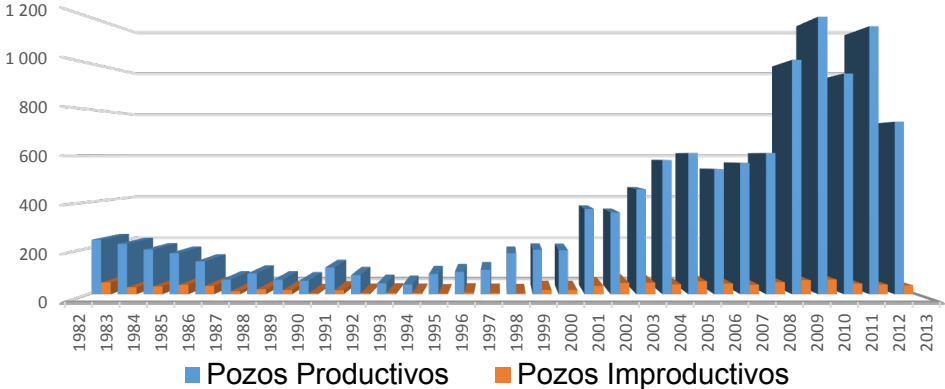
Fuente: Elaboración propia con base en datos proporcionados por Aguirre (2015). PIB a precios constantes de 2008.

Además, México, junto con el Reino Unido, Noruega y Canadá, contribuyó a fortalecer la oferta internacional de petróleo y, por tanto, a la depresión de los precios internacionales.

Aunado a lo anterior los diversos gobiernos, Miguel de la Madrid y Carlos Salinas de Gortari y Ernesto Zedillo, de México mantuvieron una política de desmantelamiento de la

industria petrolera con el propósito de justificar su privatización, la inversión en exploración y perforación se redujo afectando la restitución de reservas de crudo. Por ejemplo, disminuyó la cantidad de pozos perforados de desarrollo (Ver gráfico 26). Las refinerías y los complejos petroquímicos se deterioraron por falta de inversión. Ibarra (2008, p.15) apuntó que "la descapitalización de Pemex ha sido brutal y se ha producido de manera

Gráfico 26 . Pozos perforados de desarrollo, 1982 - 2013 (número)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de INEGI, 2014.

sistemática y deliberada (...)". Como ya se mencionó, los ingresos petroleros se dirigieron a solventar las finanzas públicas, casi la totalidad de los rendimientos de Pemex se orientaron al pago de impuestos, el 95.2% en promedio anual de 1981 a 1998 (Pemex, 2009). Desde entonces lo anterior se constituyó en una política de Estado.

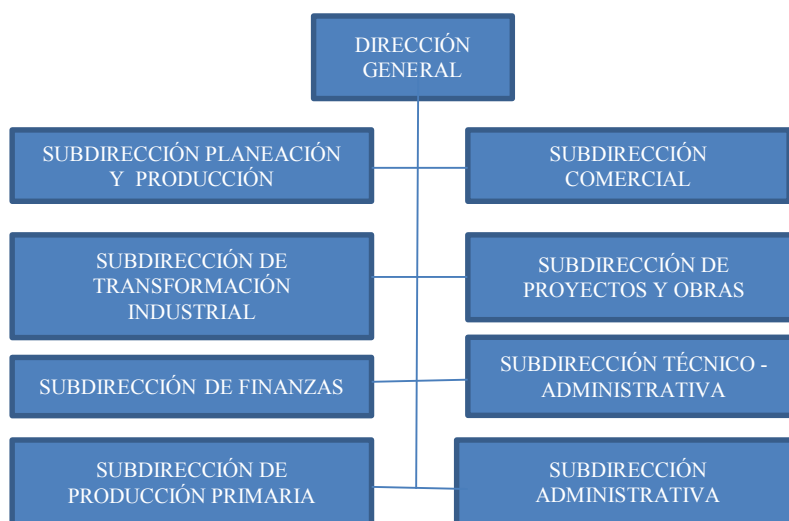
Como parte de la Reforma Energética, en 1992, se modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) abriendo la generación de energía eléctrica al capital privado a través de la producción independiente, autoconsumo y cogeneración.

En esta etapa se sientan las bases y se inicia la privatización de la industria petrolera. Con el objeto de abrir el camino y facilitar la participación de empresas privadas en Pemex, el 16 de julio de 1992, el gobierno de Salinas de Gortari reforma la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos. La Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos tuvo importantes modificaciones, entre los principales cambios tenemos la fragmentación vertical de la industria petrolera al constituir los siguientes organismos descentralizados o subsidiarias de Pemex corporativo:

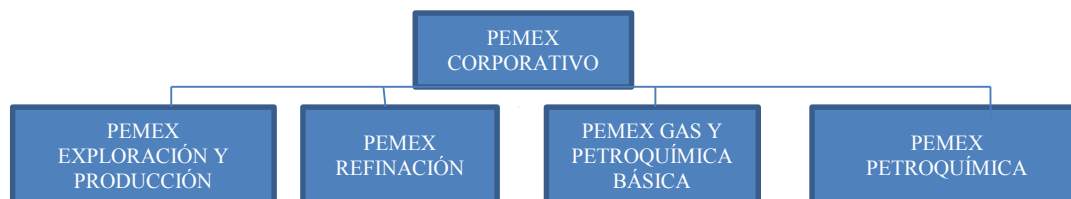
1. Pemex-Exploración y Producción: exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización;

2. Pemex- Refinación: procesos industriales de refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados;
3. Pemex-Gas y Petroquímica Básica: procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos; y
4. Pemex-Petroquímica; procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización (CDHCU, 1993, p. 2) (Ver gráfico 27).

Gráfico 27
Estructura administrativa de PEMEX (hasta julio de 1992)



Estructura administrativa de PEMEX (después de julio de 1992)



Fuente: Rousseau (2006, p. 30)

Estos cambios transformaron la estructura corporativa de Pemex para pasarla de un organismo público descentralizado a una “controladora” o “Holding” con cuatro subsidiarias (Álvarez, 2013).

Otro de los cambios importantes en la Ley, antes mencionada, consistió en permitir, por omisión, que las actividades de la subsidiaria Pemex-Petroquímica las puedan realizar otros organismos.

Las actividades estratégicas que esta Ley encarga a Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica, solo podrán realizarse por estos organismos (CDHCU, 1993, p. 2).

Por último, en la misma Ley Orgánica se establece que Petróleos Mexicanos y sus organismos descentralizados podrán celebrar toda clase de actos, convenios y contratos.

Artículo 4º.- Petróleos Mexicanos y sus organismos descentralizados, de acuerdo con sus respectivos objetos, podrán celebrar con personas físicas o morales toda clase de actos, convenios y contratos y suscribir títulos de crédito; manteniendo en exclusiva la propiedad y el control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos, con sujeción a las disposiciones legales aplicables (CDHCU, 1993, p. 2).

Las reformas a la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos tuvieron serias contradicciones, por un lado, refieren que las actividades de cada uno de los nuevos organismos subsidiarios solo las podrán realizar esos organismos, excepto Pemex Petroquímica, lo cual implica que las empresas privadas pueden participar en las actividades encomendadas a Pemex Petroquímica, por otro lado, en contradicción con lo antes mencionado, se señala que Pemex y sus organismos descentralizados podrán celebrar contratos con personas físicas o morales, es decir, que las empresas privadas pueden participar a través de contratos en las actividades de todas las subsidiarias. Además, estas reformas a la Ley Orgánica violaban el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, ver posteriormente.

Sobre la división de Pemex en cuatro subsidiarias, López (2010) mencionó que esta forma de organización ha sido criticada por lo siguiente: la duplicación de funciones y actividades, mayores costos de operación, problemas de precios de transferencia entre las subsidiarias, falta de coordinación y falta de organización única, con la finalidad de perseguir el mismo objetivo. De lo anterior se desprende que no había bases económicas para desintegrar verticalmente a Pemex.

4.1.1 *Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN)*

El primero de enero de 1994 entró en vigor el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), suscrito por México, Estados Unidos y Canadá, este fue el primer tratado de integración económica regional entre dichos países, ya que dista de ser solamente un tratado de libre comercio. En el tratado se incluyeron temas como el de Energía e Inversión, entre otros. Uno de los propósitos más importantes del tratado consistió en liberalizar y proteger la inversión extranjera.

El objetivo del análisis del TLCAN es examinar los acuerdos relativos al sector energético, en particular sobre las actividades de exploración y extracción de petróleo en México, en ese sentido tenemos que en el Capítulo XI que se refiere a la Inversión y en el Anexo III, en la Sección B, en la parte que trata precisamente de la “Desregulación de actividades reservadas al Estado” se presentan los acuerdos más controvertidos.

En el TLCAN se establecieron acuerdos de protección y de trato nacional a la inversión extranjera que participe en las actividades reservadas al Estado en México. Al respecto, en el capítulo XI que trata sobre la Inversión en el artículo 1101, que se refiere al ámbito de aplicación, inciso 2 se establece que “Una parte tiene el derecho de desempeñar exclusivamente las actividades económicas señaladas en el Anexo III, y de negarse a autorizar el establecimiento de inversiones en tales actividades **(2)**” (SECOFI, 1993, s.p.). Sin embargo, en la nota **(2)**, anterior, se señala que “Artículo 1101 inciso 2 y Anexo 602.3: en la medida que una parte permita realizar una inversión establecida en el Anexo III o en el Anexo 602.3, tal inversión estará cubierta por la protección del capítulo XI, Inversión” (SECOFI, 1993, s.p.).

Es de destacar, que en el Anexo III, en la Sección A, con respecto a las actividades reservadas al Estado se hace referencia a las actividades que tienen que ver con la energía y la petroquímica básica:

México se reserva el derecho exclusivo de desempeñar y de negarse a autorizar el establecimiento de inversiones en las siguientes actividades:

1. Petróleo, Otros Hidrocarburos y Petroquímica Básica. a) Descripción de actividades: i. exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural; refinación o procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y la producción de gas artificial, petroquímicos básicos y sus insumos y ductos; y ii. comercio exterior; transporte, almacenamiento y distribución, hasta e incluyendo la venta de primera mano de los siguientes bienes:

petróleo crudo; gas natural y artificial; bienes cubiertos por el Capítulo VI (Energía y Petroquímicos Básicos) obtenidos de la refinación o del procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y petroquímicos básicos. (SECOFI, 1993, s.p.).

En el TLCAN se prevén cambios constitucionales en materia de energía liberalizando la inversión de capital extranjero en la explotación de petróleo. Por lo que en el TLCAN se señaló que México podrá o no imponer restricciones a la participación de la inversión extranjera (compra de activos y en el capital de una empresa) en las actividades reservadas al Estado, antes mencionadas. Estas restricciones se acotan al señalar que solamente podrán aplicarse durante tres años a partir de la primera participación de capital privado en las actividades reservadas al Estado, realizadas después del 1 de enero de 1992. Al término de esos tres años, la inversión extranjera en el sector energético tendrá el mismo trato que los inversionistas nacionales (Ver Capítulo XI, Artículo 1102: Trato Nacional). En el Anexo III del TLCAN se señala lo siguiente:

Sección B. Desregulación de actividades reservadas al Estado

Si las leyes mexicanas se reforman para permitir inversión de capital privado en las actividades señaladas en la Sección A, México podrá imponer restricciones a la participación de la inversión extranjera no obstante lo indicado por el artículo 1102 debiendo indicarlo en el Anexo I. México también podrá imponer excepciones al artículo 1102 con respecto a la participación de la inversión extranjera en el caso de la venta de activos o de la participación en el capital de una empresa involucrada en las actividades señaladas en la Sección A debiendo indicarlo en el Anexo I.

Sección C. Actividades Reservadas Anteriormente al Estado Mexicano.

En aquellas actividades que están reservadas al Estado mexicano al primero de enero de 1992, que dejen de estarlo a la fecha de entrada en vigor del presente Tratado en 1994, México podrá restringir a favor de empresas con participación mayoritaria de personas físicas de nacionalidad mexicana, tal y como se define en la Constitución Mexicana, la primera venta de activos o de participación propia del Estado. Por el periodo siguiente que no exceda de 3 años contados a partir de la primera venta, México podrá restringir las transferencias de dichos activos o

participación a favor de otras empresas con participación mayoritaria de personas físicas de nacionalidad mexicana como se define en la Constitución mexicana. Al vencimiento de dicho periodo, se aplicará las obligaciones sobre Trato Nacional contenidas en el artículo 1102. Esta disposición está sujeta al artículo 1108 (SECOFI, 1993, s.p.).

En el TLCAN, también, se establecieron acuerdos de protección y trato nacional a los prestadores de servicios extranjeros (producción, distribución, comercialización, venta y, por supuesto, prestación de un servicio) que participen en las actividades reservadas al Estado en México (Ver Capítulo XII: Comercio Transfronterizo de Servicios). En el Anexo 602. 3, párrafo 2 se señala lo siguiente:

El Capítulo XII, “Comercio transfronterizo de servicios”, se aplicará únicamente a la prestación de los servicios relacionados con las actividades señaladas en el párrafo 1, cuando México permita el otorgamiento de un contrato respecto a esas actividades y sólo para los efectos de ese contrato (SECOFI, 1993, s.p.).

En el párrafo 1 se establece lo siguiente:

El Estado mexicano se reserva para sí mismo incluyendo la inversión y la prestación de servicios las siguientes actividades estratégicas: a) exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural; refinación o procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y producción de gas artificial, petroquímicos básicos y sus insumos y ductos; b) comercio exterior; transporte, almacenamiento y distribución, hasta e incluyendo la venta de primera mano de los siguientes bienes: i. petróleo crudo; ii. gas natural y artificial; iii. bienes cubiertos por este capítulo obtenidos de la refinación o del procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y vi. petroquímicos básicos. En caso de contradicción entre este párrafo y cualquier otra disposición de este Tratado, prevalecerá el primero en la medida de la incompatibilidad (SECOFI, 1993, s.p.).

Además, el TLCAN abrió el camino, “eliminando ciertas restricciones constitucionales”, al otorgamiento de concesiones y contratos (de servicios, de riesgo, de utilidad compartida, etc.) a empresas privadas nacionales y extranjeras en exploración y explotación de petróleo en México. En el Anexo III, en la Sección B, en la parte que trata precisamente de la “Desregulación de actividades reservadas al Estado,” se apunta que:

Las actividades establecidas en la Sección A están reservadas al Estado mexicano y la inversión de capital privado está prohibida bajo la ley mexicana. Si México permite la participación de inversiones privadas en tales actividades a través de contratos de servicios, concesiones, préstamos o cualquier otro tipo de actos contractuales, no podrá interpretarse que a través de dicha participación se afecta la reserva del Estado en esas actividades (SECOFI, 1993, s.p.).

Es importante tener claro que en los hechos dicha participación del capital privado afecta la reserva del Estado en esas actividades. En una concesión el Estado otorga el permiso a una o varias empresas privadas para invertir en la realización de actividades, reservadas al Estado, como exploración, desarrollo y producción de petróleo/gas en un área geográfica durante un periodo, a cambio del pago en efectivo del ISR de las empresas y un impuesto especial sobre la producción de petróleo (Royaltie). La empresa dirige el proyecto y es propietaria de los activos y del petróleo. Las Transnacionales Petroleras prefieren las concesiones, entre otras cosas, porque las reservas adquiridas las registran en su balance, lo cual se toma como un parámetro clave para su valuación en los mercados financieros (Aníbal, 2013).

Además, para que México permita el otorgamiento de concesiones y contratos en exploración y explotación de petróleo tendría que haber reformado el artículo 27 de la Constitución Política Mexicana que claramente señalaba “Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva”. Lo cual no se hace explícito en el TLCAN.

En suma, en el TLCAN se comprometió a México la protección y el trato nacional al capital extranjero previendo su participación en la privatización de las actividades de exploración y explotación de petróleo. Además, el TLCAN despejó el camino, “eliminado ciertas restricciones constitucionales”, al otorgamiento de concesiones y contratos (de servicios, de riesgo, de utilidad compartida, etc.) en exploración y explotación de petróleo en México.

Ahora bien, en el Capítulo VI que trata sobre la Energía y Petroquímica básica (Ver cuadro 9) se tocan aspectos importantes:

- a) Se reconoce el papel relevante del comercio de los bienes energéticos y petroquímicos básicos, en los que por supuesto se incluye el llamado aceite crudo de petróleo, entre los países firmantes del TLCAN, también nombrada zona de libre comercio.
- b) El propósito es fortalecer y acrecentar el comercio de bienes energéticos y petroquímicos básicos mediante su liberalización gradual y sostenida. A quién benefició lo antes mencionado, a Estados Unidos, único país gran importador de crudo. México y Canadá han sido exportadores de crudo.
- c) En el tratado se incorporan las disposiciones del Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT) en relación a las prohibiciones y restricciones al comercio de los bienes energéticos y petroquímicos básicos. En el Artículo XI del GATT que trata sobre la eliminación general de las restricciones cuantitativas se establece en el primer párrafo lo siguiente “No hay prohibiciones o restricciones distintas de los derechos, impuestos u otras cargas, ya sean aplicadas mediante cuotas, licencias de importación o exportación u otras medidas, deberán ser instituido o mantenido por una parte contratante a la importación de cualquier producto del territorio de cualquier otro parte contratante a la exportación o venta para exportación de cualquier producto destinado al territorio de cualquier otra parte contratante” (WTO, 1994, s.p.). Al respecto en el Tratado se señala lo siguiente “Las Partes están de acuerdo en que las disposiciones del GATT incorporadas a este Tratado (...) prohíben, en toda circunstancia que lo esté cualquier otra forma de restricción cuantitativa, los precios mínimos o máximos de exportación y salvo lo permitido para la aplicación de órdenes y compromisos en materia de cuotas compensatorias y antidumping, los requisitos de precios mínimos o máximos de importación” (SECOFI, 1993, s.p.). En el Anexo 603.6 en relación a la Excepción del Artículo 603 se establece “México podrá restringir el otorgamiento de permisos de importación y exportación para los bienes, en los que se incluye el aceite crudo de petróleo, con el único propósito de reservarse para sí mismo el comercio exterior de esos bienes” (SECOFI, 1993, s.p.).
- d) En torno a los impuestos a la exportación en el artículo 604 se establece lo conducente “Ninguna de las partes podrán adoptar y mantener gravamen, impuesto o cargo alguno sobre la exportación de ningún bien energético o petroquímico básico a territorio de otra Parte, a menos que dicho gravamen, impuesto o cargo se adopte o mantenga sobre: (i) la exportación de dicho bien a todas las otras partes (ii) cuando esté destinado al consumo interno” (SECOFI, 1993, s.p.).
- e) En relación a las medidas regulatorias en materia de energía se apunta que éstas están sujetas a lo establecido sobre trato nacional y a lo indicado anteriormente. “Artículo 301

Cuadro 9. Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN).
Capítulo VI. Energía y petroquímica básica

Artículo 601. Principios

Las Partes confirman su pleno respeto a sus Constituciones. 2. Las Partes reconocen que es deseable fortalecer el importante papel que el comercio de los bienes energéticos y petroquímicos básicos desempeña en la zona de libre comercio, y acrecentarlo a través de su *liberalización gradual y sostenida*. 3. Las Partes reconocen la importancia de contar con sectores energéticos y petroquímicos viables y competitivos a nivel internacional para promover sus respectivos intereses nacionales.

Artículo 603. Restricciones a la importación y a la exportación

Sin perjuicio de los demás derechos y obligaciones de este Tratado, las Partes incorporan al mismo las disposiciones del Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT) relativas a las prohibiciones o restricciones al comercio de bienes energéticos y petroquímicos básicos. Las Partes acuerdan que lo anterior no incorpora a sus respectivos protocolos de aplicación provisional del GATT. 2. Las Partes están de acuerdo en que las disposiciones del GATT incorporadas a este Tratado conforme al párrafo 1 prohíben, en toda circunstancia en que lo esté cualquier otra forma de restricción cuantitativa, los requisitos de precios mínimos o máximos de exportación y, salvo lo permitido para la aplicación de órdenes y compromisos en materia de cuotas compensatorias y antidumping, los requisitos de precios mínimos o máximos de importación.

Artículo 604. Impuestos a la exportación.

Ninguna de las Partes podrá adoptar ni mantener gravamen, impuesto o cargo alguno sobre la exportación de ningún bien energético o petroquímico básico a territorio de otra Parte, a menos que dicho gravamen, impuesto o cargo se adopte o mantenga sobre: (a) la exportación de dicho bien a territorio de todas las otras Partes; y (b) dicho bien, cuando esté destinado al consumo interno.

Artículo 606. Medidas reguladoras en materia de energía

Las Partes reconocen que las medidas reguladoras en materia de energía están sujetas a las disciplinas de: (a) trato nacional, según lo dispuesto en el Artículo 301; (b) restricciones a la importación o a la exportación, según lo dispuesto en el Artículo 603; y (c) impuestos a la exportación, según lo dispuesto en el Artículo 604. 2. Cada una de las Partes procurará asegurarse de que, al aplicar cualquier medida reguladora en materia de energía, los organismos reguladores correspondientes en su territorio, eviten, en la medida de lo posible, la ruptura de relaciones contractuales, y dispondrá lo necesario para que sea puesta en práctica de manera ordenada, adecuada y equitativa.

Artículo 607. Medidas de seguridad nacional

Salvo lo dispuesto en el Anexo 607, ninguna de las Partes podrá adoptar ni mantener ninguna medida que restrinja las importaciones o las exportaciones de un bien energético o petroquímico básico desde, o hacia otra de las Partes, conforme con el Artículo XXI del GATT o con el Artículo 2102, "Seguridad nacional", excepto en lo que se requiera para: (a) abastecer una instalación militar o permitir el cumplimiento de un contrato de importancia crítica en materia de defensa de una de las Partes; (b) responder a una situación de conflicto armado que involucra a la Parte que toma la medida; (c) aplicar políticas nacionales o acuerdos internacionales relacionados con la no proliferación de armas nucleares u otros explosivos nucleares; o (d) responder a amenazas directas de interrupción del suministro de materiales nucleares para propósitos de defensa.

Artículo 608. Disposiciones misceláneas

1. Las Partes están de acuerdo en permitir incentivos existentes y futuros para la exploración, desarrollo y actividades conexas con la búsqueda de petróleo y gas, a fin de mantener el nivel de las reservas de estos recursos energéticos.

Fuente: Elaboración propia con base en el SECOFI, 1993.

Trato nacional. 1) Cada una de las Partes otorgará trato nacional a los bienes de otra Parte, de conformidad con el Artículo III del Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT), incluidas sus notas interpretativas. Para tal efecto, el Artículo III del GATT y sus notas interpretativas, o cualquier disposición equivalente de un acuerdo sucesor del que todas las Partes sean parte, se incorporan a este Tratado y son parte integrante del mismo. 2) Las disposiciones del párrafo 1 referentes a trato nacional significarán, respecto a un estado o provincia, un trato no menos favorable que el trato más favorable que dicho estado o provincia conceda a cualesquiera bienes similares, competidores directos o sustitutos, según el caso, de la Parte de la cual sea integrante. 3) Los párrafos 1 y 2 no se aplicarán a las medidas enunciadas en el Anexo 301.3” (SECOFI, 1993, s.p.).

f) Con respecto a las medidas de seguridad nacional por lo que toca a México se estableció en el Artículo XXI del GATT que correspondió a lo siguiente “Excepciones de Seguridad. Ninguna disposición de este Tratado se interpretará (a) imponga a una parte contratante de proporcionar información cuya divulgación considere contraria a sus intereses esenciales de seguridad; o (b) impida a una parte contratante la adopción de todas las medidas que estime necesarias para la protección de sus intereses esenciales de seguridad (i) relativas a las materias fisionables o a los materiales de los que se derivan;(ii) en relación con el tráfico de armas, municiones y material de guerra, y a todo comercio de otros artículos y material destinados directa o indirectamente con el objeto de abastecer un establecimiento militar; (iii) aplicadas en tiempos de guerra u otras emergencias en las relaciones internacionales; o (c) impida a una parte contratante la adopción de medidas en cumplimiento de sus obligaciones de conformidad con la Carta de las Naciones Unidas para el mantenimiento de la paz y la seguridad internacionales” (WTO, 1994, s.p.).

g) Un punto importante es el que se refiere al Artículo 608 respecto a Disposiciones misceláneas. “Las partes están de acuerdo en permitir incentivos existentes y futuros para la exploración, desarrollo y actividades conexas con la búsqueda de petróleo y gas, a fin de mantener las reservas de estos recursos energéticos” (SECOFI, 1993, s.p.). ¿Qué se entiende por incentivos? Que el Estado subvencione a las empresas petroleras para que éstas tengan interés en dedicarse a la exploración de petróleo. Esto aplica fundamentalmente a Estados Unidos y puede ser un factor de desventaja especialmente para México.

h) En el anexo 602.3 en lo tocante a Reservas y disposiciones especiales hay un punto interesante que se refiere a la Cláusula de desempeño en la que se señala lo siguiente

“Cada una de las Partes deberá permitir a sus empresas estatales negociar cláusulas de desempeño en sus contratos de servicios” (SECOFI, 1993, s.p.). Esta parte va dedicada a México con la que pretende beneficiar a los contratistas modificando los contratos de servicios en contratos incentivados.

En suma, con el TLCAN se liberalizó el mercado energético entre los países firmantes, beneficiando a Estados Unidos debido a que ha sido gran importador de crudo y el principal mercado de crudo de México y Canadá, así como también ha sido gran exportador de productos refinados, como la gasolina. Cabe decir, que México y Canadá han sido exportadores de crudo.

Por otro lado, a partir de la devaluación del 21 de diciembre de 1994 estalló la peor crisis financiera en México, el gobierno de México solicitó ayuda financiera obteniendo un Paquete de Apoyo Financiero por 51,637 millones de dólares, integrado por: autoridades financieras de los Estados Unidos- Departamento del Tesoro y la Reserva Federal- (20,000 millones), Banco de Canadá (1,100 millones), Fondo Monetario Internacional (17,750 millones), Banco de Pagos Internacionales (10,000 millones), BID y Banco Mundial (2,787 millones) (BM, 1996).

Para el otorgamiento de los apoyos financieros el gobierno de México firmó, el 21 de febrero de 1995, varios acuerdos, entre ellos el Acuerdo Marco para la Estabilización Económica de México, con el gobierno de Estados Unidos y diversas cartas de intención con el Fondo Monetario Internacional. El gobierno de Estados Unidos, principal acreedor, promovió el “Acuerdo sobre el esquema de ingresos petroleros”. En dicho acuerdo se estableció que la empresa estatal Pemex tendrá que entregar el 96% de los ingresos de las exportaciones de petróleo crudo y derivados al Banco de la Reserva Federal de Nueva York hasta el pago de la deuda al Departamento del Tesoro de los Estados Unidos, así como la de informar sobre las operaciones de Pemex (Marichal, 1995, s.p.). Esto constituyó una fuerte sangría de recursos de Pemex.

Por su parte, el Fondo Monetario Internacional (FMI), al igual que en la crisis de la deuda de 1982, delineó la política económica del gobierno de México. El gobierno de México solicitó un Crédito Contingente al FMI. El FMI otorgó un Crédito por 17,750 millones de dólares al firmar el gobierno de México diversas cartas de intención en las que se comprometió a mantener ciertos lineamientos en materia de política económica entre los que se destaca las llamadas reformas estructurales, entre ellas la privatización de la petroquímica.

En relación a las reformas estructurales, el gobierno acelerará reformas reglamentarias y legales pendientes y los procedimientos administrativos necesarios para completar la desreglamentación de las frecuencias de los satélites y la generación de la electricidad y la privatización del sector petroquímico. La privatización del sistema ferroviario y de los puertos y aeropuertos está en marcha y deberá terminarse en el primer semestre de 1996. A principios de noviembre se envió al Congreso de la Unión una ley para reformar los sistemas de pensiones y de salud. De aprobarse las reformas propuestas, los beneficios de las pensiones estarán relacionados con las contribuciones individuales y la administración de los fondos de pensiones se trasladaría al sector privado. Se propone que el nuevo esquema entre en operación a principios de 1997, y se espera que resulte en la profundización de la intermediación financiera y que contribuya a un incremento en el ahorro interno (SHCP, 1995, p.7).

El gobierno de Estados Unidos y de otras potencias capitalistas, los cuales han controlado a las instituciones financieras internacionales, en última instancia delinearon la política económica de los respectivos gobiernos mexicanos.

Los cambios en la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos (1992) se realizaron con el propósito de privatizar cada una de las cuatro subsidiarias por separado. Lo primero que se abrió a la participación privada fue la distribución, transporte y comercialización de gas natural, al respecto, en 1995 el Congreso de la Unión aprobó modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo permitiendo que el sector privado construya, opere y tenga en propiedad sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Con el objeto de privatizar la petroquímica básica, desde 1986 se transfirieron productos petroquímicos básicos a secundarios, quedando en 1992 solamente 8 petroquímicos como básicos de un total de 34.

En 1996, se aprobó una nueva Ley Petroquímica en la que se determinó la nueva clasificación de petroquímicos básicos, veamos:

Tratando de acabar con las confusiones nacionales e internacionales con base a puros criterios técnicos, se reconoce a los petroquímicos básicos sobre la base de aquellos que producen hidrocarburos y

lleen los siguientes requisitos: que son resultado de una primera transformación industrial, que son punto de arranque de otras cadenas petroquímicas, que son producidos en volúmenes importantes por Pemex y sus subsidiarias y en consecuencia, que representan materias primas estratégicas para el desarrollo de la petroquímica como un todo (Álvarez,1997, p.12).

El gobierno de Ernesto Zedillo trató de vender los complejos petroquímicos, Cosoleacaque (1995) y Morelos (1998), sin embargo, la venta se frenó debido al poco interés de los empresarios como resultado de las elevadas inversiones necesarias para su modernización, la caída de los precios internacionales de los petroquímicos, incluyendo la “enorme dificultad técnica y financiera para valorar correctamente el costo de los graves daños ambientales provocados por los complejos petroquímicos de Pemex” (Álvarez, 1997, p.11).

Además, con el propósito de establecer las condiciones para la penetración del capital extranjero en la explotación de petróleo Ernesto Zedillo promovió cambios en la Ley de Inversiones Extranjeras.

El 24 de diciembre de 1996, se reforma la Ley de Inversiones Extranjeras para dar cabida a la inversión extranjera en la perforación de pozos petroleros y de gas, y en la construcción de ductos para la transportación de petróleo y sus derivados.

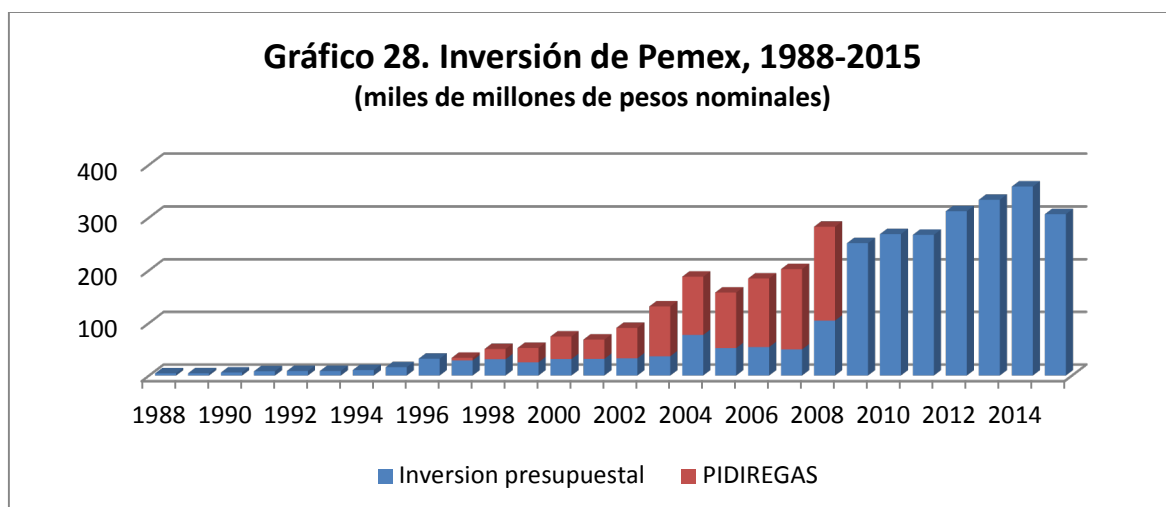
En la Ley de Inversiones Extranjeras se estableció en el artículo 5º que están reservadas de manera exclusiva al Estado las funciones que determinen las leyes en las siguientes áreas estratégicas: I.- Petróleo y demás hidrocarburos; II.- Petroquímica básica; III.- Electricidad; IV.- Generación de energía nuclear; V.- Minerales radioactivos. Sin embargo, en el artículo 8º de la misma Ley se estableció que se requiere resolución favorable de la Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras para que la inversión extranjera participe en un porcentaje mayor al 49% en las actividades económicas y sociedades que se mencionan a continuación: X.- Construcción de ductos para la transportación de petróleo y sus derivados (Fracción reformada DOF 24-12-1996) XI.- Perforación de pozos petroleros y de gas (Fracción reformada DOF 24-12-1996) (CDHCU, 2011).

Las evidentes contradicciones expuestas en la Ley de Inversiones Extranjeras nos hacen reflexionar sobre la forma manipulada de permitir la participación de la inversión extranjera en la explotación de petróleo, incluso, se deja abierta la posibilidad de que la inversión extranjera participe en un 100% en la explotación petrolera.

4.2 Segunda Etapa, 1998-2011

Durante el gobierno de Ernesto Zedillo se inició el proceso de inserción de las empresas privadas nacionales y, fundamentalmente, extranjeras en la explotación de petróleo, la principal fuente de utilidades de Pemex.

Las empresas privadas nacionales y extranjeras, en 1997, iniciaron su participación en Pemex Exploración y Producción a través de los importantes Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (Pidiregas) y los cuantiosos Contratos Obra Pública o Servicios, los cuales requirieron importantes montos de inversión. Pemex, a diferencia del periodo anterior, elevó de manera significativa la inversión total, de 1997 a 2008 una parte importante correspondió a la inversión Pidiregas y de 2009 a 2011 a la inversión presupuestal (Ver gráfico 28). La inversión Pidiregas fue fundamentalmente deuda negociada por Pemex en el mercado financiero nacional e internacional con la autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y

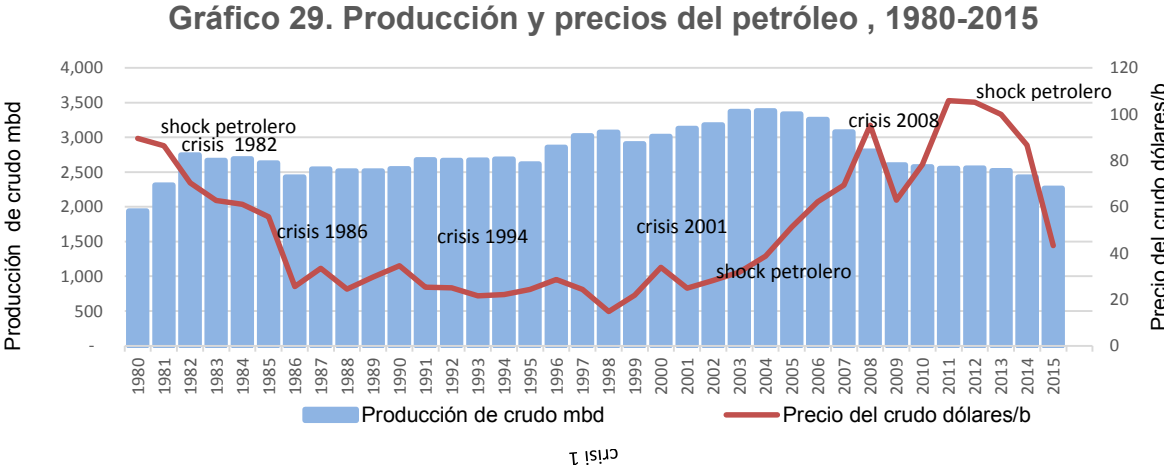


Fuente: Elaboración propia con base en Pemex (2015).

administrada por diversos vehículos financieros (Pemex Project Funding Master Trust y el Fideicomiso F/163, esto se analizará con mayor profundidad posteriormente). En torno a la inversión presupuestal tenemos que ha sido la inversión autorizada para Pemex y Organismos Subsidiarios en el Presupuesto de Egresos de la Federación. Esto se ha desarrollado en varias etapas: el Director General de Petróleos Mexicanos elabora y propone los proyectos de presupuesto, los cuales contemplan los gastos de inversión “presupuestal” y de financiamiento, anuales. Estos proyectos son turnados para su aprobación al Consejo de Administración y, posteriormente, a la H. Cámara de Diputados.

El presupuesto aprobado forma parte del Presupuesto de Egresos de la Federación. Incluso, en el Presupuesto de Egresos de la Federación se establece la autorización de una meta de Balance Financiero, que podría ser deficitaria. Por lo que, en palabras del Director de Pemex, la empresa tendría que recurrir a fuentes de financiamiento complementarias que le permitieran cubrir sus planes de inversión.

Pemex elevó la inversión en exploración, perforación y extracción con el objetivo de aumentar la producción de crudo para la exportación. En efecto, de 1998 a 2004 se elevó la producción de crudo, así como las exportaciones. Sin embargo, en 2004 se llegó al pico de producción y se inició el descenso de la producción de crudo debido fundamentalmente la caída de la producción del principal campo productor de petróleo el campo gigante Cantarell (Ver gráfico 29). Este hecho marcó el posterior desenvolvimiento de la industria petrolera, se vislumbra el fin de la extracción de petróleo abundante y barato. Entre otras implicaciones tenemos las siguientes: a) será cada vez más difícil recuperar o detener la caída de la producción y de las reservas de petróleo; b) se requerirá mayor inversión en exploración, perforación y desarrollo y c) se perfilan incrementos en los costos de producción.



Fuente: Elaboración propia con base en datos proporcionados por INEGI (2015) y Aguirre (2015). Precio promedio anual de la mezcla mexicana de petróleo crudo a precios de 2015.

El grupo Ingenieros Petroleros Constitución de 1917, conformado por ex trabajadores de Pemex, en una entrevista del reportero Salazar (2008), expuso lo siguiente:

¿Por qué cree (...) que Pemex ha privilegiado solamente la extracción del crudo? Cantarell es un ejemplo paradigmático de esta irracionalidad, por no llamarle de otra forma. En Canadá, en los yacimientos de Lago Encantado, han logrado procesos de extracción de hasta un 90 por ciento del producto a través de métodos naturales. Porque no se debe explotar un yacimiento a una velocidad mayor de la que permiten sus características; la producción primaria, esto es, la que se obtiene con la propia presión del yacimiento permite una recuperación de entre un 40 hasta un 70 u 80 por ciento del recurso y es hasta después de que merma esta presión cuando ya se debe inyectar agua o gas para aumentar la producción. Aquí las prisas del gobierno nos llevaron a perder (...) quizá la mitad de los yacimientos de Cantarell por las presiones de los norteamericanos. La prematura e innecesaria inyección de nitrógeno impidió la extracción del 50 por ciento de su aceite, esto sin contar que desde hace muchos años se queman en el lugar millones de pies cúbicos de gas con un valor de hasta siete millones de dólares diarios (...).

La Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios de 1992, estableció entre sus premisas fundamentales la “maximización del valor”, lo que en la práctica se trató únicamente de extraer la mayor cantidad de crudo en el menor tiempo posible para entregarlo sin refinar, hoy vendemos crudo para importar gasolinas. Procesar el gas para inyectarlo de nuevo era la solución más sensata, nunca se instalaron las compresoras; nosotros se lo hicimos ver a Adrián Lajous pero él atendió los consejos de la *Netherland Sewell de Estados Unidos* y se construyó entonces la planta de nitrógeno más grande que hay en el mundo en lugar de reutilizar el gas que se quema todavía en una forma absurda. Perdimos unos seis mil millones de barriles de reservas probadas. En otros países es un delito lo que hicimos aquí con el gas (...).

El gobierno de Estados Unidos con la firma del “Acuerdo sobre el esquema de los ingresos petroleros”, antes mencionado, no solo comprometió los ingresos petroleros sino fortaleció el control sobre los recursos energéticos de México, un país cercano y confiable. De ahí que las exportaciones de crudo a Estados Unidos aumentaron significativamente,

representando el 79.1% en promedio de las exportaciones totales, durante el periodo (SENER, 2016). Con dicho acuerdo se reforzó la integración energética entre México y Estados Unidos.

De 1998 a 2011 se presentó el cuarto shock petrolero definido por un ascenso importante de los precios internacionales del petróleo interrumpido solamente por las crisis de 2001 y 2008 (Ver gráfico 29). El ascenso de los precios del petróleo, fundamentalmente, y el incremento de la producción elevó de manera significativa las utilidades de Pemex, de 1998 a 2011 Pemex tuvo una utilidad acumulada de 6,179 mil millones de pesos corrientes (Pemex, 1999, 2007 y 2015). La utilidad se obtuvo de restarle al ingreso bruto los costos y gastos (incluye gasto de interés neto del financiamiento, no incluye amortización de la deuda). Cabe mencionar que las utilidades no son la renta petrolera, sino que éstas comprenden la renta petrolera. La renta petrolera consiste en la diferencia entre el valor del mercado del petróleo extraído y los costos de exploración, desarrollo y extracción, incluida una tasa de rendimiento del capital (Noreng, 2008). “La medición de la renta, por lo tanto, implica la definición de lo que puede considerarse como una remuneración adecuada o normal del capital petrolero. A tal fin y sobre la base de las experiencias históricas de los países desarrollados, se escogió como referencia un 15% del capital invertido” (...) (Baptista y Mommer, sf. p.16-17).

El gobierno federal obtuvo vía impuestos, derechos y aprovechamientos el 109.7% en promedio de las utilidades de Pemex en el periodo de 1998 a 2011 (Pemex, (1988, 1999, 2007 y 2015). Es decir, que los impuestos superaron a las utilidades. Al igual que en el periodo anterior, las utilidades se dirigieron a solventar las finanzas públicas. Si bien es cierto que los gobiernos han tratado de capturar la mayor parte de las ganancias de las empresas petroleras estatales o con participación estatal, no obstante, en la mayoría de los casos las tasas impositivas efectivas por lo regular han sido inferiores a la de México. En 2011 la tasa de impuestos efectiva de Statoil (Noruega) fue de 63.3% (Statoil, 2011), de Eni (Italia) de 55.7% (Eni, 2011), de Petrobras (Brasil) de 26.5% (Petrobras, 2011), de Pdvsa (Venezuela) de 37.1% (Pdvsa, 2011), de Ecopetrol (Colombia) de 32.3% (Ecopetrol, 2011) y de Pemex (México) de 113.9% (Pemex, 2015). Cabe mencionar, que en Venezuela el 56.7% de las utilidades de PDVSA se dirigieron a desarrollo social. La tasa de impuestos efectiva se calculó como los impuestos (y otros ingresos del gobierno) entre utilidades antes de impuestos (Statoil, 2015).

Ahora bien, México ha mostrado signos fuertes de la maldición de la renta. En el sentido de que el gobierno ha capturado y concentrado a través de impuestos más del 100%

de las utilidades de Pemex. Los recursos obtenidos de la industria petrolera no se orientaron a generar el desarrollo tecnológico y productivo de Pemex, así como para fomentar el crecimiento y desarrollo de la economía nacional. Asimismo, el gobierno ha dependido de los ingresos petroleros para equilibrar su presupuesto en lugar de aumentar y exigir el pago de los impuestos directos, beneficiando así a las empresas nacionales y extranjeras. Además, el gobierno a través de la Secretaría de Hacienda ha manejado las elevadas utilidades de Pemex sin transparencia lo que permite la corrupción.

La política gubernamental de extracción del excedente de Pemex no obstante sus extraordinarias utilidades causó que algunos sus Balances Financieros fueran deficitarios, los cuales estuvieron autorizados en el Presupuesto de Egresos de la Federación. Además, la elevada inversión fue financiada fundamentalmente con créditos externos e internos, la deuda neta de Pemex se elevó hasta alcanzar 666 mil millones de pesos en 2011 (Pemex, 2015 a).

¿Qué pasó? Cuando Pemex incrementó la inversión, aumentó también su deuda. El gobierno al apropiarse de las utilidades ha mantenido a Pemex en una crisis financiera crónica y todo por no gravar a la oligarquía nacional y extranjera.

Por otro lado, la política energética de los gobiernos de México, Ernesto Zedillo, Vicente Fox y Felipe Calderón, de “maximización de las ganancias” mediante la rápida extracción de crudo para su exportación, con la participación de empresas privadas transnacionales y mexicanas, tuvo serias repercusiones en Pemex: la elevada inversión se centró en la producción de crudo en detrimento de la refinación y la petroquímica, las cuales tienen mayor valor agregado; se aceleró el descenso de las reservas de hidrocarburos, de 60 mil millones de barriles en 1998 a 43 mil millones en 2011 (INEGI, 2014), el incremento de la capacidad exploratoria no pudo compensar la rápida extracción de petróleo y la inversión se financió fundamentalmente con deuda externa e interna.

Lo anterior comprometió el futuro desarrollo de la industria petrolera con importantes implicaciones en la economía y sociedad nacional. Los gobiernos de México carecieron de una política de seguridad energética y de desarrollo nacional.

4.2.1 Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (Pidiregas)

Los Pidiregas se constituyeron en un mecanismo para permitir la participación de empresas privadas nacionales y, especialmente, extranjeras en la industria petrolera. Pemex otorgó a contratistas nacionales y extranjeros la ejecución de las obras de importantes proyectos.

Por lo que se vulneraron los preceptos constitucionales al otorgar a las empresas privadas las actividades estratégicas a cargo exclusivamente de Pemex. En particular, la subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP) transfirió a empresas privadas nacionales y extranjeras las obras de infraestructura productiva (perforación de pozos, explotación con desarrollo de campos, mantenimiento de plataformas y de pozos, construcción de plataformas, integración e interpretación de sismología 2D y 3D, entre otras) de importantes campos petroleros.

Los proyectos de infraestructura productiva otorgados a empresas privadas nacionales y, sobre todo, extranjeras fueron básicamente financiados por Pemex mediante emisión de títulos de deuda en los Mercados Financieros nacional e internacional con la autorización de la SHCP. Los recursos financieros así obtenidos por Pemex fueron administrados por los vehículos financieros Pemex Project Funding Master y el Fideicomiso F/163. Estos fideicomisos firmaron los contratos de financiamiento como deudores con el aval de Pemex (Pemex, 2006).

4.2.1.1 *Formación y tipo de proyectos*

Los proyectos se desarrollarían en varias etapas: a) Pemex iniciaría los estudios del proyecto y los sometería a dictamen de la Secretaría de Energía, de la SHCP, de la Comisión Intersecretarial de Gasto y Financiamiento (CIGF) y, por último, de la Cámara de Diputados. Los proyectos, para su aprobación, deberían de generar suficientes recursos para cubrir las obligaciones de pago del financiamiento (Art 18 de la Ley General de Deuda Pública); b) Una vez autorizados, los proyectos serían licitados y adjudicados al contratista ganador. Pemex y los contratistas firmarían contratos especificando los montos, fechas de inicio y terminación de la obra; c) El contratista iniciaría la obra para el desarrollo del proyecto; d) En los proyectos integrales coexistirían cronológicamente unidades productivas en construcción y otras entregadas como cierres parciales, a la entrega de las unidades productivas parciales se iniciaría el pago de las obligaciones financieras; f) Entregaría el proyecto terminado. Una vez adquiridos los bienes por la Entidad, solo se consideraría como pasivo directo los montos de financiamiento a pagar durante el ejercicio anual correspondiente y el ejercicio siguiente, el resto del financiamiento se consideraría como pasivo contingente. Dicha mecánica operaría hasta el pago total (Art. 18 de la Ley general de Deuda Pública) (Pemex, 2006)

Los Pidiregas se clasificaron en dos tipos: a) los de inversión directa que correspondieron a aquellos proyectos en los que el contratista construiría los activos

productivos, con financiamiento propio o recurriría a contratar financiamiento (denominado tercero), y se los entregaría a Pemex; b) los de inversión condicionada son aquellos proyectos en los que las empresas privadas construirían y operarían los activos y Pemex se comprometería a adquirir los bienes producidos por dichos activos, en caso de incumplimiento del contrato la paraestatal se obligaría a adquirir los activos.

Los proyectos de infraestructura a largo plazo (PIDIREGAS) se definen, de acuerdo con el “Manual de Normas Presupuestarias para la Administración Pública Federal” como aquellos compromisos que asuman las Entidades de Control Presupuestario Directo para adquirir en propiedad bienes de infraestructura productivos construidos por el sector privado y financiados por el mismo o por terceros.

Los proyectos PIDIREGAS contemplan el desarrollo de obras cuya ejecución se encomienda a empresas de los sectores privado y social, previa licitación pública. Dichas empresas sociales o privadas llevan a cabo inversiones respectivas por cuenta y orden de las entidades públicas y, con frecuencia, obtienen los recursos financieros con los que se cubre el costo de los proyectos durante el periodo de construcción. De esta forma, aunque las inversiones hayan sido contratadas por las diferentes entidades, son terceros los que realizan las erogaciones durante la construcción de las obras (Pemex, 2006, p. 8)

Sin embargo, esa forma de financiamiento de los proyectos se modificó con el argumento por parte de Pemex de la reducción de los costos de financiamiento. “Cuando el contratista es el que financia las obras directamente los costos de financiamiento son más elevados debido a la existencia de un riesgo de construcción inherente y a que la estructura de los flujos de operación limita la liquidez de los instrumentos financieros” (Pemex, 2006, p.10). Por lo cual, Pemex constituyó los vehículos de propósito específico para el financiamiento de los Pidiregas. “El vehículo contrata los financiamientos con la garantía solidaria de Pemex y la autorización de la SHCP. El riesgo de construcción se controla a través de los contratos de obra y el costo financiero es menor ya que cuenta con la garantía de Pemex” (Pemex, 2006, p. 10). En 1988, la Comisión Intersecretarial de Gasto y Financiamiento (CIGF) autorizó el establecimiento de un vehículo financiero denominado

Pemex Project Funding Master Trust (Master Trust) para el financiamiento de los Pidiregas de Pemex. Posteriormente, en 2003 se formó el Fideicomiso Irrevocable de Administración F/163 (F/163) con el esquema financiero semejante al de Master Trust pero con operaciones en el mercado nacional, para que las Sociedades de Inversión Especializadas en Fondos para el Retiro (SIEFORES) pudieran adquirir instrumentos de deuda.

El financiamiento de los Pidiregas de Petróleos Mexicanos se ha desarrollado en dos vertientes principales: i) En el primer esquema, los proyectos son construidos y financiados por el sector privado (no intervienen los vehículos financieros durante el periodo de construcción), se les llama comúnmente “Llave en Mano”. En este esquema se asume la deuda asociada al contrato una vez que la entidad los recibe a su entera satisfacción y están en condiciones de generar ingresos que permitan hacer frente a los compromisos financieros adquiridos para su construcción y a los gastos asociados. ii) En el segundo esquema, que es el más recurrido, los proyectos son construidos por el sector privado y a su vez financiados por terceros. Se consideran en este tipo todos los proyectos cuyos recursos han sido captados a través de los vehículos financieros (Pemex Project Funding Master Trust y el Fideicomiso F/163), los cuales son constituidos y operados bajo la supervisión de las autoridades, y a su vez concentran los financiamientos y erogaciones asociadas a cada proyecto.

La estructura legal y financiera del Master Trust ha sido aceptada favorablemente por el mercado financiero nacional e internacional, otorgándole las mismas condiciones financieras que aplican a Pemex. El trasladar la obligación del financiamiento de los contratistas a los vehículos financieros (Master Trust y F/163) ha incentivado la participación de empresas mexicanas en el proceso de desarrollo de los proyectos (Pemex, 2006, p. 28).

4.2.1.2 Vehículos Financieros

Pemex constituyó los Fideicomisos Pemex Project Funding Master Trust (Master Trust) y el Fideicomiso Irrevocable de Administración F/163 (F/163), cuyo objetivo fue, fundamentalmente, emitir títulos de deuda y captar recursos financieros nacionales e internacionales, “conforme a los términos y condiciones pactados por el propio Pemex con los Mercados Financieros con la autorización de la SHCP” (Pemex, 2006, p. 28), para financiar los Pidiregas.

El Fideicomiso Pemex Project Funding Master Trust (Master Trust) se formó en 1998 en el Estado de Delaware de los Estados Unidos. Pemex fue el único beneficiario del Fideicomiso y el Bank de New York fue el fiduciario administrador, sus funciones fueron únicamente administrativas. EL Master Trust realizó íntegramente las operaciones financieras de Pemex. Pemex les pagó a los fiduciarios de los Fideicomisos todos los gastos de administración y realizó la contabilidad del Fideicomiso, originalmente atribuida al fiduciario administrador. La SHCP autorizó a Pemex garantizar y determinar las emisiones de títulos de deuda y la contratación de otros pasivos por parte del Master Trust. Este Fideicomiso captó importantes recursos a través, principalmente, de la emisión de bonos internacionales, préstamos bancarios y préstamos de las Agencias de Crédito a la Exportación.

El Fideicomiso Irrevocable de Administración Núm. F/163 se constituyó en 2003. El Bank Boston, S.A. fue el fiduciario administrador del fideicomiso. Pemex pagó al fiduciario administrador los gastos de administración y los honorarios por administración, emisión y manejo de valores. En 2004, el Bank JP Morgan, S.A. sustituyó a Bank Boston, S.A. Este fideicomiso se manejó como el Master Trust, solo que para operaciones en el mercado nacional. Por lo que Pemex pactó, con la autorización de la SHCP, los términos y condiciones de la contratación de deuda con el Mercado Financiero Local. La SHCP autorizó a Pemex garantizar y determinar las emisiones de títulos de deuda y la contratación de otros pasivos por parte del Fideicomiso F/163.

Por su parte, Pemex Finance, Ltd. (empresa de responsabilidad limitada) se formó en 1988, propiedad del Fideicomiso Pemex Finance Trust cuyo fiduciario fue la institución financiera BNP Private Bank & Trust Cayman Limited, creados bajo las leyes de las Islas Caimán. Pemex, PEP, PMI Comercio Internacional y PMI Services firmaron contratos con Pemex Finance, Ltd. para que este último comprara las cuentas por cobrar de ventas de petróleo crudo efectuadas o por realizarse en el futuro a clientes designados en los Estados Unidos, Canadá y Aruba. Estos recursos Pemex Finance Ltd, se los envió a Master Trust

para financiar los Pidiregas. Además, Pemex Finance, Ltd. emitió bonos para obtener recursos para el pago de las cuentas por cobrar.

Es importante mencionar las dificultades financieras de los fideicomisos que nos presentó Montes (2007):

En el caso de Pemex, como ya se mencionó, cuenta con diversos fideicomisos para la obtención de crédito. Sobre sus dificultades financieras se pueden citar las informaciones periodísticas respecto de que Pemex Master Trust (PMT) ha venido cambiando los pagarés con vencimiento a corto y largo plazos, por otros con valor adicional; también se señala la búsqueda constante del refinanciamiento de dichas prescripciones. En ambos casos se puede inferir el creciente costo de la deuda y los beneficios adicionales que ha tenido que ofrecer para poder mantenerse con la línea de crédito abierta. De aquí que algunos expertos subrayen que Pemex es la empresa petrolera más endeudada del mundo (p. 63).

Pemex constituyó los vehículos financieros Pemex Projet Funding Master Trust, el Fideicomiso Irrevocable de Administración F/163 y Pemex Finance Ltd., cuyo objetivo fue emitir instrumentos de deuda y captar recursos financieros, “conforme a los términos y condiciones pactados por el propio Pemex con los Mercado Financieros con la autorización de la SHCP” (Pemex, 2006, p. 28), para financiar a los contratistas. Es decir, Pemex se endeudó para financiar a los contratistas. Si Pemex negoció y obtuvo recursos financieros nacionales y extranjeros. ¿Por qué Pemex no invirtió directamente esos recursos?, o mejor, ¿Por qué Pemex no invirtió directamente parte de sus utilidades?

La Auditoria Superior de la Federación (2006) realizó en Petróleos Mexicanos una evaluación financiera y operativa de los Pidiregas. En el dictamen que presentó se estableció lo siguiente:

- a) Las fuentes de financiamiento de los Pidiregas eran de Pemex y del Gobierno Federal, por lo que no se cumplió con el supuesto de que las obras sean financiadas por el sector privado o un tercero, por lo que Pemex debió registrar los pagos de las obras de infraestructura como deuda en la Cuenta Pública y los Estados Financieros Consolidados de Pemex con sus Organismo Subsidiarios preparados bajo los principios de Contabilidad Gubernamental. Las fuentes de

financiamiento Pemex Project Funding Master Trust, F/163 y Pemex Finance, Ltd., no eran entes de carácter privado.

- b) Pemex, en 2006, no declaró en la Cuenta Pública y en sus Estados Financieros Consolidados con sus Organismos Subsidiarios, preparados bajo los principios básicos de Contabilidad Gubernamental, la deuda de los Fideicomisos Pemex Project Funding Master Trust por 392,274 millones de pesos e Irrevocable de Administración Núm. F/163 por 91,134 millones de pesos, así como de Pemex Finance, Ltd. por 16,648 millones de pesos, recursos utilizados para financiar los Pidiregas. El total de la deuda no declarada fue de 500,057 millones de pesos. Sin embargo, sí se reportaron como deuda en los mercados de valores de los Estados Unidos y de México y en los Estados Financieros Consolidados de Pemex, formulados bajo las normas de información financiera. Además, en los Estados Financieros de Pemex, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias de 2006, preparados de acuerdo a los principios de contabilidad generalmente aceptados, para efectos de la U.S. Securities Exchange Commission (SEC), Pemex reportó deuda a largo plazo por 505,474 millones de pesos.
- c) Pemex no cumplió con las disposiciones normativas aplicables a la contratación, ejecución y desarrollo de los Pidiregas. Pemex desintegró los proyectos autorizados, fraccionando las obras y estableciendo múltiples contratos, los cuales se licitaron, contrataron y ejecutaron con base en la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y con la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, en lugar de la Ley General de Deuda Pública y de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. Lo anterior, ocasionó un descontrol en el costo de los proyectos, por lo que no fue factible evaluar la rentabilidad de los Pidiregas.
- d) Además, se efectuaron los pagos de las obras de infraestructura como si fueran partidas presupuestales, sin que existieran límites en los gastos y en el valor de los contratos, el costo se elevó propiciando importantes deficiencias de control. Por lo que, la Norma de Información Financiera NIF-009-B “Norma para el Tratamiento Contable de las Inversiones en Proyectos de Infraestructura de Largo Plazo” no era adecuada.

La Auditoría Superior de la Federación (2006) también señaló que Pemex no se ajustó a los lineamientos definidos de los Pidiregas que eran: a) ser financiados por un ente

de carácter privado, b) estar concluidos y c) generar ingresos suficientes para autofinanciarse.

Durante el gobierno de Ernesto Zedillo se inició el desarrollo de los Pidiregas en Pemex Exploración y Producción (PEP). En total PEP registró 22 proyectos de inversión directa y uno de inversión condicionada. Algunos de los proyectos de inversión directa más importantes por el monto del costo total autorizado fueron: Cantarell de 496 mil millones de pesos de 2008, Burgos de 293 mil millones de pesos, Programa Estratégico de Gas de 294 mil millones de pesos, integral Ku- Maloob-Zaap de 166 mil millones de pesos y Proyecto Aceite Terciario del Golfo de 135 mil millones (Ver cuadro 12). Cabe destacar, por su importancia en la producción de crudo el campo gigante Cantarell y los campos Ku- Maloob-Zaap. Éstos últimos, en 2009, lograron rebasar la producción de Cantarell, tanto por el aumento de su producción de crudo como por la declinación de la producción de Cantarell, iniciada en 2004.

En Cantarell el proyecto contemplaba las siguientes actividades: programa de mantenimiento de presión (inyección de nitrógeno), exploración con perforación de pozos exploratorios, sísmica y estudios, perforación de pozos de explotación, acelerar la recuperación de la reserva remanente en el campo Akal con la perforación de 53 pozos adicionales, explotación con desarrollo de campos, mantenimiento de infraestructura, de plataformas y de pozos, instalación del proceso de deshidratación de crudo en los campos Akal, Chac y Nohoch. Por su parte, en Ku- Maloob- Zaap el proyecto integraba las siguientes actividades: perforación de 153 pozos; construcción de cinco plataformas de producción, una plataforma de compresión, siete plataformas de perforación, una plataforma de enlace, una de telecomunicación y cuatro plataformas habitacionales; instalación de 33 ductos nuevos, de un sistema de deshidratación electrostática en el Campo Bacab y un ducto submarino en el campo Lum; integración e interpretación de 6,500 Km de sísmología 2D, 11,946 km² de sísmología 3D con información de estudios geológicos y geoquímicos y la perforación de 53 pozos exploratorios (Pemex, 2006). Estos proyectos que eran estratégicos se los entregaron a las empresas nacionales y extranjeras para su desarrollo, constituyendo actividades propias de PEP.

Con respecto a la inversión condicionada, PEP registró solamente el proyecto de construcción de la planta de nitrógeno y, por lo tanto, se comprometió a adquirir la producción de nitrógeno.

Pocos meses después de la aprobación de la Ley de Petróleos Mexicanos, en dónde se establecieron los contratos integrales, el modelo Pidiregas fue cancelado. Este modelo

fue cancelado a finales de 2008, cuando la mayoría de los proyectos estaban en construcción, es decir, no estaban terminados.

4.2.1.3 *Inversión y deuda*

Pemex recurrió a la contratación de deuda, no obstante, los elevados ingresos debido al aumento de los precios del petróleo. Por ejemplo, los rendimientos (antes de impuestos, derechos y aprovechamientos) acumulados de 1997 a 2008 fueron de 5,528.9 mil millones de pesos a precios de 2008 (Pemex, 2005 y 2009). Como se mencionó anteriormente, esto se explica porque las elevadas utilidades de Pemex las capturó la SHCP para cubrir la deuda y los elevados gastos del gobierno federal.

De 1997 a 2008, la inversión total de Pemex tuvo una tasa de crecimiento promedio anual de 10.9%. La inversión Pidiregas representó una proporción cada vez mayor de la inversión total, al contrario de la inversión presupuestal; para cubrir la inversión presupuestal Pemex ha recurrido directamente a la contratación de créditos externos e internos. El monto total de la deuda por la inversión Pidiregas de 1997 a 2008 fue de 1,121.6 mil millones de pesos de 2008 (Ver cuadro 10 y gráfico 30).

Cuadro 10. Pemex: Inversión de Capital, 1997-2008

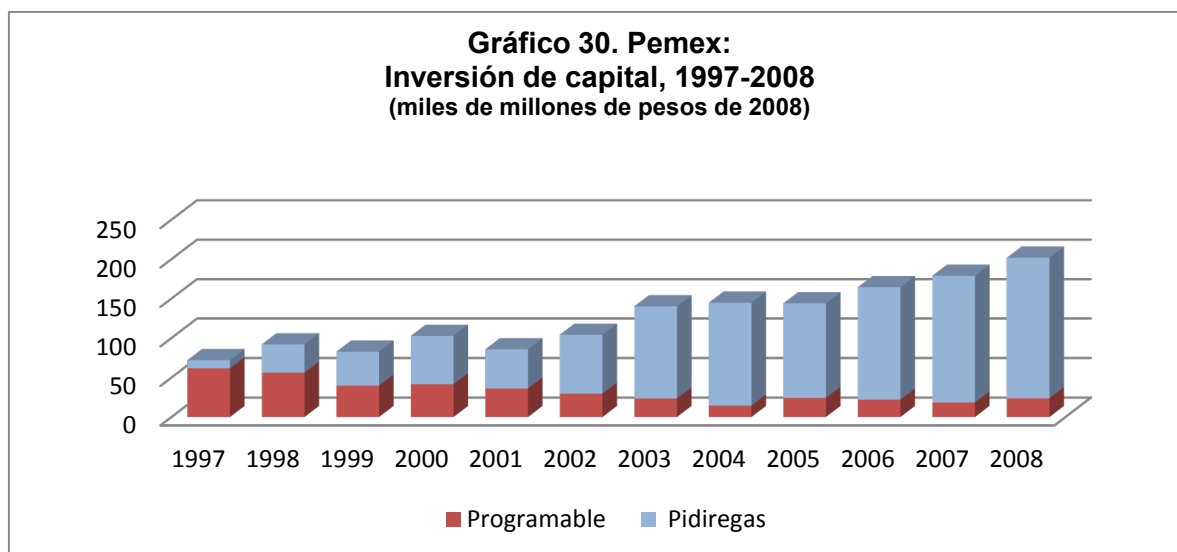
(millones de pesos a precios de 2008 y porcentaje)

Periodo	Total	tca %	Inversión programable	% del total	tca %	Inversión PIDIREGAS	% del total	tca %
1997	71,944		61,647	85.7		10,297	14.31	
1998	91,936	27.8	56,108	61.0	-9.0	35,828	39.0	172.3
1999	82,597	-10.2	39,583	47.9	-29.5	43,014	52.1	20.1
2000	102,636	24.3	41,525	40.5	4.9	61,111	59.5	42.1
2001	85,705	-16.5	36,112	42.1	-13.0	49,593	57.9	-18.8
2002	104,104	21.5	29,575	28.4	-18.1	74,529	71.6	50.3
2003	140,177	34.7	23,443	16.7	-20.7	116,734	83.3	56.6
2004	144,707	3.2	14,420	10.0	-38.5	130,287	90.0	11.6
2005	143,829	-0.6	24,279	16.9	68.4	119,550	83.1	-8.2
2006	164,377	14.3	22,001	13.4	-9.4	142,375	86.6	19.1
2007	178,829	8.8	18,474	10.3	-16.0	160,356	89.7	12.6
2008	201,740	12.8	23,773	11.8	28.7	177,967	88.2	11.0
Total	1,512,581	10.9	390,940	25.8	-4.7	1,121,641	74.2	33.5

Fuente: Elaboración propia con base en el Anuario Estadístico de Pemex, 2005 y 2009.

La mayor parte de la inversión de capital se orientó a Pemex Exploración y Producción (PEP) debido al interés del gobierno de elevar la producción y la exportación de petróleo. En Pemex Exploración y Producción, también, la inversión Pidiregas representó una proporción cada vez mayor de la inversión, al contrario de la inversión presupuestal. La subsidiaria Pemex Exploración y Producción contrajo la mayor parte de la deuda, de 1997 a 2008 el monto de la deuda por la inversión Pidiregas fue de 1, 032.8 miles de millones de

pesos de 2008 (Ver cuadro 11 y gráfico 31). Al cierre de 2008, el costo total autorizado de los 22 proyectos en construcción de Pemex Exploración y Producción ascendió a 1,744.6 miles de millones de pesos de 2008. Sin embargo, la inversión Pidiregas acumulada de 1997 a 2008 fue de 1,086.8 miles de millones de pesos, la cual representó el 62.3% del



Fuente: Elaboración propia con base en el cuadro 10.

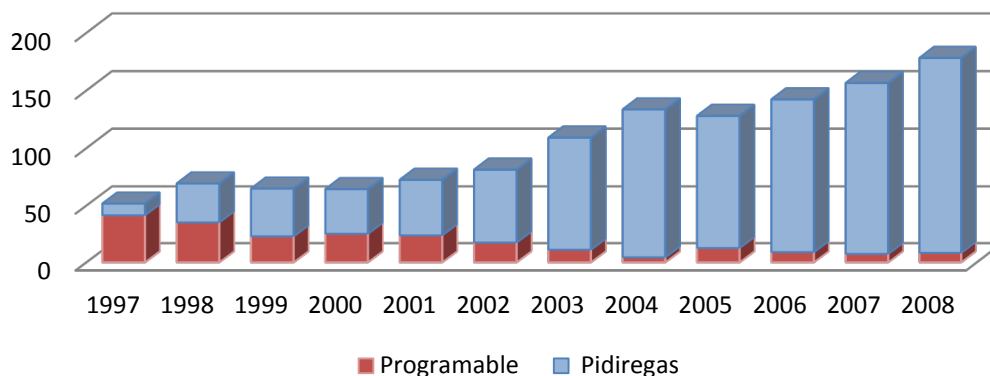
Cuadro 11. Pemex Exploración y Producción: Inversión de Capital

(millones de pesos a precios de 2008 y porcentaje)

Periodo	Pemex Total (1)	Pemex Exploración y Producción								
		Total (2)	(2/1)	tca %	Inversión programable (3)	(3/2)	tca %	Inversión PIDIREGAS (4)	(4/2)	tca %
1997	71,944	51,614	71.7		41,317	80.0		10,297	20.0	
1998	91,936	69,238	75.3	34.1	35,046	50.6	-15.2	34,192	49.4	232.1
1999	82,597	64,776	78.4	-6.4	22,791	35.2	-35.0	41,985	64.8	22.8
2000	102,636	64,308	62.7	-0.7	25,084	39.0	10.1	39,224	61.0	-6.6
2001	85,705	72,362	84.4	12.5	23,695	32.7	-5.5	48,667	67.3	24.1
2002	104,104	81,212	78.0	12.2	17,329	21.3	-26.9	63,883	78.7	31.3
2003	140,177	108,973	77.7	34.2	11,029	10.1	-36.4	97,944	89.9	53.3
2004	144,707	133,481	92.2	22.5	4,351	3.3	-60.6	129,130	96.7	31.8
2005	143,829	127,831	88.9	-4.2	12,504	9.8	187.4	115,327	90.2	-10.7
2006	164,377	142,161	86.5	11.2	8,899	6.3	-28.8	133,262	93.7	15.6
2007	178,829	156,385	87.4	10.0	7,350	4.7	-17.4	149,035	95.3	11.8
2008	201,740	178,104	88.3	13.9	8,261	4.6	12.4	169,844	95.4	14.0
Total	1,512,581	1,250,445	82.7	12.7	217,657	17.4	-1.4	1,032,788	82.6	38.1

Fuente: Elaborado con base en el Anuario Estadístico de Pemex, 2005 y 2009.

**Gráfico 31. Pemex Exploración y Producción:
Inversión de capital, 1997-2008
(miles de millones de pesos de 2008)**



Fuente: Elaboración propia con base en el cuadro 11.

costo autorizado. Esto podría suponer que faltó un 37.7% de inversión de capital para concluir las obras de infraestructura. No obstante, es preciso tener en cuenta que cada año se modificaba el costo total autorizado. Con respecto al avance físico de las obras tenemos que éste varió mucho. Por ejemplo, en Cantarell el avance fue significativo, de 81.1%. Sin embargo, tenemos que el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) apenas tenía un avance de 24.4% (Ver cuadro 12).

Cuadro 12. Pemex: Avance financiero y físico de los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo en construcciónP_/ Enero-diciembre de 2008

(millones de pesos a precios de 2008)

Nombre del proyecto	Proyectos aprobados	Costo total autorizado 1	% del total y % de PEP	Avance financiero (acumulado) 2	% 3=2/1	% del total y % de PEP	% Avance físico
PEMEX							
Inversión Directa	28	1,846,519	100.0	1,125,872	61.0	100.0	
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		1,744,565	94.5	1,086,750	62.3	96.5	
Inversión directa	22	1,744,565	100.0	1,086,750	62.3	100.0	
Aprobados en 1997	2	789,042	45.2	504,190	63.9	46.4	
Cantarell		496,004	28.4	349,053	70.4	32.1	81.1
Burgos		293,037	16.8	155,137	52.9	14.3	54.6
Aprobados en 1998	1	26,519	1.5	20,496	77.3	1.9	
Aprobados en 2001	1	294,192	16.9	179,063	60.9	16.5	
Programa Estratégico de Gas		294,192	16.9	179,063	60.9	16.5	53.7
Aprobados en 2002	17	617,350	35.4	382,758	62.0	35.2	
Integral Ku-Maloob-Zaap		165,517	9.5	141,033	85.2	13.0	82.0
Proyecto Aceite Terciario del Golfo		135,353	7.8	28,380	21.0	2.6	24.4
Integral Complejo Antonio J. Bermúdez		82,887	4.8	51,576	62.2	4.7	71.6
Aprobados en 2008	1	17,463	1.0	244	1.4	0.02	

Notas: las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo.

P_/ Cifras Preliminares

Fuente: Elaboración propia con base en la SHCP, 2008.

Ahora bien, el costo de cierre total de los 22 proyectos en construcción de Pemex Exploración y Producción fue de 928 mil millones de pesos de 2008, se amortizó, en 2008, apenas el 27.7% de la deuda, quedando una deuda total de 672 mil millones de pesos (Ver cuadro 13). El modelo Pidiregas resultó una pesada carga financiera para Pemex al elevar su deuda nacional y extranjera.

Cada fuente de información proporciona datos diferentes por lo que es necesario tomar con cautela la información. Además, las cifras que se presentaron anteriormente correspondieron solamente a Pemex Exploración y Producción (PEP) y los datos siguientes eran de PEMEX, ya que no se encontró la información correspondiente de PEP. De acuerdo

Cuadro 13. Compromisos de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo de inversión directa, Enero-diciembre de 2008

(millones de pesos de 2008) ¹ /

Nombre del proyecto	Costo de cierre (1)	Amortización ejercida	% Amortización/costo de cierre	Pasivo total	% Pasivo total/costo de cierre
PEMEX TOTAL	990,085	290,199	29.3	699,886	70.7
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	927,908	256,604	27.7	671,889	72.4
Cantarell	320,136	115,823	36.2	204,314	63.8
Programa Estratégico de Gas	143,869	24,005	16.7	119,864	83.3
Burgos	140,498	54,540	38.8	85,958	61.2
Integral Ku-Maloob-Zaap	112,555	16,579	14.7	95,976	85.3

NOTA: Las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo.

P_/ Cifras Preliminares

1_/ El tipo de cambio utilizado para la presentación de la información es de 13,5383 pesos por dólar, al 31 de diciembre de 2008. Para el PEF 2008, se utilizó un tipo de cambio de 11.3 pesos por dólar.

FUENTE: Elaboración propia con base en la SHCP (2008)

a la información que proporcionó el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) 2008, la deuda Pidiregas de inversión directa total de Pemex fue de 1,622.3 mil millones de pesos de 2008, para finiquitarla en el año 2031 y de 1998 hasta 2008, se amortizó el 16.5% de la deuda y se pagó el 25% de los intereses. Como ejemplo, de la elevada exacción de las utilidades de Pemex tenemos que hasta 2008, el pago de intereses representó el 53.5% de la amortización de la deuda (Ver cuadro 14).

En suma, el total de la deuda Pidiregas de Pemex fue de 1,622.3 miles de millones de pesos de 2008 y el pago de intereses representó el 35% de ésta, el costo del financiamiento fue elevado a pesar de que fue contratado con las mejores condiciones financieras que se le aplicaron a Pemex. En 2008, cuando se canceló el modelo Pidiregas el saldo de la deuda de Pemex, por ese motivo, fue de 1,354.9 mil millones de pesos de 2008 (Ver cuadro 14).

Cuadro 14. Pemex: Pidiregas (Inversión directa)
Pago de amortizaciones e intereses
(millones de pesos de 2008)

Año	Amortizaciones	Intereses	Intereses/ Amortización %	Año	Amortizaciones	Intereses	Intereses/ Amortización %	Año	Amortizaciones	Intereses	Intereses/ Amortización %
1998	54	47	87.0	2009	72,309	37,939	52.5	2021	32,597	8,632	26.5
1999	162	178	109.9	2010	112,906	40,526	35.9	2022	24,691	5,975	24.2
2000	3,077	5,341	173.6	2011	119,882	38,941	32.5	2023	23,679	6,147	26.0
2001	6,112	5,789	94.7	2012	153,140	51,072	33.3	2024	12,295	3,196	26.0
2002	11,652	7,074	60.7	2013	141,433	46,729	33.0	2025	15,926	2,748	17.3
2003	18,349	10,359	56.5	2014	142,224	42,868	30.1	2026	8,153	1,669	20.5
2004	32,246	12,369	38.4	2015	107,392	36,628	34.1	2027	9,373	1,001	10.7
2005	36,809	20,260	55.0	2016	112,593	30,494	27.1	2028	2,684	420	15.6
2006	30,157	28,520	94.6	2017	76,367	24,355	31.9	2029	1,337	167	12.5
2007	56,792	21,746	38.3	2018	79,111	19,259	24.3	2030	1,407	98	7.0
2008	72,001	31,275	43.4	2019	60,619	14,485	23.9	2031	470	24	5.1
Suma	267,411	142,958	53.5	2020	44,329	11,385	25.7	TOTAL	1,622,328	567,716	35.0

FUENTE: Elaboración propia con información del Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la Cámara de Diputados, basado en información del Proyecto de PEF (2008).

El resultado final del modelo Pidiregas fue el elevado endeudamiento, privatización (participación de empresas de servicios petroleros nacionales y, sobre todo, extranjeras), y desmantelamiento de Pemex. En cambio, se beneficiaron las empresas de servicios petroleros nacionales y, fundamentalmente, extranjeras al obtener financiamiento e importantes contratos. Todo esto acorde con la política neoliberal de privatización de las empresas estatales y de fortalecimiento del capital nacional y extranjero.

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe apuntó que “los Pidiregas socavan la viabilidad financiera de las empresas, es decir, dicho esquema no puede utilizarse en forma indefinida, pues la deuda crecería exponencialmente hasta llegar a un punto insostenible para las entidades, ya que la relación pasivo capital en sus estados financieros no soportaría el nivel de endeudamiento” (CEPAL, 2001, p.39).

Es necesario precisar que la deuda de los Pidiregas fue reconocida por Pemex. Al respecto Pemex (2012c, p.7) señaló lo siguiente:

Pemex desarrolló diversos proyectos utilizando la mecánica PIDIREGAS, lo cual permitió continuar con la ampliación de la estructura productiva. No obstante, las restricciones del esquema, especialmente el hecho que los proyectos tuvieran que ser financiados al 100%, aunado a la magnitud de los proyectos y su complejidad, llevó a observar un incremento en el monto de la deuda de los vehículos financieros.

A principios de 2009, en virtud de una serie de modificaciones a distintos ordenamientos legales publicados en noviembre de 2008, Pemex llevó a cabo el reconocimiento total de las obligaciones adquiridas para el financiamiento de

los PIDIREGAS. La Sección VII del presente Libro Blanco expone la mecánica seguida para dicho reconocimiento, así como la subsiguiente cancelación de los vehículos financieros.

La política energética adecuada sería la de invertir directamente parte de las utilidades de Pemex y seleccionar los proyectos cuyo propósito fundamental fuera la seguridad energética de México a largo plazo y no la extracción acelerada de petróleo para su exportación.

Cabe señalar, que el modelo Pidiregas contribuyó a la formación de empresas de servicio petroleros mexicanas, al obtener financiamiento y contratos; es decir, coadyuvó a la generación y favoreció a empresarios mexicanos. Pemex Exploración y Producción resultó afectada ya que en lugar de invertir directamente contrató a empresas de servicios petroleros mexicanas de reciente creación y sin ninguna experiencia.

4.2.2 Contratos de Obra Pública o de Servicios

Con la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) se abrió la posibilidad, “eliminando ciertas restricciones constitucionales”, de la inversión de capital privado nacional y extranjero a través de concesiones y contratos (de servicios, de riego, de utilidad compartida, etc.) en exploración y explotación de petróleo, como se mencionó anteriormente. Pemex Exploración y Producción (PEP) ha otorgado contratos denominados de Obra Pública o de Servicios a empresas privadas nacionales y extranjeras para la exploración y extracción del petróleo, varios contratos otorgados con presupuesto Pidiregas, con ello se profundizó el proceso de privatización de Pemex Exploración y Producción.

Los contratos de Obra Pública o de Servicios se caracterizaron por la realización de ciertas actividades por el contratista y el pago correspondiente, por parte de PEP, por esas actividades. El contratista recibió de PEP el importe mensual que resulte de aplicar los precios unitarios a las cantidades de trabajos realizados como pago total por unidad de concepto de trabajo terminado, dichos precios incluyeron el pago total que debe cubrirse al contratista por todos los costos directos e indirectos que originen los trabajos, el financiamiento (el costo por financiamiento estuvo sujeto a las variaciones de la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio-TIIE-), la utilidad y los cargos adicionales. Cabe mencionar, que PEP cubrió el pago de intereses por la inversión del contratista o por el

financiamiento que obtuvo el contratista, además de pagar el interés del financiamiento que obtuvo para el pago al contratista - para pagar al contratista, PEP contrató deuda en el mercado financiero nacional e internacional-, aparte de las utilidades del contratista que fueron un porcentaje sobre la suma de costos directos, indirectos y de financiamiento. Dicho porcentaje lo determinó el contratista. ¿Qué porcentaje recibió el contratista? Del 30 o 40%. Por lo que hubo una exacción de las utilidades que fueron a parar al contratista, además esto permitió elevar el endeudamiento de Pemex, en especial porque sus utilidades se han dirigido al pago de impuestos a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Los contratos tuvieron un periodo de duración por lo regular de 1 a 3 años, aunque éstos se pudieron prorrogar. El contratista proporcionó el personal y el equipo para ejecutar la obra, por lo que el personal pudo ser extranjero o nacional y éste no perteneció al Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.

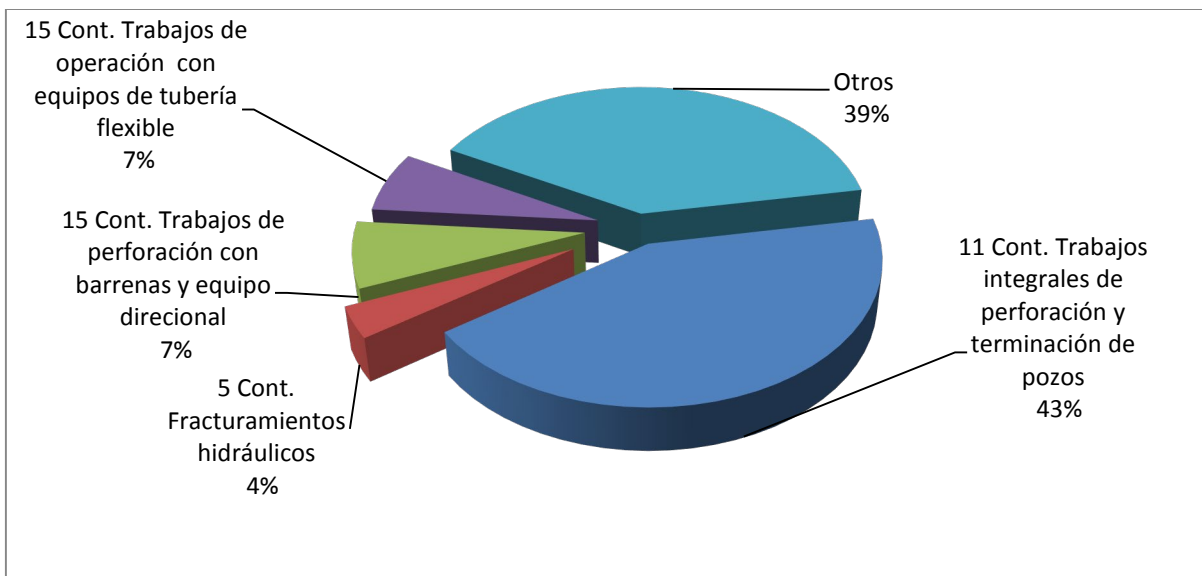
Pemex Exploración y Producción (PEP) ha otorgado contratos denominados de Obra Pública o de Servicios, preferentemente, a Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros. Las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros, contratadas por PEP, más importantes, por el número de contratos obtenido, por el monto de los contratos y porque eran empresas diversificadas, fueron: Dowell Schlumberger de México, S.A. de C. V. filial de Schlumberger Ltd.; Halliburton de México, S. de R. L de C. V. filial de Halliburton Company; Weatherford de México, S. de R. L de C. V. filial de Weatherford Internacional y Baker Hughes de México, S. de R. L de C. V. filial de Baker Hughes Inc. Las empresas matrices, antes mencionadas, ocuparon un lugar importante dentro de las diez Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros más destacadas internacionalmente (Ver cuadro 15 y gráficos 32, 33, 34, 35). Cabe señalar, que cada contrato contemplaba, por ejemplo, varios fracturamientos hidráulicos (Fracking).

Cuadro 15 . Principales Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros en el ámbito Internacional

Rango 2013	Compañía	Capitalización (\$US mil millones)
1	Schlumberger Ltd.	118.7
2	Halliburton Company	43.0
3	Baker Hughes Inc.	24.5
4	Seadril	19.1
5	Transocean	17.8
6	COSL	15.7
7	EnSCO	13.4
8	Weatherford Internacional	11.9
9	Noble	9.5
10	H&P	9.0

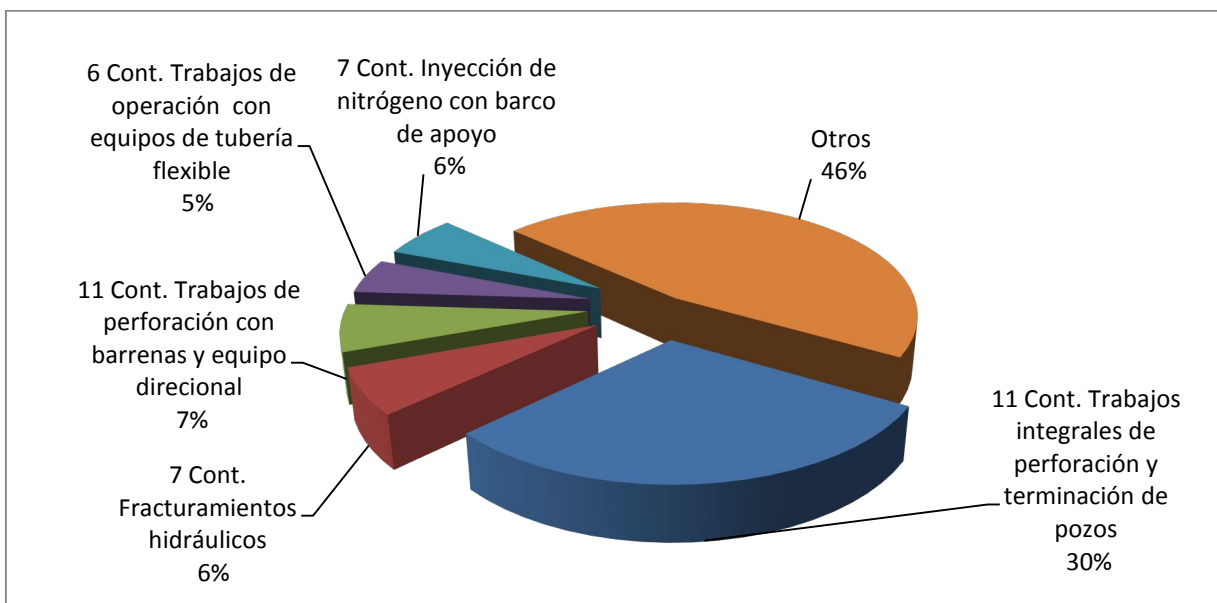
Fuente: IHS Energy 50 (2014).

Gráfico 32. Dowell Schlumberger de México, S.A. de C. V., 2003-2014
(% del monto total contratado)



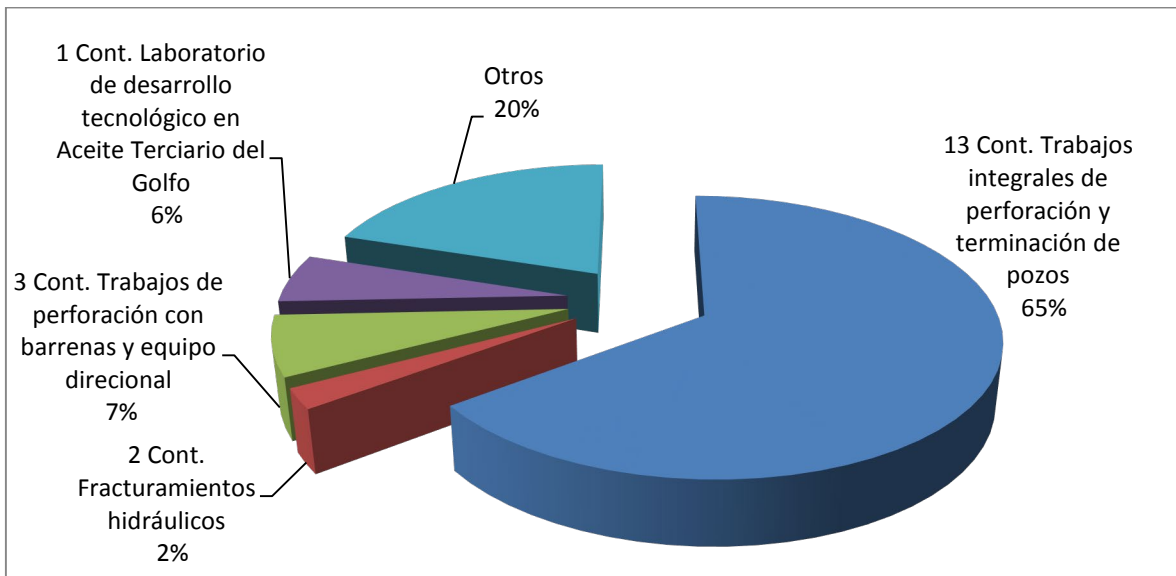
Fuente: Elaboración propia con base en la información del Portal de Obligaciones de Transparencia del Instituto Nacional de Transparencia Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (inai, 2015).

Gráfico 33. Halliburton de México, S. de R. L de C. V., 2003-2014
(% del monto total contratado)



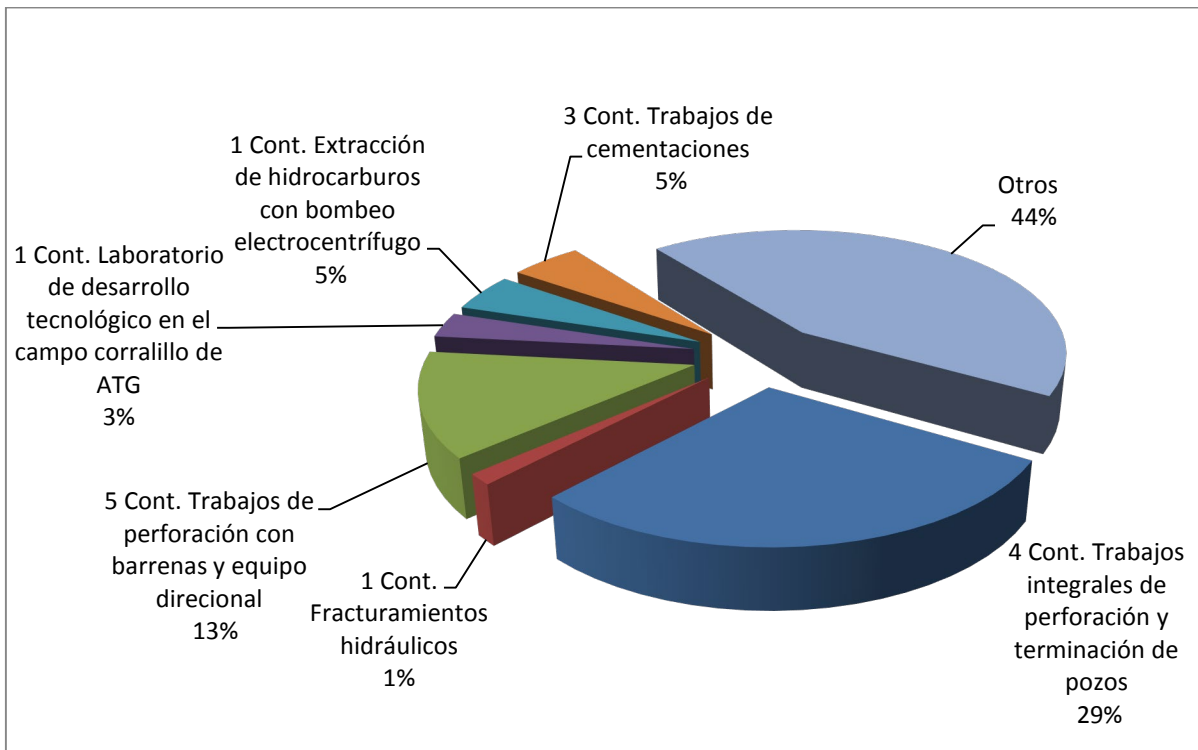
Fuente: Elaboración propia con base en la información del Portal de Obligaciones de Transparencia del Instituto Nacional de Transparencia Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (inai, 2015).

Gráfico 34. Weatherford de México, S. de R. L de C. V., 2003-2014
(% del monto total contratado)



Fuente: Elaboración propia con base en la información del Portal de Obligaciones de Transparencia del Instituto Nacional de Transparencia Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (inai, 2015).

Gráfico 35. Baker Hughes de México, S. de R. L de C. V., 2003-2014
(% del monto total contratado)



Fuente: Elaboración propia con base en la información del Portal de Obligaciones de Transparencia del Instituto Nacional de Transparencia Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (inai, 2015).

Las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros, contratadas por PEP, provinieron generalmente de los países desarrollados, Estados Unidos y Francia, en orden de importancia. Estas empresas obtuvieron los contratos a través de una licitación pública internacional o por adjudicación directa (Ver cuadro 16). En el caso de la licitación pública internacional, las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros que obtuvieron los contratos gozaron de ventajas competitivas en relación con otras empresas transnacionales y locales (Dunning, 2001) y (Hymer, 1972).

Cuando una empresa extranjera posee una ventaja de cualquier tipo, bajo la forma de patentes, de productos específicos, de mejores conocimientos técnicos o de mayores facilidades de financiamiento se encuentra en condiciones de competir eficazmente con las empresas locales (Hymer, 1972, pp. 15-16).

Hallwood (1997) señala que las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros tienen ventajas específicas:

- a) Un amplio conocimiento de la industria, creado a través de una larga experiencia en la industria petrolera
- b) Altos gastos en investigación y desarrollo
- c) Protección de patentes y marcas
- d) Posesión de equipo especializado
- e) Empleo de técnicas de gestión, calificados o especializados en cuestiones laborales.
- f) Concentran la producción del núcleo tecnológico.

Pemex Exploración y Producción al adjudicar una variedad de contratos de Obra Pública a Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros realizó cambios profundos en la forma de organización de la producción de petróleo, se ha desarrollado la segmentación de la forma de producir. Por ejemplo, las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros se especializaron en una o pocas actividades: Global Offshore México, S. de R.L. de C.V. se enfocó en la construcción de oleoductos y gasoductos; Global Drilling Fluids de México se dedicó a trabajos de separación de sólidos, fluidos de control y manejos de residuos para pozos petroleros; American Oil Tools, S. de R.L. de C.V. se centró en la perforación direccional y vertical; Seismograph Service de México se especializó en estudios sísmicos tridimensionales (3D), etc. (Ver cuadro 17).

Cuadro 16. Total de contratos de Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros, 2003-2014

Empresa Transnacional	País de origen	Licitación pública internacional	Adjudicación directa	Total de Contratos	Monto Total de los Contratos (millones de Pesos a precios corrientes)
DOWELL SCHLUMBERGER DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Francia	104	37	141	149,274
HALLIBURTON DE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Estados Unidos	106	21	127	90,052
WEATHERFORD DE MÉXICO, S. DE R. L. DE C.V.	Estados Unidos	46	13	59	36,078
BAKER HUGHES DE MÉXICO S. DE R.L. DE C.V.	Estados Unidos	49	7	56	28,050
SEA DRAGÓN DE MÉXICO, S. DE R. L DE C.V.	Suecia		5	5	25,133
GLOBAL OFFSHORE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Estados Unidos	15	10	25	19,849
MEXDRILL OFFSHORE, S DE R.L. DE C.V	Estados Unidos	11	5	16	19,574
CONDUX, S.A. DE C.V.	Estados Unidos	21	6	27	17,169
TODCO MÉXICO INC.	Estados Unidos	9	6	15	16,504
GLOBAL DRILLING FLUIDS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Estados Unidos	12	1	13	6,886
GSP OFFSHORE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Rumania		3	3	4,366
AMERICAN OIL TOOLS S. DE R.L. DE C.V.	Estados Unidos	3		3	4,359
BJ SERVICES COMPANY MEXICANA S.A. DE C.V.	Estados Unidos	14	1	15	2,835
PD OILFIELD SERVICES MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.	Estados Unidos	12		12	2,543
SEISMOGRAPH SERVICE DE MÉXICO S.A. DE C.V.	Estados Unidos	4	3	7	1,193
GREAT WALL DRILLING COMPANY	China		2	2	632
TESCO CORPORATION	Canadá	1	2	3	524
GLOBAL GEOPHYSICAL SERVICES, S. DE R.L. DE C.V.	Estados Unidos	1		1	278
SEABED GEOPHYSICAL AS	Estados Unidos		1	1	156
RADIAL DRILLING TECHNOLOGY DE MÉXICO S.A. DE C.V.	Estados Unidos		1	1	11
Total		408	124	533	425,465

Fuente: Elaboración propia con base en la información del Portal de Obligaciones de Transparencia del Instituto Nacional de Transparencia Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (inai, 2015).

Cuadro 17. Actividades de las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros, 2003-2014

Empresa Transnacional	No. de Contratos	Objeto de Contrato	Monto de los Contratos (millones de pesos a precios corrientes)
SEA DRAGÓN DE MÉXICO, S. DE R. L. DE C.V.	5	Arrendamiento de plataformas de perforación marinas, incluyendo tripulación para su operación y mantenimiento integral para operar en aguas profundas del Golfo de México	25,132.8
GLOBAL OFFSHORE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	25	Procura y construcción de oleogasoductos, oleoductos y gasoductos entre plataformas	19,848.5
MEXDRILL OFFSHORE, S DE R.L. DE C.V	16	Arrendamiento de plataformas de perforación marinas, incluyendo tripulación para su operación y mantenimiento integral	19,573.8
CONDUX, S.A. DE C.V.	16	Construcción de oleogasoductos entre plataformas	7,583.7
	4	Instalación de estructuras con apoyo de embarcaciones	1,083.2
	5	Mantenimiento a instalaciones costa afuera con embarcaciones de posicionamiento dinámico	7,388.0
	2	Instalación de plataformas marinas con apoyo de embarcaciones	1,083.2
TODCO MÉXICO INC.	15	Arrendamiento de plataformas de perforación marinas, incluyendo tripulación para su operación y mantenimiento integral	16,504.1
GLOBAL DRILLING FLUIDS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	13	Trabajos integrales de fluidos de control, separación de sólidos y manejo de residuos para pozos petroleros	6,886.2
GSP OFFSHORE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	3	Arrendamiento de plataformas de perforación marinas, incluyendo tripulación para su operación y mantenimiento integral	4,365.8
AMERICAN OIL TOOLS S. DE R.L. DE C.V.	2	Trabajos de perforación direccional y vertical	392.7
	1	Trabajos integrales de perforación y terminación de pozos terrestres en las regiones norte y sur (paquete 8)	3,966.6
BJ SERVICES COMPANY MEXICANA S.A. DE C.V.	2	Fracturamientos hidráulicos	1,391.3
	2	Producción y perforación de pozos	85.6
	6	Cementaciones	875.8
	3	Inyección de productos químicos a pozos y oleoductos	4.9
PD OILFIELD SERVICES MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.	5	Trabajos de perforación direccional y vertical (región norte y sur)	1,384.4
	4	Disparos de producción para pozos petroleros	882.8
	2	Trabajos de operaciones especiales con cable electromecánico para los pozos petroleros	64.5
SEISMOGRAPH SERVICE DE MÉXICO S.A. DE C.V.	7	Estudios sísmicos tridimensionales (3D)	1,193.0
GREAT WALL DRILLING COMPANY	2	Trabajos de perforación y terminación de pozos con equipos terrestres en la región sur	631.8
TESCO CORPORATION	2	Trabajos con sistema de impulsor (TOP DRIVE) para perforación rotatoria	473.1
	1	Perforación con tubería de revestimiento y broca recuperable	50.8
GLOBAL GEOPHYSICAL SERVICES, S. DE R.L. DE C.V.	1	Levantamiento sismológico de reflexión sísmica tridimensional (3D)	278.3
SEABED GEOPHYSICAL AS	1	Estudio sísmico marino de reflexión tridimensional mediante barcos especializados en la región marina en Sihil 3D-4C	156.4
RADIAL DRILLING TECHNOLOGY DE MEXICO S.A. DE C.V.	1	Trabajos de perforación radial en pozos del terciario del activo integral cinco presidentes	10.7

Fuente: Elaboración propia con base en la información del Portal de Obligaciones de Transparencia del Instituto Nacional de Transparencia Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (inai, 2015).

Algunas Transnacionales de Servicios Petroleros fueron más diversificadas, por ejemplo, Dowell Schlumberger de México, S.A. de C. V. realizó trabajos de perforación y terminación de pozos, operación con equipo de tubería flexible, perforación con barrenas y equipo direccional, fracturamientos hidráulicos, entre otros.

Pemex Exploración y Producción se ha convertido progresivamente en administrador de contratos, las actividades propias de perforación y terminación de pozos, de cementaciones, de disparos de producción, de análisis de fluidos, de bombeo de transferencia de crudo pesado, de pruebas de producción, de medición de la producción, de obtención y procesamiento de registros geofísicos y otros, se las ha estado cediendo a las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros, así como a Empresas Privadas Nacionales.

En relación a las Empresas Privadas Nacionales, éstas han obtenido, también, importantes contratos de Obra Pública o Servicios. El caso más conocido es el de la empresa Oceanografía, la cual se vio envuelta en problemas de corrupción.

En Pemex Exploración y Producción se presentó el caso de incumplimiento de los contratos de servicios por parte de la empresa mexicana Oceanografía S.A. de C.V. En diciembre de 2012, Oceanografía modificó las fianzas originales de 9 contratos de servicios de arrendamiento, por lo que no cubrió las garantías correspondientes a 5.4 millones de dólares. El 10 de febrero de 2014, el Órgano Interno de Control de Pemex sancionó a Oceanografía, por no cubrir las garantías, con la inhabilitación por 1 año, 9 meses, 12 días y una multa por 24.032 millones de pesos (SR, 2015). Además, el Subsecretario de Responsabilidades Administrativas y Contrataciones Públicas manifestó que se aplicó el procedimiento disciplinario a los servidores públicos de Pemex encargados de verificar que las fianzas de los contratos cumplieran con lo pactado. Por lo que, Joel Bermúdez Castro, Gerente de Suministros y Servicios Administrativos para Perforación y Servicios a Proyectos, y Luis Ignacio García Mendoza, Subgerente de Seguimiento y Control de Contratos, fueron destituidos e inhabilitados por un año. Incluso, José Juan Félix Arenas Muñoz, Coordinador de Contratos, y Erick Cabañas Ramírez, Coordinador Especialista A, fueron destituidos e inhabilitados por seis meses.

Por otro lado, el Licenciado Marco Antonio de la Peña Sánchez, Director Jurídico de Pemex, señaló que el Órgano Interno de Control de Pemex determinó penalizaciones a la empresa Oceanografía S. A. de C.V., por más de 506 millones de pesos, a causa del incumplimiento en la prestación de servicios contratados. En el mismo sentido, el

Subsecretario de Responsabilidades Administrativas y Contrataciones Públicas informó que Pemex celebró, de 2006 a 2014, 82 contratos y 94 convenios con Oceanografía S.A. de C.V por un total de 44,977.3 millones de pesos y que sí hubo un daño patrimonial a Pemex debido al incumplimiento de los contratos por parte de Oceanografía S.A. de C.V. (SR, 2015).

Por su parte, el Lic. Jaime González Aguadé, Presidente de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, señaló que Banamex y Pemex al realizar una revisión del financiamiento otorgado a Oceanografía resultó que la paraestatal no reconoció varias cuentas por cobrar y aquellas cuentas válidas eran inferiores a lo que presentaba Banamex, consistentes en una responsabilidad crediticia de 7,232.6 millones de pesos, basada en 217 estimaciones de avance de obra de 25 contratos con Pemex Exploración y Producción. Es decir, la empresa Oceanografía con el objeto de obtener financiamiento entregó a Banamex 160 documentos falsos sobre los contratos que mantenía con Pemex.

Frente al fraude a Banamex, filial de la empresa estadounidense de servicios financieros Citigroup Inc., el Procurador General de la República, Jesús Murillo Karam, encargó al Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE) la administración y el embargo de los bienes de Oceanografía S.A. de C.V. (SR, 2015).

En mayo de 2014, el Juez Décimo Cuarto de Distrito de Procesos Penales Federales en el Distrito Federal dictó auto de formal prisión en contra de Amado Omar Yáñez Osuna, principal accionista de Oceanografía, por el delito previsto por el artículo 112 fracción I de la Ley de Instituciones de Crédito. El 9 de agosto de 2016, el Juzgado Tercero de Distrito en Materia Civil en la Ciudad de México declaró en quiebra a Oceanografía S.A. de C.V.

La empresa Oceanografía S.A. de C.V., constituida en 1990, tenía como antecedente a la compañía Consultores y Contratistas en Oceanografía S.A. de C.V. creada en 1968 por Amado Yáñez Correa. “Las acciones de la empresa Oceanografía S.A. de C.V. le correspondían, en un 75% a Amado Yáñez Osuna, un 15% a Energy Group México SAPI S.A. de C.V., un 5% a Grupo Aknuuk S.A. de C.V., un 4.94% a Inmobiliaria Amagdez S.A. de C.V., a Carlos Daniel Yáñez Osuna le correspondía el 0.003% y finalmente a Alberto Duarte Martínez un 0.003%” (SR, 2015, p.9). Pemex contrató los servicios de ingeniería marina a Oceanografía, correspondientes a ingeniería geofísica, buceo de saturación, operación de vehículos sumergibles manejados a control remoto, mantenimiento a estructuras marinas y construcción de ductos submarinos.

En suma, el caso de Oceanografía S.A. de C.V., fue un caso de fraude relacionado con los contratos de servicios de Pemex, así como de incumplimiento de los contratos.

Pemex Exploración y Producción ha tenido la capacidad, después de varias décadas de experiencia, para realizar la mayoría de los trabajos otorgados a las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros. Los diferentes gobiernos de México han desarrollado una política de desintegración de Pemex, en este caso de Pemex Exploración y Producción, beneficiando a las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros con contratos y ganancias millonarias. La elevada cantidad de contratos otorgados a las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros no hicieron posible detener la caída de la producción de petróleo iniciada en 2004.

Lo anterior se realizó contraviniendo la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley Abrogada DOF 11-08-2014) que a la letra dice:

Artículo 2º.- De conformidad con lo dispuesto en los párrafos cuarto del artículo 25 y sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, sólo la Nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera en los términos del artículo siguiente

Artículo 3o.- La industria petrolera abarca: I. La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación.

Artículo 4º.- La Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el artículo 3º., que se consideran estratégicas en los términos del artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, por conducto de *Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios* (CDHCV, 2014, pp.1-2).

Las actividades estratégicas de exploración y explotación del petróleo privadas de Petróleos Mexicanos se han entregado a Empresas Transnacionales. Pemex ha sido baluarte de la posición nacionalista de la sociedad. Los cambios en el artículo 27 de la Constitución Política Mexicana legalizando los contratos representaron destruir los avances logrados en materia de desarrollo nacional de la industria petrolera. En consecuencia, Pemex ha dejado de ser el motor del desarrollo nacional.

2.2.3 Contratos de Servicios Múltiples

Durante el gobierno de Vicente Fox y como Secretario de Energía Felipe Calderón, se planearon e instrumentaron los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) para la explotación de gas no asociado por empresas privadas en la principal zona gasífera del país, la Cuenca de Burgos. El cambio de partido en el gobierno no modificó la política energética del Estado consistente en avanzar en la privatización de Pemex, aunque si cambió la forma de inserción de las empresas privadas nacionales y extranjeras en la explotación de hidrocarburos.

Es conveniente precisar sobre las características y diferencias entre los Contratos de Obra Pública y los Contratos de Servicios Múltiples (CSM):

- a) En los Contratos de Obra Pública la responsabilidad operativa es de Pemex. En cambio, en los Contratos de Servicios Múltiples la responsabilidad operativa es del contratista.
- b) En los contratos de Servicios Múltiples el pago al contratista está determinado por un mínimo de ingresos generados, en caso de no cubrirlo el pago se difiere e incluso puede no liquidarse totalmente. Para el contratista el pago en esas condiciones constituye un riesgo. El contratista no se arriesgaría si no obtuviera mayores beneficios, por lo que se puede inferir que el contratista obtiene beneficios con base en los ingresos generados. En el caso de los Contratos de Obra Pública el pago es en efectivo, de acuerdo al contrato, el monto contratado.
- c) Una región se divide en áreas o bloques y a cada Contrato de Servicios Múltiples se le otorga un área para su explotación. Los Contratos de Obra Pública, como su nombre lo indica, son contratos en donde se especifica las obras a realizar.
- d) En los Contratos de Servicios Múltiples cada contratista realiza las siguientes actividades: estudios sísmicos, perforación de pozos, construcción de gaseoductos y servicios de mantenimiento. En cambio, en los Contratos de Obra Pública las actividades, antes mencionadas, por lo regular se hacen de manera separada.
- e) Con base en lo anterior, en los CSM el contratista entrega el producto (gas) para su comercialización.
- f) Con relación a la duración del contrato, los contratos de Obra Pública duran por lo regular de uno a tres años, aunque a veces pueden llegar a ser de siete años. Los CSM en general tienen un periodo de duración de 20 años (Lajous, 2004).

Los Contratos de Servicios Múltiples se manejaron como concesiones territoriales, al contratista se le otorgó un área o bloque para su explotación. Las áreas contratadas no eran tierras vírgenes, sino que en ellas PEP estaba realizando trabajos de exploración y extracción, es decir, PEP cedió al contratista privado nacional y extranjero su materia de trabajo.

PEP otorgó nueve áreas de la Cuenca de Burgos. La mayoría de las empresas participaron en *joint venture* (empresas conjuntas). Las empresas transnacionales, así como las mexicanas, se asociaron para aumentar sus ventajas competitivas (Dunning 2002; Narula y Dunning, 2010). Los grupos empresariales de la oligarquía mexicana por lo regular participaron en asociación con empresas petroleras transnacionales, siendo éstas últimas las operadoras. Aunque hay que destacar la participación de los grupos mexicanos, no obstante que éstos únicamente proporcionaban servicios a Pemex. A diferencia, las empresas transnacionales en su mayoría tenían actividades de exploración y extracción de petróleo en varios países, destacan por su importancia la española Repsol S.A., la brasileña Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) y la japonesa Teikoku Oil Co., Ltd. (posteriormente Inpex). Además, hay que señalar que este tipo de contratos no fueron del interés de las gigantes petroleras transnacionales (Ver cuadro 18 y Anexo cuadro 1A).

Cuadro 18. Características de los CSM firmados y vigentes en 2007

Nombre de los bloques	Licitantes	Fecha de adjudicación	Consortio ganador	Área (km2)	Número de Contrato
Primera Ronda					
Reynosa Monterrey	1	14/11/2003	Repsol Exploración México(Esp)	3538	414103990
Misión	1		Servicios Múltiples de Burgos (Tecpetrol (Argentina), Industrial Perforadora de Campeche, Techint (Arg))	1972	414103997
Cuervito	1	21/11/2003	PTD Servicios Múltiples (Petrobras (Bra), Diavaz (Mex), Teikoku (Jap))	231	414103994
Fronterizo	2	08/12/2003	PTD Servicios Múltiples (Petrobras (Bra), Diavaz (Mex), Teikoku (Jap))	231	414113808
Olmos	1	08/02/2004	Lewis Energy (USA)	358	414104806
Segunda Ronda					
Pandura-Anáhuac	2	09/11/2004	Industrial Perforadora de Campeche (Mex), Desarrollo y Servicios Petroleros (Mex)	1580	414104976
Pirineo	1	24/02/2005	Mondlova Pirineos Gas (Constructora Industrial Mondlova (Mex), Materiales la Gloria (Mex), Alianz Petroleum (Mex), Steel Serv (Mex), Suelopetrol y NCT (Ven), Estudios y Proyectos (Ven), Petrotesting Colombia (Col))	3840	414105826
Tercera Ronda					
Mondlova	1	22/03/2007	GPA Energy (Construcciones Mecánicas Mondlova (Mex), Administradora de Proyectos de Campos (Mex) y Production Testing Services (Col))	3358	424507809
Nejo	1	15/03/2007	Mondlova Pirineos Gas (Mex) e Iberoamericana de Hidrocarburos (Esp)	1165	414107806

Notas. El contrato se extiende por 20 años, pero se reduce a 15 para Cuervito, Fronterizo y Olmos.

Fuente: Rodríguez, V. (2010). Contratos de servicios múltiples en Pemex: eficacia, eficiencia y rentabilidad. *Problemas del Desarrollo*, 163 (41),119-140.

Rodríguez (2010) hace un balance, de 2004 a 2008, sobre el desarrollo de las áreas otorgadas en la Cuenca de Burgos a las empresas privadas. Para el total de las áreas se menciona lo siguiente: desinterés en la exploración por lo que las empresas se centraron en la perforación y desarrollo de los pozos ya descubiertos por PEP; como consecuencia de lo antes mencionado hubo una reducción de las reservas 3P en 1.6%; la producción de gas tuvo un aumento relativamente mediocre cubriendo apenas el 18.9% de la meta de 1000 MMpcd; los costos promedio de producción aumentaron llegando a ser cuatro veces más grandes que los costos de la Región Norte; el costo instantáneo de producción, definido como el egreso anual de PEP en relación con la producción de gas que recibió del contratista, se triplicó de 1.12 dólares en 2004 a 3.59 en 2007; el costo de producción superó en 39% el costo promedio de importación que fue de 2.58 dólares en 2007 y, por último, el rendimiento de PEP, antes de impuestos, disminuyó a la mitad, de 78.10% en 2004 a 39.50% en 2007. Esto último es el resultado de contratar a empresas privadas nacionales y extranjeras, con las cuales PEP tiene que compartir las ganancias.

La privatización de Pemex no ha tenido bases económicas, las empresas privadas nacionales y, sobre todo, extranjeras han tenido como objetivo la obtención de ganancias rápidas, no les ha interesado cubrir las necesidades de la sociedad de obtener gas a menor precio ni promover el desarrollo de Pemex ni del país. El argumento sostenido por algunos gobiernos de México de falta de capacidad técnica de Pemex es inconsistente con los resultados, antes descritos.

Por otro lado, en este periodo se profundiza la integración económica y política entre México, Estados Unidos y Canadá con la firma, el 23 de marzo de 2005, de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN).

En la Declaración conjunta de los gobiernos de México, Canadá y Estados Unidos en torno a la ASPAN, el gobierno de México se comprometió formalmente a formar parte de la seguridad energética de Estados Unidos.

Colaboración sectorial para facilitar los negocios

Fortalecer los mercados de energéticos de América del Norte colaborando, con apego a nuestros respectivos marcos jurídicos, en el incremento de la oferta confiable de energía para satisfacer las necesidades de la región y de su desarrollo; facilitando las inversiones en infraestructura energética, las mejoras tecnológicas, la producción, y el suministro confiable de energéticos; mejorando la cooperación para identificar y utilizar mejores prácticas, así como actualizar y hacer más

eficientes las regulaciones; así como promoviendo la eficiencia y la conservación de energía y el uso de tecnologías tales como carbón limpio, captura y almacenamiento de carbono, hidrógeno y energía renovable (PR, 2005, s.p.).

Además, con la firma de la ASPAN el gobierno mexicano vulnera la soberanía energética nacional al permitir a Estados Unidos y Canadá la intervención para abrir el camino a la inversión de capital privado en el sector energético.

Promover la cooperación sectorial para facilitar la actividad empresarial en sectores tales como energía, transporte, servicios financieros y tecnología, entre otros, e invertir en nuestros pueblos (PR, 2005, s.p.).

Con la firma de la ASPAN se formaliza la integración energética entre los países firmantes, acontecimiento esperado por Estados Unidos desde el primer shock petrolero internacional el cual mostró su vulnerabilidad y en los acuerdos del TLCAN. En el momento de la firma de la ASPAN el país más beneficiado por tal acontecimiento era Estados Unidos, único país, de los tres firmantes, gran importador de petróleo.

4.2.4 Contratos Integrales de Exploración y Producción

Los gobiernos de Ernesto Zedillo, Vicente Fox y Felipe Calderón presentaron propuestas de Reforma Energética con la finalidad de abrir la puerta “legalmente” a las corporaciones nacionales y extranjeras a la exploración, desarrollo y extracción de crudo. El presidente Felipe Calderón, el 8 de abril de 2008, entregó su propuesta de Reforma Energética al Senado de la República, el cual organizó una serie de debates sobre dicha reforma en la que participaron legisladores, funcionarios, académicos e investigadores, con el propósito de tener cierto consenso. El 28 de octubre de 2008, la Cámara de Diputados aprobó siete dictámenes.

El presidente Felipe Calderón, a diferencia de sus antecesores, hizo público su propósito de privatizar a Pemex y organizó toda una campaña mediática con la finalidad de convencer a la sociedad. Incluso logró que la Cámara de Diputados aprobara leyes secundarias contrarias al artículo 27 Constitucional.

Ahora bien, en la propuesta de Reforma Energética del presidente Felipe Calderón se “destacaba el tesoro que tiene el país en las aguas profundas del Golfo de México, se exageraba la abundancia de recursos prospectivos y la incapacidad tecnológica y de capital

de Pemex y de México, para abordar con el capital privado el asunto de la explotación petrolera en aguas profundas” (Álvarez, 2013, p. 68). Felipe Calderón presentó falsas expectativas con el propósito de permitir la participación de capital privado en la explotación petrolera en aguas profundas. En lugar de aplicar una política para fortalecer la capacidad tecnológica y financiera de Pemex se recurrió a la participación del capital privado.

Frente a la propuesta de Reforma Energética del presidente Felipe Calderón se decretó la Ley de Petróleos Mexicanos, sectores importantes de la sociedad se opusieron a dicha reforma. En la Ley de Petróleos Mexicanos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008, y en las Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 6 de enero de 2010, se introdujeron nuevas estipulaciones en materia de contratación que consistieron en lo siguiente:

- a) Los contratos fueron dirigidos expresamente a las grandes corporaciones nacionales y, sobre todo, extranjeras, las cuales han contado con los requisitos de experiencia, capacidad técnica y financiera.
- b) Contratos plurianuales. No se especifica el tiempo de contratación, los contratos podrían ser de dos, de veinte (contratos de servicios múltiples) o más.
- c) Contratos por área de trabajo (conformada por sectores o bloques de un minuto de latitud por un minuto de longitud) y por yacimiento (varias áreas). En los Contratos de Obra Pública el contratista realiza un trabajo específico y no se le otorga un área o espacio físico.
- d) Contratos integrales de exploración y producción, cuyo objeto será la prestación de servicios de exploración, desarrollo y extracción de hidrocarburos. Al igual que los contratos de servicio múltiples, el contratista toma el control directo de la explotación del petróleo y el gas.
- e) Contratos incentivados, el contratista obtiene compensaciones adicionales en función de los mayores “beneficios” obtenidos para Pemex, por el menor tiempo de ejecución de las obras, por proporcionar e incorporar nuevas tecnologías y otros. No se especifica la forma en que se otorgarán esas compensaciones, como tampoco el monto (Ver cuadro 19).

A las empresas privadas nacionales y extranjeras se les está cediendo una parte cada vez mayor del territorio nacional para la explotación de petróleo (un área o varias áreas).

La característica definitoria de los contratos es que son contratos incentivados, a las empresas no se les paga un monto fijo y el sesgo es a favor de las empresas transnacionales.

Cuadro 19. Ley de Petróleos Mexicanos y Disposiciones Administrativas de Contratación

<p>Ley de Petróleos Mexicanos. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008</p> <p>Art. 61. – Las remuneraciones de los contratos de obras y prestación de servicios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán sujetarse a las siguientes condiciones:</p> <p>VI. Solo se podrán incluir compensaciones adicionales cuando:</p> <p>a) El contratante obtenga economías por el menor tiempo de ejecución de las obras;</p> <p>b) El contratante se apropie o se beneficie de nuevas tecnologías proveídas por el contratista, o concurren otras circunstancias atribuibles al contratista que redunden en una mayor utilidad de Petróleos Mexicanos y en un mejor resultado de la obra o servicio, y siempre que no se comprometan porcentajes sobre el valor de las ventas o sobre la producción de hidrocarburos. Las posibles compensaciones deberán establecerse expresamente a la firma del contrato.</p> <p>Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de enero de 2010</p> <p>Art. 4, fracción V. De requerirse la celebración de contratos plurianuales, la Administradora del proyecto deberá hacer explícitas las características técnicas y económicas del Proyecto Sustantivo por las que requiere la contratación plurianual.</p> <p>Art. 18. Los elementos para acreditar la experiencia, capacidades técnicas y financieras necesarias, de acuerdo con las características, complejidad y magnitud de los bienes, arrendamientos, servicios u obras a adquirir o contratar, atenderán a lo siguiente: se requerirán aquellos para dar certidumbre del cumplimiento del objeto del contrato de que se trate, y se determinarán sobre la base de la actividad global o regional de los licitantes, así como la de los distintos integrantes del grupo corporativo o consorcio. Entre otras, se podrá acreditar el requisito de experiencia, capacidades técnicas y financieras a través de asociaciones entre personas nacionales, o de éstas con extranjeras.</p> <p>Art.78. En los contratos cuyo objeto sea la ejecución de obras y servicios para la exploración y desarrollo campos de petróleo crudo y gas natural se podrán incluir de manera enunciativa más no limitativa y de acuerdo con el modelo económico, algunos de los siguientes términos: establecimiento de un área de trabajo identificada en términos de superficie con referencia en sectores de un minuto de latitud por un minuto de longitud y cláusulas que permitan la explotación unificada de yacimientos que abarquen dos o más áreas de trabajo contiguas, a fin de establecer volúmenes de reserva, producciones e inversiones unificadas.</p> <p>Art. 79.- Los contratos en materia de exploración y producción podrán tener las siguientes modalidades: Contratos integrales de exploración y producción, cuyo objeto será la prestación de servicios de exploración, desarrollo y extracción de hidrocarburos, o cualquier otro contrato que requiera el Organismo Descentralizado para el cumplimiento de sus objetivos.</p>

Fuentes: Secretaría de Energía (2008) y Secretaría de Energía (2010).

Después de más de dos años de publicada la Ley de Petróleos Mexicanos, el 18 de agosto de 2011, se otorgaron los primeros Contratos Integrales de Exploración y

Producción. En general estos contratos se caracterizan porque a los contratistas se les otorga un área o bloque para su explotación integral, es decir, los contratistas realizan las actividades de evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos. Por lo que el contratista toma el control directo de la explotación del petróleo y gas, como se vio anteriormente. Al igual que las concesiones, los contratos tienen una duración de 25, 30 y 35 años, de acuerdo a cada ronda de licitación (Ver cuadro 20).

Para la adjudicación de los contratos se realizaron las licitaciones correspondientes. PEP determinó que en las licitaciones los contratistas ofrecieran, de acuerdo a lo que ellos estaban dispuestos a obtener, una cantidad de dólares por barril de petróleo producido y entregado a PEP. Por su parte PEP estableció una tarifa máxima consistente en la cantidad de dólares por barril de petróleo que estaba dispuesto a pagar. El contratista ganador de la licitación es el que ofrece una cantidad menor de dólares por barril, es decir, el que está dispuesto a obtener una cantidad menor de dólares por barril producido. Lo más novedoso de estos contratos es que las empresas contratistas venden, por así decirlo, cada barril de petróleo a PEP. De acuerdo a este tipo de licitación, si el contratista eleva la producción de petróleo obtiene una mayor ganancia, esto incentiva al contratista a elevar la producción. Como observamos en el cuadro 20, las tarifas contratadas se situaron entre 0.01 y 9.40 dls/b. Estas tarifas se ajustan cada semestre de acuerdo a la inflación. Las tarifas máximas aceptables por PEP se ubicaron entre 6.50 y 12.31 dls/b. Lo que llama la atención es que en las áreas que pertenecen a Chicontepec los contratistas que ganaron la licitación no obtuvieron ni siquiera un dólar por cada barril de petróleo. Cabe señalar, que la tercera ronda de licitación en Chicontepec se realizó durante el gobierno de Enrique Peña Nieto. ¿Por qué los contratistas ofrecieron una cantidad tan poco aceptable por cada barril de petróleo?

En los Contratos Integrales de Exploración y Producción el contratista obtiene una tarifa por barril y la recuperación de costos (75% de los gastos por los servicios y 100% de los gastos de exploración), sujeta al flujo de efectivo disponible (si los ingresos son menores a la recuperación de costos el pago se difiere), restándole a los ingresos brutos los impuestos. Cabe mencionar, que en el contrato la tarifa por barril no contempla la producción total de hidrocarburos del área sino solamente la producción incremental, es decir, el aumento de la producción a partir de la obtención del contrato. Incluso, a los ingresos se le agrega: 0.23 multiplicado por la tarifa y esto multiplicado por la producción

Cuadro 20. Contratos Integrales de Exploración y Producción

Área contractual	Licitante ganador	Tarifa contratada (dólares/barril)	Tarifa máxima aceptable por PEP (dólares/barril)	Duración del contrato	Actividades a realizar	Fecha de adjudicación
Resultados de la Primera Ronda de Licitación en Campos Maduros Región Sur						
Magallanes	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	5.01	9.78	25 años	Evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos	18 de agosto del 2011
Santuario	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	5.01	7.97			18 de agosto del 2011
Carrizo *	Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.	9.40	12.31			25 de octubre del 2011
Resultados de la Segunda Ronda de Licitación en Campos Maduros Región Norte						
Altamira	Cheiron Holdings Limited	5.01	11.07-mínima 5.00	30 años	Evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos	19 de junio del 2012
Pánuco	Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V. y Petrofac México S.A. de C.V.	7.0	11.88-mínima 5.00			19 de junio del 2012
Tierra Blanca	Monclova Pirineos Gas - Alfasid del Norte	4.12	9.13-mínima 3.00			19 de junio del 2012
San Andrés	Monclova Pirineos Gas - Alfasid del Norte	3.49	7.57-mínima 3.00			19 de junio del 2012
Arenque **	Petrofac México S.A. de C.V.	7.9	7.25-mínima 2.50			En proceso
Atún	Desierta	--	--			Desierta
Resultados de la Tercera Ronda de Licitación en Chicontepec						
Humapa	Halliburton de México S. de R.L. de C.V.	0.01	6.50	35 años	Evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos	11 de julio de 2013
Amatitlán	Desierta					Desierta
Pitepec	Desierta					Desierta
Miahuapan	Desierta					Desierta
Miquetla	Operadora de Campos DWF S.A.de C.V.	0.98	6.50			11 de julio de 2013
Soledad	Petrolite de México S.A. de C.V.	0.49	6.00			11 de julio de 2013

Fuente: Elaboración propia con base en información proporcionada por PEP (2012b)

* Para el Área Contractual Carrizo, PEP acordó pagarle \$5.03 USD/barril a la empresa Administradora de Proyectos de Campos S.A. de C.V. Sin embargo, el 25 de octubre de 2011, PEP, con motivo de que no logró formalizar el contrato con la empresa Administradora de Proyectos de Campos, S.A. de C.V., le otorgó el contrato a la empresa Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V. cuya propuesta ocupó el segundo lugar (PEP, 2011).

** El área Arenque se declaró desierta debido a que las tarifas presentadas por los licitantes fueron mayores que la tarifa máxima establecida por PEP que fue de 7.25 USD/barril y ,además, una mínima de 2.50 USD/barril. Aunque, posteriormente el área se le otorgó a Petrofac México S.A. de C.V. (PEP, 2012).

base determinada por PEP. Los contratistas solo pueden recuperar el 25% de sus gastos por los servicios a través de la tarifa que va asociada, fundamentalmente, a la producción incremental. Además, la tarifa tendrá un ajuste por inflación semestralmente y ya ajustada tendrá a partir del segundo año del contrato un ajuste anual, la tarifa multiplicada por el

Factor R. El Factor $R = \frac{\sum \text{ingresos}}{\sum \text{gastos elegibles}}$. La tarifa disminuye de forma importante si los ingresos son considerablemente menores que los gastos elegibles (75% de los gastos por los servicios y 100% de los gastos de exploración). Por lo que al contratista le interesaría aumentar la producción (Pemex, 2012b).

La utilidad del contratista está en función de la tarifa que va asociada, fundamentalmente, a la producción incremental. Por lo que para el contratista el monto de la tarifa debe ser importante, así como aumentar la producción. El contrato es un tipo de contrato de servicios incentivado.

A diferencia, en los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) de Chicontepec el contratista obtiene la Tarifa por barril y la recuperación de 100% de los costos en los primeros doce años del contrato, a partir del año 13 desciende el porcentaje de recuperación de costos hasta llegar a 75% en el año 22 (Pemex, 2013). Además, la tarifa por barril contempla la producción total de hidrocarburos del área y no solamente la producción incremental. Como observamos, en los Contratos Integrales otorgados en Chicontepec el contratista obtuvo algunas ventajas en relación a los obtenidos en otras regiones.

Ahora bien, ¿Por qué los contratistas ofrecieron y aceptaron una tarifa tan baja en Chicontepec? En diversas entrevistas la explicación más común, por directivos de Pemex y especialistas en energía, es que los contratistas obtienen los beneficios en la recuperación de 100% de los costos.

El director de Pemex Exploración y Producción, Carlos Morales Gil, señaló que “las empresas pudieron ofertar tarifas muy favorables para PEP debido a que se les cubre el 100% de los costos” (Ramírez, 2013, s.p.).

Por su parte, el Dr. Fluvio Ruíz, consejero profesional de Pemex, señaló que el “reto técnico de aumentar la producción quedó convertido en un reto político-administrativo y de validación subjetiva de "costos" oscuros, pues cada bloque se convirtió en un pequeño monopolio de servicios a 35 años” (Siminforma, 2013, s.p.).

Ildefonso Aguilar, gerente de comercialización de Diavaz, explicó que parte del secreto, por lo que la empresa obtuvo el contrato con una tarifa de 98 centavos de dólar por barril, está en la fórmula de remuneración del contrato, en particular en lo que se refiere al reembolso del 100% de los costos (Siminforma, 2013).

La Dra. Miriam Grunstein, del Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE), advirtió que “la recuperación de costos se presta a mucha corrupción y a mucho abuso”(Siminforma, 2013, s.p.).

“Luis Miguel Labardini, analista de Marcos y Asociados, explicó que para Halliburton y Baker Hughes el negocio no estará principalmente en lo que Pemex pueda pagarle por producción incremental. Añadió que el negocio estará en el valor que consigan por vender productos y servicios que ellas mismas generan, como cimentación de pozos, perforaciones, toma de registros, entre otros” (Ramírez, 2013, s.p.).

Además, en las áreas licitadas, PEP estaba trabajando, excepto en el bloque Carrizo, por lo que PEP entregó su materia de trabajo a los contratistas. Paso a paso PEP se convierte en administrador de contratos. En general se puede decir que las empresas licitantes se orientaron por la cantidad de pozos en operación. En los bloques Amatitlán y Pitepec pertenecientes a Chicontepec, no obstante que contaban con una producción de petróleo y gas relativamente elevados, las licitaciones se declararon desiertas (Ver cuadro 21).

Cuadro 21. Contratos Integrales de Exploración y Producción (pozos en operación y producción de petróleo y gas)							
Bloque	Superficie aproximada Km ²	Campos	Pozos		Producción		Tipo de hidrocarburo °API
			Total	En operación	crudo (mbd)	gas (mmpcd)	
Primera Ronda. Campos Maduros Región Sur							
Magallanes	169.06	Otates y Sánchez Magallanes	775	54	6.8	13.59	33°
Santuario	129.93	Caracolillo, El Golpe y Santuario	221	32	6.8	3.67	29 - 36°
Carrizo	13.01	Carrizo	43	0	Campo cerrado		22° y 7.12°
Total	312.0		1,039	86.0	13.6	17.26	
Segunda Ronda. Campos Maduros Región Norte							
Altamira	1,625	Altamira	87	25	1.0	0.10	10 a 13°
Pánuco	1,839	Pánuco, Salinas, Topila y Cacalilao (parcial)	1,626	191	2.5	2.4	10 a 13°
San Andrés	209	San Andrés, Santa Lucía, Remolino y Hallazgo	356	50	1.4	4.6	27-32 °
Tierra Blanca	358	Tierra Blanca, Alamo, Alazán, Cerro Viejo, Potrero-Horcones,	380	49	1.8	1.2	15-27°
Arenque	2,035	Arenque, Lobina, Jurel, Merluza y Náyade	51	17	5.6	22.8	19-32 °
Atún	625	Escualo, Mejillón y Morsa	72	2	*	*	45-53°
Total	6,691		2,572	334.0	12.3	31.1	
Tercera Ronda. Chicontepec							
Humapa	128	Coyol y Humapa	42	30	1.17	2.1	27°
Amatitlan	230	Amatitlán, Ahuatepec, Cacahuatengo, Coyol y Sitio	23	3	37.0	112.9	34° a 44°
Pitepec	230	Aragón, Ahuatepec, Tlacolula, Sitio, Pastoría y Coyotes	22	5	61.0	40.6	32° a 40°
Mihuapan	128	Mihuapan, Corralillo, Agua Fría y Humapa	54	11	0.35	0.372	33°
Miquetla	112	Miquetla, Coyol y Palo Blanco	123	60	0.89	2.5	35°
Soledad	125	Aragón, Ahuatepec, Agua Nacida, Gallo, Palo Blanco, Coyotes, Soledad y Soledad Norte	492	186	0.35	8.1	32° a 37°
Total	953		756	295	100.8	166.6	

Fuente: Elaboración propia con base en PEP (2012b).

De acuerdo con el Cuadro 22 la mayoría de las áreas se otorgaron a petroleras transnacionales, destacó por su participación en 4 áreas la transnacional Petrofac Facilities M. L. del Reino Unido. Las empresas mexicanas participaron en alianza estratégica y *joint venture* (empresa conjunta) con petroleras transnacionales. Tenemos el caso de Alfasid del Norte S.A. de C.V., propiedad del Grupo ALFA, cuyo director ha sido Armando Garza Sada que ha formado parte de la oligarquía mexicana, en alianza estratégica con Monclova Pirineos Gas S.A. de C.V., que ha pertenecido al Grupo Cobra de España que a la vez ha formado parte del Grupo ACS, también de España, las acciones de ACS han cotizado en la bolsa de valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia. Por su parte, la *joint venture* Operadora de Campos DWF S.A. de C. V. es una empresa que surgió de la asociación del Grupo mexicano Diavaz y la transnacional estadounidense Weatherford International.

Cuadro 22. Contratos Integrales de Exploración y Producción
(país de origen de las empresas contratistas)

Área contractual	Licitante ganador	País de origen
Primera ronda. Campos Maduros Región Sur (18 de agosto de 2011)		
Magallanes	Petrofac Facilities Management Limited	Reino Unido
Santuario	Petrofac Facilities Management Limited	Reino Unido
Carrizo	Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.	Francia
Segunda ronda. Campos Maduros Región Norte (19 de junio de 2012)		
Altamira	Cheiron Holdings Limited	Egipto
Pánuco	Dowell Schulumberger de México S.A. de C.V. y Petrofac Facilities Management Limited	Francia y Reino Unido
Tierra Blanca	Monclova Pirineos Gas S.A. de C.V. y Alfasid del Norte S.A. de C.V.	España y México
San Andrés	Monclova Pirineos Gas S.A. de C.V. y Alfasid del Norte S.A. de C.V.	España y México
Arenque	Petrofac México S.A. de C.V.	Reino Unido
Atún	Desierta	
Tercera ronda. Chicontepec (11 de julio de 2013)		
Humapa	Halliburton de México S. de R.L. de C.V.	Estados Unidos
Amatitlán	Desierta	
Pitepec	Desierta	
Mihuapan	Desierta	
Miquetla	Operadora de Campos DWF S.A. de C.V.	Estados Unidos y México
Soledad	Petrolite de México S.A. de C.V.	Estados Unidos

Fuente: Elaboración propia con base en información proporcionada por PEP (2012b)

En suma, las petroleras transnacionales y los grupos de la oligarquía mexicana en alianza estratégica y *joint venture* (empresa conjunta) con transnacionales fueron los

beneficiarios de la privatización de Pemex. Dunning (2002) refiere que en la década de los noventa uno de los cambios en la economía internacional consistió en que la inversión extranjera directa (IED) se orientó a aumentar las ventajas competitivas de las empresas por medio de alianzas estratégicas y fusiones y adquisiciones (F&A).

Cabe mencionar, que las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros más importantes en el ámbito internacional (Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V., Halliburton de México S. de R. L. de C.V. y Weatherford International, de origen francés y estadounidense) incursionaron en la explotación integral de un área y algunas empresas de servicios se convirtieron en operadoras. Además, este tipo de contratos no fueron del interés de las gigantes petroleras transnacionales.

Conclusiones:

A partir del shock financiero de 1982, los diferentes gobiernos de México alineados a la política neoliberal, sentaron las bases, iniciaron y avanzaron en la privatización de Pemex, la empresa estatal más importante de México. Éstos modificaron y se apegaron a Leyes secundarias y mantuvieron una política de desintegración y desmantelamiento de Pemex para establecer las condiciones y avanzar en su privatización.

La privatización de Pemex ha estado en la agenda de Estados Unidos, este país ha tenido intereses políticos y económicos en la privatización de la explotación de petróleo en México. El TLC (firmado por Estados Unidos, Canadá y México) abonó a tal fin al permitir la participación capital privado en la explotación de petróleo, aduciendo que a través de los contratos no se afecta la reserva del Estado en esa actividad y protegiendo la inversión privada extranjera previendo su participación. Con la firma del TLCAN México se integró formalmente al proyecto de Estados Unidos, de manera subordinada debido a la asimetría política y económica con ese país.

Ahora bien, la participación de empresas nacionales y, especialmente, extranjeras, en el sector estratégico y más rentable de Pemex, en la explotación de petróleo se inició, en 1997, con los Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (Pidiregas). Estos proyectos contemplaban las actividades propias de PEP en los principales campos petroleros, como: perforación de pozos de explotación, exploración con perforación de pozos exploratorios, explotación con desarrollo de campos, mantenimiento de infraestructura, etc. Además, los proyectos fueron financiados por Pemex a través de la contratación de créditos nacionales y, fundamentalmente, internacionales por los vehículos financieros Pemex Project Funding Master Trust (Master Trust) y el

Fideicomiso Irrevocable de Administración F/163 (F/163), lo cual provocó un incremento importante de su deuda.

La privatización de Pemex Exploración y Producción se realizó a través de las diferentes modalidades de contratación, Contratos de Obra Pública o de Servicios, Contratos de Servicios Múltiples (CSM) y Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP). La participación de las empresas transnacionales fue dominante, individualmente y asociadas, debido a sus ventajas competitivas (Dunning, 2001; Hymer, 1972). Las empresas transnacionales que participaron fueron desde importantes y grandes empresas de servicios petroleros hasta pequeñas y medianas compañías petroleras. Las “Big Five” no participaron debido al tipo de contratos, ellas prefieren las concesiones o licencias y sobre todo a que a estas empresas les atraen las áreas con elevadas reservas de hidrocarburos (ventajas de localización) (Dunning 2002; Narula y Dunning, 2010).

Los avances en la participación de las empresas privadas nacionales y extranjeras tuvieron importantes repercusiones en Pemex Exploración y Producción (PEP): sufrió cambios en su forma de organización de la producción, se fue convirtiendo progresivamente en administrador de contratos, esto confirma la segunda hipótesis planteada; desarrolló la fragmentación de la forma de producción al ceder en segmentos sus actividades sustantivas de exploración y explotación de hidrocarburos (contratos de obra pública o servicios); no solo cedió sus actividades sustantivas, como en los contratos de servicios, si no el propio control directo de la explotación de hidrocarburos durante un periodo largo de tiempo, es el caso de los CSM y CIEP; pierde la capacidad productiva lograda durante décadas y deja de captar la totalidad de las utilidades.

En los CSM y CIEP las empresas privadas nacionales y transnacionales formaron alianzas estratégicas y joint venture (empresas conjuntas). Las empresas transnacionales formaron alianzas estratégicas o empresas conjuntas con grupos de la oligarquía mexicana, manteniéndose estos últimos un tanto subordinados ya que no fungieron como operadores. Las empresas mexicanas eran de reciente creación y algunas proporcionaron servicios a PEP, por lo que para elevar su competencia se asociaron con empresas transnacionales.

Capítulo 5

Nuevas modalidades de participación de las empresas petroleras transnacionales en la exploración y extracción de petróleo en México (tercera etapa, 2011-2015)

Introducción

En este periodo Pemex atravesó por una situación crítica producto de una política gubernamental carente de un proyecto de desarrollo nacional a largo plazo. Los avances en la privatización y transformación de Pemex se instrumentaron en el marco de la declinación de la producción de Cantarell y de las reservas de petróleo, de la crisis financiera de Pemex, producto de la exacción de las utilidades para solventar las finanzas públicas, e inestabilidad de los precios del petróleo. El gobierno de Peña Nieto modificó la Carta Magna (2013) al promover la falsa idea de que las empresas privadas nacionales e internacionales fortalecerán a la industria petrolera, cuando a éstas lo único que les ha interesado es la obtención de petróleo (Finch, 2002) y maximizar sus ganancias (Hallwood, 1994).

Este capítulo tiene dos objetivos. El primer objetivo consiste en analizar las diversas formas de participación de las empresas transnacionales en la explotación de petróleo en México, así como sus tipos de asociación. El segundo objetivo reside en analizar las importantes transformaciones de Pemex.

Este capítulo trata sobre la Reforma Energética (2013) del Gobierno de Peña Nieto concerniente a los cambios en Constitución Política Mexicana en materia energética, específicamente sobre las modificaciones en el artículo 27 constitucional que legalizaron los contratos de servicios, licencia, utilidad y producción compartida, se eliminó el principal obstáculo a la privatización de la industria petrolera, y se establecieron profundos cambios en Pemex en su estructura y en su papel estratégico. Pemex deja de ser una Empresa Estatal Nacional.

En el ámbito internacional en los países con Empresas Petroleras Estatales o con participación estatal, como Noruega, Venezuela y otros, debido a sus experiencias negativas al contratar a empresas privadas extranjeras y con el objeto de mantener el control de la producción de petróleo, establecieron asociaciones de sus empresas estatales, con una participación mayoritaria, con empresas privadas extranjeras, considerándose

como una reestatización parcial de la industria petrolera. El gobierno de Peña Nieto fue contra corriente y no tomó en cuenta las experiencias negativas, al contratar a empresas privadas extranjeras, de Noruega, Venezuela, Brasil, Colombia y otros, para establecer su política energética.

En este capítulo se estudian los primeros contratos de producción compartida (Ronda 1 primera convocatoria -15 de julio de 2015- y segunda convocatoria-30 de septiembre de 2015-) y de licencia (Ronda 1, tercera convocatoria-15 de diciembre de 2015) otorgados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) a empresas petroleras privadas, individuales o asociadas, nacionales y transnacionales. Se analizan las particularidades de cada tipo de contrato: participación del Estado en la utilidad o regalía, según corresponda; participación de las empresas en la utilidad; ubicación del área licitada; actividades a realizar (exploración y producción de petróleo, producción de petróleo), duración del contrato y el monto de las reservas obtenidas.

5.1 Tercera Etapa, 2011-2015

5.1.1 Situación crítica de Pemex

En esta etapa se presentó un grave shock petrolero internacional caracterizado por la caída de los precios internacionales del petróleo. “Los precios de la mezcla mexicana se mueven al ritmo de los internacionales, especialmente al West Texas Internacional, con un margen pequeño en contra debido al elevado contenido de crudos pesados y por la política de ventas de Pemex, que otorga descuentos especiales a las ventas a Estados Unidos” (Puyana, 2014, p. 208). Por lo que, el precio promedio de la mezcla mexicana de petróleo crudo alcanzó un máximo de 105.85 dls/b en 2011, iniciando inmediatamente su declive llegando a 43.29 dls/b en 2015 (Aguirre, 2015). Hay que tomar en cuenta que en 2015 el costo promedio de la producción de crudo en México fue de 9.40 dls/b (Pemex, 2015b), costo relativamente bajo, por lo que todavía hubo un amplio margen de ganancia, en relación con los precios del petróleo.

La caída del precio del crudo se debió a varios factores, por el lado de la oferta un factor decisivo fue el aumento de la producción de petróleo de esquisto en los Estados Unidos, de 340 mil barriles diarios en 2007 a 4.07 millones de barriles diarios en 2014, representando el 21% de la oferta petrolera total, lo que provocó la contracción de las

importaciones de Estados Unidos (Beinstein, 2015). En Estados Unidos se aprovechó el elevado precio del petróleo para desarrollar la producción de crudo no convencional cuyos costos son elevados y sus efectos al medio ambiente son graves. Para darnos una idea, en 2015 en Estados Unidos el costo promedio de la producción petróleo fue de 36.2 dls/b (Statista, 2019). Otro factor fue el aumento de las exportaciones de Irak y Libia. Por el lado de la demanda, tenemos que ésta descendió debido a la contracción de la economía mundial, fundamentalmente de los países desarrollados (Beinstein, 2015).

Un hecho importante fue que en 2013 Estados Unidos se erigió como el principal productor de petróleo y gas natural en el ámbito internacional, aunque también fue el principal consumidor de petróleo, como se mencionó en el capítulo 2. La explotación de crudo no convencional significó una revuelta en el mercado petrolero internacional. Algunos países, como México, han incursionado en el desarrollo de petróleo no convencional. Uno de los efectos no predecible fue la tendencia a la baja de la participación de las exportaciones de petróleo a los Estados Unidos en el total de las exportaciones de petróleo de México, de 82% en 2011 a 59% en 2015 (SENER, 2016).

La inestabilidad de los precios del petróleo estuvo también relacionada con dominio del capital monopolista-financiero. En el mercado petrolero el dominio del capital monopolista-financiero se expresó en los contratos de futuros del petróleo.

De acuerdo con Guillén (2015) el régimen prevaleciente es el régimen de acumulación con dominación financiera (RADF).

(...) En este libro se postula la conveniencia de retomar a Marx y de repensar la categoría de capital financiero a partir de los aportes de Rudolf Hilferding (1973). El capital monopolista-financiero es un nuevo segmento del capital- el dominante en la época de los monopolios y de las sociedades anónimas-, no el viejo capital bancario al servicio de la industria. Lo que surge de esa fusión del capital bancario y el capital industrial es una nueva fracción de la burguesía que hegemoniza el poder económico y político. La oligarquía financiera domina no solo el accionar de los bancos y de las finanzas, sino que determina, también, la dirección de la esfera productiva de la economía, es decir, define el *modus operandi* de toda la economía (Guillén, 2015, p. 21).

En el mismo sentido, Beinstein (2015) plantea que un factor importante de la caída de los precios del petróleo fue la especulación financiera sobre el mercado internacional del petróleo. Las operaciones financieras con derivados basados en el petróleo y otros subieron paralelamente a los precios del crudo, lo cual provocó la crisis de 2008. En 2008, las operaciones financieras con derivados cayeron al igual que los precios del petróleo, teniendo una pequeña recuperación en 2009 para volver a caer en el segundo semestre de 2011, similar a los precios del crudo. El desenvolvimiento de las operaciones financieras con derivados contribuyó a la inestabilidad de los precios del petróleo.

A todos esos factores es necesario sumar lo que en términos generales puede denominarse “perturbaciones geopolíticas”, la feroz pelea de los Estados Unidos y sus socios (...) de Europa Occidental por controlar el grueso de las reservas petroleras mundiales (la disputa incluye a las reservas de gas) está en la base de la larga guerra en la que están embarcados (Afganistán, Irak, Siria...) extendida a África (Libia, Yemen...) y Europa del Este (Ucrania). No se trata sólo de guerras por petróleo y gas, también está en juego el sometimiento de China que compite por esas reservas (...); bajar o frenar el alza de los costos energéticos y de los costos salariales periféricos constituyen objetivos fundamentales de esos centros imperialistas. El desmembramiento de Rusia (superpotencia militar energética global) es una meta esencial de esa ofensiva. Ninguna región del mundo está a salvo, América Latina completa el panorama con Venezuela a la cabeza (20% de las reservas petroleras globales) (Beinstein, 2015 p.18).

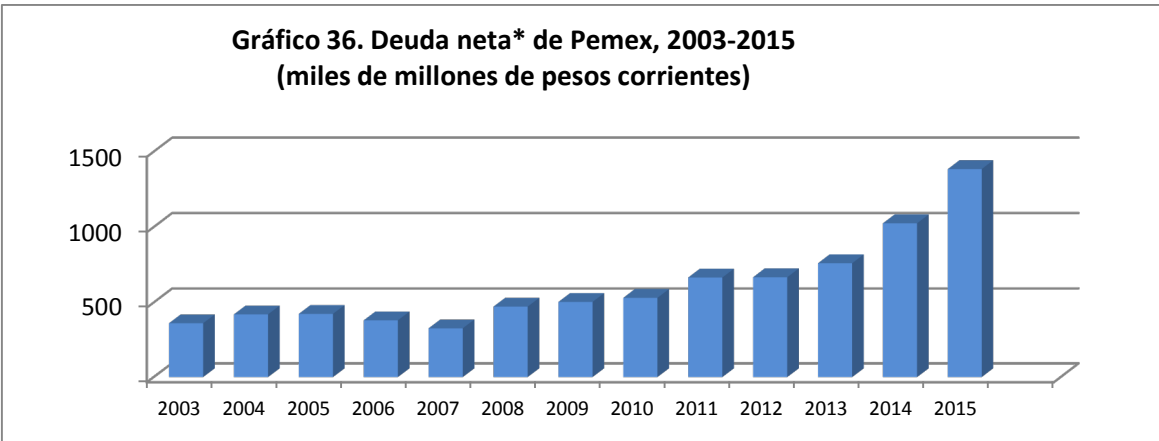
En esta etapa la producción de crudo en México siguió la misma tendencia descendente iniciada en 2004, debido a la caída de la producción del campo gigante Cantarell. El campo productor de crudo más relevante, el campo gigante Cantarell, tuvo su pico de producción en 2004 iniciando una rápida declinación de su producción, de 2,056 mb/d en 2004 a 193 mb/d en 2015 (Pemex, 2015a).

Frente a la caída de la producción de Cantarell, Pemex elevó la inversión para evitar el desplome de la producción, de las exportaciones y de las reservas de petróleo. Situación

sumamente crítica alcanzada por una política energética incorrecta, al privilegiar la extracción de petróleo y obtener en lo inmediato elevados ingresos, afectando la seguridad energética nacional.

Durante el periodo, Pemex le dio un fuerte impulso a la inversión presupuestal, la inversión presupuestal acumulada fue de 1,578 mil millones de pesos nominales. Como se mencionó en el capítulo anterior, la inversión presupuestal ha sido la inversión autorizada para Pemex y Organismos Subsidiarios o Empresas Productivas Subsidiarias en el Presupuesto de Egresos de la Federación. Pemex recurrió a la contratación de deuda para cubrir la inversión presupuestal, ya que sus elevadas utilidades se dirigieron a solventar las finanzas públicas, ver más adelante.

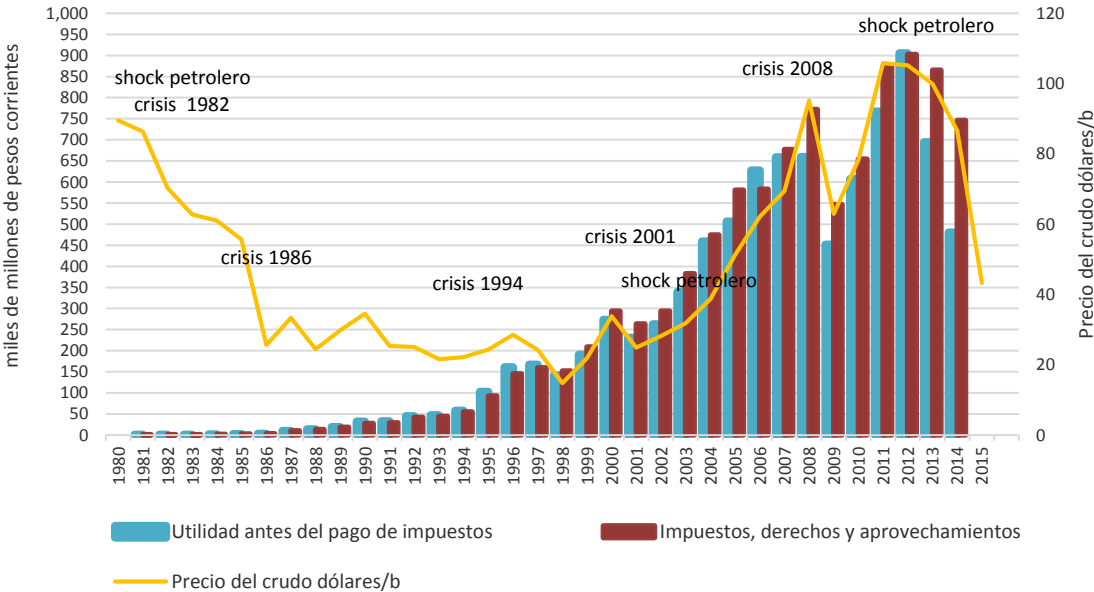
Pemex recurrió a los mercados financieros para financiar, como él mismo señalaba, sus proyectos de inversión. Por ejemplo, en 2015 Pemex obtuvo financiamiento de 378 mil millones de pesos nominales, mayor que la inversión presupuestal de ese mismo año (Pemex, 2016). El financiamiento se obtuvo fundamentalmente de bancos extranjeros, por lo que, en 2015 el saldo de financiamiento obtenido de bancos extranjeros fue de 1, 123 mil millones de pesos nominales (Pemex, 2015a). Pemex al recurrir a los mercados financieros para financiar los elevados montos de inversión generó un incremento progresivo e importante de su deuda (Ver gráfico 36). A la situación difícil de Pemex se le sumó la inestabilidad financiera.



Fuente: Elaboración propia con base en información de Pemex (2015 a).
*Deuda neta es la diferencia entre el monto de la colocación y la amortización de la deuda.

En esta etapa se presentó el descenso de las utilidades de Pemex debido, fundamentalmente, a la caída de los precios del crudo, así como de la producción. No obstante, Pemex tuvo una utilidad acumulada de 2,848 miles de millones de pesos corrientes, casi el doble de la inversión presupuestal (Ver gráfico 37). Las elevadas utilidades de Pemex no se dirigieron a la inversión para mitigar su deuda externa, sino que éstas fueron captadas por la Secretaría de Hacienda, no se modificó la política fiscal. En Pemex la tasa impositiva efectiva fue de 123.3% en promedio anual de 2011 a 2014 (Ver gráfico 37). El gobierno con la finalidad de obtener los mayores recursos de Pemex, por arriba de su capacidad financiera, indujo su crisis financiera, sobre todo en el gobierno de Peña Nieto, lo cual puso en evidencia el supuesto propósito de disminuir la carga impositiva.

Gráfico 37. Utilidad e impuestos de Pemex, 1981-2014



Fuente: Elaboración propia con base en información de Pemex (1988, 1999, 2007 y 2015) y Aguirre (2015).

*Precio promedio anual de la mezcla mexicana de petróleo crudo a precios de 2015.

**Pemex maneja diferente información del año 2015 por lo que no es posible determinar los datos correctos.

Tan es así, que en los Presupuestos de Egresos de la Federación se autorizaron los Balances Financieros deficitarios de Pemex. Esta situación estuvo fuera de los preceptos económicos dado que Pemex ha generado elevadas utilidades. Como se mencionó en el capítulo anterior, en importantes Empresas Petroleras Estatales o con participación estatal las tasas impositivas efectivas han sido por lo regular menores a la de Pemex, lo que les ha permitido expandir sus actividades, por ejemplo, la empresa noruega Equinor (antes Statoil). Es paradójico que uno de los fundamentos del gobierno de Peña Nieto para la privatización de Pemex fue la incapacidad financiera para invertir.

5.1.2 Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo a los Yacimientos Transfronterizos de Hidrocarburos en el Golfo de México

El Tratado para Resolver las Diferencias Fronterizas y Pendientes y para Mantener a los Ríos Bravo y Colorado como la Frontera Internacional, firmado el 23 de noviembre de 1970, y el Tratado sobre Límites Marítimos entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América suscrito el 4 de mayo de 1978, en vigor a partir del 13 de noviembre de 1997, no cubrieron dos áreas, denominadas Polígonos Occidental y Oriental, las cuales permanecieron como aguas internacionales. Posteriormente, Vicente Fox firmó el 9 de junio de 2000 el Tratado entre el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y el Gobierno de los Estados Unidos de América sobre la Delimitación de la Plataforma Continental en la Región Occidental del Golfo de México más allá de las 200 millas náuticas, el cual entró en vigor el 17 de enero de 2001. En el Tratado se acordó que del área total del Polígono Occidental de aproximadamente 17,467 Km², el 62% le correspondería a México y el 38% a Estados Unidos. Si bien, México obtuvo la mayor parte, ésta estaba integrada fundamentalmente por llanura abisal carente de estructuras geológicas (Barbosa, 2006). A diferencia, a Estados Unidos le correspondieron las zonas con potencial petrolero: las del Escarpe de Sigsbee y la Terraza Amery (Rodríguez, 2009).

Además, en dicho Tratado se dispuso una moratoria consistente en que las Partes no autorizarían, ni permitirían la perforación o la explotación petrolera o de gas natural dentro de un área de 1.4 millas náuticas (2.6 km.) a cada lado de la línea de delimitación de la plataforma continental establecida por el Tratado durante un periodo de diez años, hasta el 17 de enero de 2011. También se convino entre las partes en autorizar las

solicitudes de estudios geológicos y geofísicos que ayuden a determinar la posible presencia y distribución de los yacimientos transfronterizos, así como de informar de los estudios realizados y de la existencia o posible existencia de yacimientos transfronterizos. Asimismo, se acordó que al término de la moratoria las partes informarían sobre el otorgamiento de concesiones, licencias, entre otras, y sobre el inicio de la extracción de petróleo y gas natural.

Previo al vencimiento de la moratoria establecida en el Tratado, antes mencionado, las partes convinieron en una prórroga de la misma de tres años, hasta el 17 de enero de 2014. Cabe mencionar, que el Polígono Oriental (el cual colinda con México, Estados Unidos y Cuba) no se ha repartido.

Frente a los avances en las actividades petroleras cercanas a la frontera marítima en el Golfo de México por parte de Estados Unidos era necesario un Acuerdo relativo a dichas actividades con el propósito de proteger la soberanía energética nacional.

A finales del gobierno de Felipe Calderón se firmó el *Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo a los Yacimientos Transfronterizos de Hidrocarburos en el Golfo de México*¹. Del Acuerdo, firmado el 20 de febrero de 2012, se destaca lo siguiente: se estableció la cooperación entre los gobiernos firmantes respecto a la exploración y explotación conjunta de las estructuras geológicas de Hidrocarburos y Yacimientos que se extienden a través de la frontera marítima; se determinará el área para la explotación conjunta de los Yacimientos Transfronterizos; la explotación conjunta de los Yacimientos Transfronterizos la realizarán empresas privadas nacionales e internacionales a las que los respectivos gobiernos, Estados Unidos y México, les otorguen una Licencia (Licencia o Concesión significa la autorización emitida por una autoridad ejecutiva para llevar a cabo la exploración y explotación de un área determinada); de la asociación para la explotación conjunta de un área, las empresas participantes elegirán al operador; se determinará el periodo de explotación del Yacimiento Transfronterizo; las empresas privadas se distribuirán la producción de hidrocarburos del área asignada; los ingresos que recibirá el gobierno de la explotación de los Yacimiento

¹ “Yacimiento Transfronterizo” significa cualquier Yacimiento que se extienda a través de la frontera marítima en el Golfo de México y cuya totalidad se localice más allá de 9 millas náuticas (16.8 km) de la costa, explotable total o parcialmente desde ambos lados de la frontera marítima en el Golfo de México.

Transfronterizos corresponderán a los impuestos establecidos en la legislación mexicana. Además, se contempló que, si no hay acuerdo de asociación, los gobiernos de México y Estados Unidos podrán autorizar a su Licenciatario respectivo la explotación del Yacimiento Transfronterizo. Aunque, previamente los representantes de ambos gobiernos determinarán conjuntamente un estimado de hidrocarburos originalmente recuperables del yacimiento de cada lado de frontera marítima y la distribución de la producción. El Acuerdo también trata sobre las actividades petroleras cercanas a la frontera marítima del Golfo de México. Al respecto se apunta que los gobiernos de México y Estados Unidos se mantendrán informados de las actividades de exploración y explotación realizadas dentro de las 3 millas (5.6 km) contiguas a la frontera marítima del Golfo de México.

Otro punto de suma importancia es que en el Acuerdo se dio por terminada la moratoria relativa a la autorización o permisos de perforación y explotación de petróleo o gas natural en la Zona Limítrofe del Polígono Occidental del Golfo de México (Secretaría de Relaciones Exteriores, 2012).

Los Acuerdos bilaterales son para regular con el objetivo de defender la soberanía nacional, en este caso la soberanía energética nacional. Este Acuerdo se utilizó para avanzar en la privatización de la explotación de los hidrocarburos, en él se estableció el otorgamiento de Licencias, que no son otra cosa que Concesiones, a empresas privadas nacionales y extranjeras para la explotación conjunta de hidrocarburos en los Yacimientos Transfronterizos, las cuales estaban prohibidas en la Constitución Mexicana. Al igual que a principios del siglo XX, las empresas petroleras transnacionales controlarán y se repartirán la producción de hidrocarburos y el gobierno solamente obtendrá ingresos vía impuestos. Con este tipo de acuerdo, se corre el riesgo de que las empresas asociadas de ambos países sean de la misma matriz de una empresa transnacional estadounidense. Por lo que Estados Unidos será el único beneficiado del Acuerdo al obtener la totalidad de los hidrocarburos de los Yacimiento Transfronterizos.

En suma, los gobiernos de Vicente Fox y Felipe Calderón estrecharon las relaciones de subordinación con los Estados Unidos firmando Tratados bilaterales producto de negociaciones supeditadas a la seguridad energética de los Estados Unidos y a los intereses de las Empresas Petroleras Transnacionales.

5.1.3 Pemex frente a los cambios constitucionales

El gobierno de Peña Nieto con el objeto de avanzar en las llamadas reformas estructurales de manera consensuada y con el apoyo de las principales fuerzas políticas del país (PRI, PAN, PRD) formuló, promovió y concertó el “Pacto por México”.

En el “Pacto por México”, firmado el 2 de diciembre de 2012, las principales fuerzas políticas del país acordaron realizar una reforma energética. Los puntos centrales de la reforma energética fueron: atraer la inversión, el desarrollo tecnológico y la formación de cadenas de valor; el Estado tendrá la propiedad de los hidrocarburos y de Pemex como empresa pública; transformar a Pemex en una empresa pública de carácter productivo que tenga la capacidad de competir en la industria; ampliar la capacidad de ejecución de la industria de exploración y producción de hidrocarburos; realizar las reformas necesarias para crear un entorno de competencia en refinación, petroquímica y transporte de hidrocarburos, sin privatizar las instalaciones de Pemex y ampliar las facultades y fortalecer a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (SRE, 2012 b).

Los acuerdos sobre la reforma energética contemplaron lo siguiente: la participación del sector privado en exploración y producción, refinación, petroquímica y transporte; cambios en la relación Estado- Pemex, consistente en reforzar el control del Estado sobre Pemex al ser su propietario y modificaciones a Pemex, transformándola de una empresa estratégica a una empresa productiva.

Con el “Pacto por México”, el gobierno de Peña Nieto logró el apoyo de las principales fuerzas políticas (PRI, PAN y PRD) para realizar los cambios en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos referentes al sector energético.

En el primer año de gobierno de Peña Nieto se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia energética, publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 20 de diciembre de 2013. Específicamente el artículo 27 trata sobre la participación del sector privado en las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos. El artículo 27, párrafo séptimo, a la letra dice:

Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo

plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.

Entre los cambios importantes tenemos: se pone especial énfasis en que los hidrocarburos del subsuelo son propiedad de la Nación, esto es así porque anteriormente la Nación era propietaria de los hidrocarburos del subsuelo y fuera de él; se transforma a Pemex de una empresa estratégica a una empresa productiva del Estado, la cual llevará a cabo actividades de exploración y extracción de petróleo mediante asignaciones o contratos, es decir, su actividad estará limitada a las asignaciones o contratos que obtenga; se establece legalmente que las empresas productivas del Estado realicen sus actividades mediante la contratación con particulares y que las actividades de exploración y extracción de petróleo las podrán realizar contratistas privados.

El gobierno de Peña Nieto realizó los cambios en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia energética con el “propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación”, es decir, que el objetivo es obtener ingresos para el Estado, por lo que se suprimió el objetivo de beneficiar a la sociedad mexicana, así como fortalecer la soberanía y la seguridad energética nacional.

En suma, el gobierno de Peña Nieto eliminó el principal obstáculo a la participación del sector privado nacional y extranjero en exploración y extracción de petróleo. Este hecho marcó profundos cambios en Pemex, la empresa estatal más importante de México.

Los cambios en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía se desarrollaron en el DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013. En dicho DECRETO se incluyeron 21 disposiciones transitorias, en las cuales se concretaron y ampliaron los cambios en la Constitución. Las reformas a la Constitución y las

disposiciones transitorias concernientes se integraron a la nueva Ley de Petróleos Mexicanos y a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

La reforma constitucional del sector energético estableció importantes transformaciones a Pemex, en particular el párrafo cuarto del artículo 25 y el Transitorio Vigésimo, las cuales fueron reglamentadas en la nueva Ley de Petróleos Mexicanos, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de agosto de 2014.

Con fundamento en la nueva Ley de Petróleos Mexicanos, la anterior se derogó, se destacan los siguientes puntos:

- a) Al petróleo se le despoja de su carácter estratégico al considerarlo como cualquier mercancía.
- b) A Pemex se le suprime legalmente la facultad de ejercer la conducción central y la dirección estratégica de la industria petrolera.
- c) Se pone especial énfasis en que el Estado es propietario de los hidrocarburos localizados en el subsuelo, esto es así porque anteriormente el Estado era propietario de los hidrocarburos del subsuelo y fuera de él.
- d) Se redefinen las relaciones entre el Estado y Pemex. El gobierno federal refuerza su dominio sobre Pemex al establecerse que Pemex es una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del gobierno federal. Por lo que al gobierno federal se le atribuye la facultad de tener el poder directo e inmediato y, por tanto, la capacidad de disponer de Pemex y de sus empresas productivas subsidiarias.
- e) La definición de empresa productiva se establece para caracterizarla como cualquier empresa privada cuyo objeto es maximizar la renta para el Estado, el cual es el propietario. Por lo que las utilidades de Pemex y de sus empresas productivas subsidiarias se dirigen expresamente al financiamiento del gasto público. En consecuencia, los trabajadores no cuentan con el reparto de utilidades.
- f) En contradicción con lo anterior, Pemex y las empresas productivas subsidiarias están obligadas a entregar anualmente al gobierno federal un dividendo estatal. El excedente que resulte después de cubrir el dividendo estatal será reinvertido.
- g) Existe una fuerte centralización del poder de decisión del Ejecutivo Federal al tener la facultad de otorgar y modificar, a través de la Secretaría de Energía, las Asignaciones de áreas para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Pemex a través de las empresas productivas del Estado cuenta con la exclusividad de obtener Asignaciones de áreas. Las Asignaciones tienen un periodo de vigencia, aunque éste se puede prorrogar y son susceptibles de devolverse y de revocarse. Se les llama Asignaciones de áreas, a las áreas asignadas por la Secretaría de Energía exclusivamente a la empresa productiva del Estado Pemex Exploración y Producción.
- h) Como parte de la centralización del poder de decisión del Ejecutivo Federal, éste cuenta con la facultad exclusiva de efectuar, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.
- i) En el Consejo de Administración de Pemex fundamentalmente se elimina la representación del Sindicato. El Ejecutivo Federal designa al Director General y al Consejo de Administración de Pemex integrado por: cinco consejeros del Gobierno Federal (incluyendo

el titular de la Secretaría de Energía quien lo presidirá y el titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público) y cinco consejeros independientes, ratificados por el Senado de la República. Si bien, el Ejecutivo Federal ha mantenido el control de Pemex con los cambios ese control se ha potenciado.

- j) Se legalizan los Contratos de Servicios, de Licencia, de Producción y Utilidad Compartida, para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos.
- k) Pemex deja legalmente de tener la exclusividad de realizar las actividades de exploración y producción de petróleo.
- l) Se dispone legalmente la viabilidad de que Pemex para la realización de sus actividades pueda celebrar contratos, convenios, alianzas o asociaciones o cualquier acto jurídico, con personas físicas o morales de los sectores público, privado y social, nacional o internacional.
- m) Petróleos Mexicanos podrá crear empresas filiales (empresas privadas en las que participe directa o indirectamente, en más del 50% de su capital social) las cuales podrán realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos a través de contratos, para ello tendrán que asociarse o formar alianzas con terceros.
- n) Un cambio importante es que el Ejecutivo Federal puede establecer contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, a través de la CNH, con Pemex y las empresas productivas del Estado. Para la realización de los contratos Pemex puede asociarse o participar con particulares (Ver anexo, cuadro 2A)

De lo anterior se desprende lo siguiente: el Estado deja de tener el control total de la industria petrolera al permitir la participación del capital privado nacional y extranjero a través de contratos de producción y utilidad compartida y de licencia, entre otros, y refuerza legalmente el control sobre Pemex con la finalidad de generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano. En consecuencia, Pemex deja de tener legalmente los fundamentos y objetivos por la que fue creado entre los que se encuentran: ejercer la conducción central y la dirección estratégica de la industria petrolera, fortalecer la soberanía y la seguridad energética nacional, la promoción del desarrollo económico y la distribución del ingreso (Myers y Soligo, 2007).

La transformación de Pemex en una empresa productiva del Estado y sus empresas productivas subsidiarias establecida en la Ley de Petróleos Mexicanos (11 de agosto de 2014) marcó los cambios en la estructura de Pemex. El Consejo de Administración de Pemex, de acuerdo a dicha Ley, determinó la nueva estructura y organización de Pemex con la “finalidad de generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano” (Ver gráfico 38)

Gráfico 38. Estructura de Pemex



Fuente: Elaboración propia con base en el Diario Oficial de la Federación, 28 de abril de 2015.

*La empresa productiva subsidiaria Pemex Cogeneración y Servicios se liquidó y extinguió, publicado en el DOF el 27 de julio de 2018, lo que implicó la transferencia de funciones, derechos y obligaciones a la empresa productiva subsidiaria Pemex Transformación industrial. Pemex Cogeneración y Servicios tenía por objeto la generación, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica, incluyendo, de forma no limitativa, la producida en centrales eléctricas y de cogeneración; así como la provisión de servicios técnicos y de administración asociados a dichas actividades, para Petróleos Mexicanos, empresas productivas subsidiarias, empresas filiales y terceros, por sí misma o a través de empresas en las que participe de manera directa o indirecta.

Las Empresas Productivas del Estado subsidiarias de Petróleos Mexicanos tienen las siguientes actividades:

1. *Pemex Exploración y Producción* (integrada parcialmente por el anterior organismo subsidiario Pemex-Exploración y Producción) tiene por objeto exclusivo: la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero.
2. *Pemex Transformación Industrial* (integrada parcialmente por las anteriores subsidiarias Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica): realiza las actividades de refinación, transformación, procesamiento,

importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

3. *Pemex Etileno*: tiene por objeto la producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno, por cuenta propia o de terceros.
4. *Pemex Fertilizantes*: tiene por objeto la producción, distribución y comercialización de amoniaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de servicios relacionados.
5. *Pemex Perforación y Servicios*: tiene por objeto proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.
6. *Pemex Logística*: tiene por objeto prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados, a Petróleos Mexicanos, empresas productivas subsidiarias, empresas filiales y terceros, mediante estrategias de movimiento por ducto y por medios marítimos y terrestres; así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.

En relación a Pemex Exploración y Producción, aparentemente solo se transforma el organismo subsidiario Pemex-Exploración y Producción en la empresa productiva subsidiaria, denominada, Pemex Exploración y Producción. Sin embargo, tenemos que las actividades de Pemex Perforación y Servicios son propias de Pemex-Exploración y Producción, así como también parte de las actividades de Pemex Logística. Por lo que hay una desintegración de las actividades, lo cual genera ineficiencia. Además, hay una transferencia de bienes de Pemex Exploración- y Producción a Pemex Exploración y Servicios, Pemex Logística y a empresas privadas nacionales y extranjeras. Por otro lado, el argumento por parte del gobierno de Peña Nieto de falta de capacidad técnica de Pemex para realizar los cambios en la constitución se viene para abajo cuando Pemex Perforación y Servicios tiene la capacidad de proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, al igual que las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros, así como también la capacidad de proveer servicios de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos por parte de Pemex Logística. Con la formación de las empresas productivas del Estado subsidiarias Pemex Perforación y Servicios y Pemex Logística realmente se están creando dos Empresas de Servicios Petroleros para prestar servicios a Empresas Petroleras Privadas Nacionales y Extranjeras. Esto da cuenta

que las Empresas Petroleras Privadas Nacionales y Extranjeras necesitan de la infraestructura de Pemex.

En torno a Pemex Transformación Industrial tenemos que ésta presenta ambos fenómenos, el de integración (integrada parcialmente por las anteriores subsidiarias Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex- Petroquímica) y desintegración, de ahí se desprenden Pemex Etileno y Pemex Fertilizantes -se crean las condiciones para la inversión privada-, así como parte de Pemex Logística.

En suma, la reorganización de Pemex tiene por objeto generar y fortalecer los negocios de las empresas privadas nacionales y extranjeras, así como el desmantelamiento de Pemex, especialmente de Pemex-Exploración y Producción, la cual ha generado la mayor parte de los ingresos para el Estado. Además, cabe mencionar que la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción no obtiene todos los activos de la subsidiaria Pemex Exploración y Producción, una parte importante se otorgarán a las empresas privadas nacionales y, fundamentalmente, transnacionales.

Las reformas a la constitución y las disposiciones transitorias referentes se concretizan, como se mencionó anteriormente, en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, establece los lineamientos en materia de los Contratos de Utilidad y Producción Compartida, Licencia y Servicios, así como de las Asignaciones a la empresa productiva subsidiaria Pemex-Exploración y Producción (Ver cuadro 23).

En relación a los contratos de utilidad compartida, el contratista no pagará el total de la regalía ya que al valor del petróleo se le resta la regalía para determinar la utilidad. Asimismo, al contratista se le pagarán los costos (costos, gastos e inversiones), por lo que el contratista no correrá ningún riesgo. Este tipo de contratos serán más proclives a la corrupción al tener las empresas la posibilidad de manipular la información. En los contratos de producción compartida sucederá lo mismo que en los contratos de utilidad compartida, aunque el porcentaje de utilidad se otorgará en especie (petróleo y gas), así como los costos de producción ¡Cómo es posible que el gobierno determine pagar los costos de producción con petróleo! Estos contratos son más atractivos sobre todo para las Empresas Transnacionales de los países importadores de petróleo.

Cuadro 23. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 11 de agosto de 2014.

CONTRATOS DE UTILIDAD COMPARTIDA*	CONTRATOS DE LICENCIA	ASIGNACIONES
<ul style="list-style-type: none"> • <i>El Contratista otorgará al Estado:</i> • La cuota contractual para la fase exploratoria, pago mensual en efectivo en los primeros cinco años de 1,150 pesos por km² y después 2,750 pesos por km². • La regalía (pago mensual en efectivo) es una tasa al valor contractual del petróleo de 7.5% cuando el precio contractual sea inferior de 48 dlrs y de $[(0.125 \times \text{precio contractual del petróleo}) + 1.5]\%$ cuando sea igual o mayor a 48 dlrs. Por ejemplo, para el precio de 48 dlrs $[(0.125 \times 48 \text{ dlrs.}) + 1.5] = 7.5\%$; para el precio de 49 dlrs es $[(0.125 \times 49 \text{ dlrs.}) + 1.5] = 7.6\%$ • Un porcentaje de la utilidad operativa (se le resta al valor contractual del petróleo la regalía y la recuperación de costos). • <i>El Contratista obtiene:</i> • La recuperación de costos (costos, gastos e inversiones), pago mensual. • El remanente de la utilidad operativa después de cubrir el porcentaje establecido para el Estado 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>El Contratista otorgará al Estado:</i> • Un bono a la firma pagado en efectivo, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público determina el monto y la forma de pago **. • La cuota contractual para la fase exploratoria, es igual que la de los Contratos de Utilidad Compartida. • La regalía, es igual que la de los Contratos de Utilidad Compartida. • Una contraprestación considerando la aplicación de una tasa al valor contractual de los hidrocarburos. • <i>El Contratista obtiene:</i> • La transmisión onerosa de los hidrocarburos extraídos del subsuelo. 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Pemex otorgará al Estado:</i> • Pago anual por el derecho de utilidad compartida consistente en el 65% de la diferencia que resulte de restar al valor de los hidrocarburos extraídos los costos y gastos (en exploración y transportación de hidrocarburos), inversiones y los derechos por exploración y extracción de hidrocarburos. Las inversiones solamente comprenden: el 100% del monto original de las inversiones en exploración; el 25% para desarrollo y extracción de petróleo y gas natural y 10% para infraestructura de almacenamiento y transporte • Pago mensual en efectivo del derecho de exploración de hidrocarburos, es igual a la cuota contractual para la fase exploratoria de los contratistas. • Pago mensual en efectivo del derecho de extracción de petróleo, es igual a la regalía que pagan los contratistas.

Fuente: Elaboración propia con base CDHCU, 2014c.

*Los Contratos de Producción Compartida son similares a los Contratos de Utilidad Compartida la única diferencia es que el contratista obtiene en especie (petróleo y gas) el porcentaje remanente de utilidad operativa después de cubrir el porcentaje establecido para el Estado, así como los costos de producción.

En los Contratos de Servicios de Exploración y Extracción de Hidrocarburos los contratistas entregarán la totalidad de la producción al Estado. El Fondo Mexicano del Petróleo les pagará a los contratistas en efectivo con los recursos generados por la comercialización de su producción.

** El bono será pagado al Estado a través del Fondo Mexicano del Petróleo.

a) valor contractual del petróleo es el precio contractual por el volumen de petróleo en barriles.

b) precio contractual es el precio del mercado de petróleo en el punto de medición de la producción.

Por otro lado, no se abunda mucho sobre los contratos de servicios, al parecer son contratos de servicios integrales (exploración y extracción) y a los contratistas se les otorga un área, no se especifica que se pagarán las obras realizadas.

Ahora bien, los contratos de licencia son realmente concesiones, en los contratos de licencia las empresas controlan la producción del petróleo en un área específica y son propietarias de los hidrocarburos extraídos del subsuelo.

La operadora es la que obtiene las concesiones, una concesión es una licencia, contrato de arrendamiento u otro permiso para la exploración y/o producción de petróleo en un área (Finch, 2002, p.62)

Es preciso mencionar que en el artículo 27 de la Constitución, modificado en 2013, se señaló que no se otorgarán concesiones, en consecuencia, los contratos de licencia serán anticonstitucionales. En las concesiones tradicionales, en el ámbito internacional, el Estado llegó a percibir ingresos por arriba del 50% de las ganancias. En los contratos de licencia no se conocen las utilidades, por lo que es difícil tener claro que porcentaje de las utilidades le corresponderán al Estado

En el ámbito internacional en los países con Empresas Petroleras Estatales o con participación estatal, como Noruega, Venezuela y otros, debido a sus experiencias negativas al contratar a empresas privadas extranjeras y con el objeto de mantener el control de la producción de petróleo se establecieron asociaciones de sus empresas estatales con empresas privadas extranjeras, considerándose como una reestatización parcial de la industria petrolera. En ese sentido tenemos que a nivel internacional el 73% de las reservas de hidrocarburos son explotadas en asociaciones. “A manera de ejemplo, en Brasil el 82% del incremento en reservas se ha llevado a cabo entre Petrobras y socios en asociaciones. En Colombia el 42% del incremento en reservas se ha llevado a cabo entre Ecopetrol y socios en asociaciones” (Cossio, 2015, p.50).

El gobierno de Peña Nieto fue contra corriente y no tomó en cuenta la experiencia de otros países, como Noruega, Venezuela, Brasil, Colombia y otros, para establecer su política energética.

En torno a las Asignaciones a la empresa productiva del Estado Pemex Exploración y Producción, tenemos que existirá una sangría de las utilidades por parte del Estado, como tradicionalmente se ha hecho, limitando recursos financieros para la inversión y la

modernización, es decir, el Estado recibirá más del 65% de la utilidad, de acuerdo a la utilidad establecida para los contratistas, debido que al valor de los hidrocarburos extraídos no se les resta la totalidad de los costos (costos, gastos e inversiones) como a los contratistas.

5.1.3.1 Asignaciones a la empresa productiva del Estado, Pemex Exploración y Producción (Ronda Cero)

El 13 de agosto de 2014, el gobierno de Peña Nieto con la finalidad de privatizar la industria petrolera sin afectar a mediano plazo la producción de hidrocarburos y los ingresos del gobierno federal, le Asignó a Pemex Exploración y Producción 489 campos, 381 de extracción y 108 de exploración, que representan el 83% de las reservas 2P (reservas probadas + probables) de petróleo crudo equivalente (94% de reservas probadas que representan el 32% de las reservas totales y 72% de reservas probables que representan el 27% de las reservas totales). Es importante apuntar que las reservas totales de petróleo crudo equivalente se componen de reservas probadas, probables y posibles. El 17% de las reservas 2P y las reservas Posibles, que representan el 41% de las reservas totales de petróleo crudo equivalente (aceite crudo, condensados, líquidos en planta y gas seco equivalente a líquido) el gobierno federal las reservó para los contratos con empresas privadas nacionales y extranjeras (SENER, 2014b). El gobierno federal con parte de esas reservas inició el proceso de contratación a empresas petroleras privadas nacionales y extranjeras. Cabe señalar, que las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en el grado de certidumbre o conocimiento del yacimiento (Pemex, 2015).

Además, a Pemex Exploración y Producción se le Asignó el 21% de los recursos prospectivos, de estos se le otorgaron el 34% de convencionales, incluye aguas profundas y el 9% de no convencionales. La mayor parte de los recursos prospectivos, 79% ó 547.6 mmmbpce, que son una cantidad extraordinaria el gobierno federal los reservó para los contratos con empresas privadas nacionales y extranjeras, por lo que el futuro de Pemex Exploración y Producción es incierto. Cabe mencionar que “los recursos prospectivos se definen como aquellos recursos que no han sido descubiertos pero que han sido inferidos y que se estiman potencialmente recuperables” (SENER, 2014b).

La Secretaría de Energía haciendo cálculos fuera de la realidad proporcionó un panorama positivo al plantear que “Pemex contará con el 83% de las reservas 2P y el 21% de los recursos prospectivos de México. De esta forma se establece un piso para que Pemex pueda producir del orden de 2.5 mmbd por los próximos 20.5 años” (SENER, 2014b). Si somos un poco más realistas tenemos que con una producción de 2.5 mmbd y unas reservas probadas de aceite crudo de 9,812.1 millones de barriles, estas últimas alcanzan solamente para 11 años, datos del 1 de enero de 2014 (Pemex, 2016). No hay que ir muy lejos, en el Informe Anual 2016 de Pemex se señaló que la relación reservas-producción para reservas probadas fue de 8.1 años, datos del 1 de enero de 2016.

5.13.2 Contratos de Producción Compartida, Ronda 1

El gobierno de Peña Nieto reformó la Carta Magna aduciendo la falta de capacidad técnica de Pemex, esto no es así ya que la primera ronda de licitaciones (primera y segunda convocatoria) se realizó en áreas o bloques ubicados en aguas someras en la Cuenca del Sureste Marino, en donde Pemex Exploración y Producción (PEP) ha tenido una larga experiencia. Incluso, las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros han perforado ampliamente en aguas profundas sin mediar cambios constitucionales y sin lograr obtener grandes reservas de petróleo.

En la primera y segunda convocatoria de la primera ronda (Ronda 1) se licitaron contratos de producción compartida para la exploración y extracción de petróleo en aguas someras en la Cuenca del Sureste Marino. Los contratos de producción compartida se caracterizan por lo siguiente: “el Estado recibe la producción y destina parte de ella para cubrir el costo de exploración y producción, y una ganancia razonable al contratista determinada en el proceso de licitación y, por su parte, el contratista realiza las actividades de exploración a cuenta y riesgo, y recibe pagos una vez iniciada la etapa de producción” (SENER, 2014, p. 6).

De lo anterior se desprenden dos cuestiones ¿Cuál es el riesgo del contratista si el Estado va a cubrir el costo de exploración y producción? ¿El Estado recibe la producción y Pemex Exploración y Producción qué papel juega? Con este tipo de contratos el gobierno centraliza todavía más el poder de decisión en la industria petrolera y no hay duda que se comparte la producción de petróleo con el contratista.

El gobierno federal a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) licitó los contratos de producción compartida, los contratos son firmados por los representantes del consorcio y de las autoridades de la CNH. En representación del Estado firmó el presidente comisionado de la CNH, Juan Carlos Zepeda Molina, y lo acompañaron al acto el Secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, la subsecretaria de hidrocarburos de la Sener, Lourdes Melgar, y el subsecretario de ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Miguel Messmacher. La CNH tiene la facultad de revisar y aprobar los planes de exploración y producción de las empresas o consorcios privados.

5.1.3.2.1 *Ronda 1, Primera Convocatoria*

En la primera ronda (Ronda 1) y primera convocatoria de licitaciones en aguas someras en la Cuenca del Sureste Marino, realizada el 15 de julio de 2015, se licitaron, valga la redundancia, 14 áreas. De las cuales solo se otorgaron contratos de producción compartida en dos áreas, la 2 y la 7, en las que los licitantes cubrieron el valor mínimo de adjudicación que presentó la CNH que consistió en la participación del Estado en la utilidad de 40%. Las demás áreas se declararon desiertas. En 8 áreas las empresas licitantes no presentaron propuestas. En 4 áreas se presentó una sola propuesta en cada área, pero éstas fueron desechadas porque no cubrían el valor mínimo de adjudicación (Ver cuadro 24). El saldo se puede considerar negativo para el Estado.

En el área 2 el consorcio que obtuvo el contrato de producción compartida fue Talos Energy LLC (Estados Unidos), Sierra Oil & Gas S.de R.L. de C.V. y Premier Oil PLC (Reino Unido) cuya propuesta fue de 55.99% de participación del Estado en la utilidad (Ver cuadro 24). En la licitación la empresa Hunt Overseas Oil Company (Estados Unidos) obtuvo el segundo lugar al proponer 54.55% de participación del Estado en la utilidad.

En el contrato entre el Estado y el contratista (consorcio Talos Energy LLC., Sierra Oil & Gas S.de R.L. de C.V. y Premier Oil PLC.) se estableció que el contratista recibirá el 44.01% de la utilidad en especie-petróleo, gas y condensados- (la utilidad se obtiene de restarle al valor de los hidrocarburos los costos y la regalía) y la recuperación de costos, por lo que, el contratista no paga toda la regalía al Estado y el Estado le paga al contratista los costos (costos, gastos e inversión). El Estado obtendrá, por tanto, el 55.99% de la utilidad, parte de la regalía y la cuota contractual para la fase exploratoria (CNH, 2015a). El contrato incorpora los lineamientos en torno a los contratos de producción compartida de la

Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, antes expuestos.

En el área 7 el mismo consorcio anterior Talos Energy LLC (Estados Unidos), Sierra Oil & Gas S.de R.L. de C.V. y Premier Oil PLC (Reino Unido), obtuvo el contrato de producción compartida cuya propuesta fue de 68.99% de participación del Estado en la utilidad (Ver cuadro 24). En la licitación las empresas y consorcios que presentaron propuestas menores a las del consorcio ganador fueron: Statoil E&P México S.A. de

Cuadro 24. Contratos de producción compartida, Ronda 1 (Primera convocatoria)

Área	Licitante	Participación del Estado en la utilidad (%)	Valores mínimos de adjudicación (%)	Duración del contrato	Actividades a realizar	Fecha de adjudicación
1	No presentan	No presentan	40.0			Desierta
2	Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V., Talos Energy LLC y Premier Oil PLC.	55.99	40.0	30 años, prorrogable por dos periodos de 5 años	Exploración, perforación, desarrollo y extracción de hidrocarburos	15 de julio de 2015
3	Murphy Worldwide Inc. y Petronas Carigali International E&P B.V.	Desechada 35.00	40.00			Desierta
4	Murphy Worldwide Inc. y Petronas Carigali International E&P B.V.	Desechada 35.00	40.00			Desierta
5	No presentan	No presentan	40.00			Desierta
6	ONGC Videsh Limited	Desechada 20.00	40.00			Desierta
7	Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V., Talos Energy LLC y Premier Oil PLC.	68.99	40.00	30 años, prorrogable por dos periodos de 5 años	Exploración, perforación, desarrollo y extracción de hidrocarburos	15 de julio de 2015
8	No presentan	No presentan	25.00			Desierta
9	No presentan	No presentan	40.00			Desierta
10	No presentan	No presentan	40.00			Desierta
11	No presentan	No presentan	25.00			Desierta
12	ONGC Videsh Limited	Desechada 20.00	25.00			Desierta
13	No presentan	No presentan	25.00			Desierta
14	No presentan	No presentan	25.00			Desierta

Fuente: Elaboración propia con base en información proporcionada por CNH (2015)

C.V.(Noruega) cuya propuesta fue de 65% de participación del Estado en la utilidad; Hunt Overseas Oil Company (Estados Unidos) con la propuesta de 65.11%; Eni International B.V. (Italia) y Casa Exploration L.P.(Islas Caimán/Estados Unidos) con la propuesta de 57%; E&P Hidrocarburos y Servicios S.A de C.V.(México/Argentina) y Pan American Energy

LLC.(Reino Unido/ Argentina) con la propuesta de 27.26%, la cual fue desechada. En este bloque hubo una elevada competencia, se puede inferir que los contratistas tuvieron información privilegiada. En el caso del consorcio ganador, tenemos que Sierra Oil & Gas S.de R.L. de C.V. contó con la experiencia e información de Mario Limón, su asesor principal de geología, el cual fue el gerente estatal de estudios geológicos de Pemex durante 10 años. Así como, a pesar de que era una empresa de reciente creación (2014) tenía en su haber la siguiente información geológica: 50,000 km de sísmica 2D; 60,000 km² sísmica 3D y 3,000 km² de área de exploración en la Cuenca del Sureste Marino, así como descubrimientos de 1,000 mmbpce en cuencas de frontera de México (Sierra Oil & Gas S.de R.L. de C.V, 2016b). Esto último es un ejemplo de cómo las empresas transnacionales se asocian con empresa locales para promover conjuntamente conocimientos (ventajas de localización) (Narula y Dunnig, 2010).

El contrato del área 7, es similar al anterior, la única diferencia es la proporción de utilidad que se distribuyó entre el Estado y el contratista, el contratista obtuvo el 31.01% de la utilidad en especie (petróleo, gas y condensados), o sea, 13% menos de utilidad que en el contrato anterior, que fue de 44.01% (CNH, 2015). Sin embargo, la utilidad del contratista fue elevada, si se considera que en el ámbito internacional las empresas privadas han recibido en promedio el 20% de utilidad.

El saldo de la primera convocatoria de la Ronda 1 es significativo, las condiciones de los contratos de producción compartida beneficiaron al consorcio ya que éste obtuvo un porcentaje importante de la utilidad en especie (crudo, gas y condensados), no desembolsarán parte de la regalía, se les pagarán los costos, gastos e inversiones y controlarán directamente la exploración y producción de hidrocarburos de un área durante un periodo bastante largo, 30 años (Ver cuadro 23). En comparación, en Estados Unidos los contratos de arrendamiento en aguas profundas han sido de 5 y 7 años.

¿Por qué entonces en 8 áreas licitadas no se presentaron propuestas? La respuesta es sencilla, las compañías, principalmente transnacionales, se orientaron por las áreas con abundancia de petróleo. Las otras áreas licitadas no cumplían con las expectativas de abundantes reservorios, a pesar de que esas áreas se ubican en aguas someras en las Cuencas del Sureste Marino en donde PEP ha encontrado reservas de petróleo.

Las empresas transnacionales que se dirigen a la búsqueda de recursos se orientan a aquellos países que tienen ventajas locales

fundamentalmente de disponibilidad, precio y calidad de los recursos naturales, entre otras (Narula y Dunning, 2010, p.279)

Además, ¿Por qué el Estado presentó dos valores mínimos de adjudicación tan bajos y diferentes que consistieron en la participación del Estado en la utilidad de 40% y de 25%? ¿Esto se basa en condiciones económicas y geológicas de las áreas?

En el consorcio, ante mencionado, Talos Energy LLC (EU) es el operador con una participación del 45%, Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V. participa, también, con un 45% y Premier Oil PLC (Reino Unido) se integra con el 10% restante, en ambos bloques (Sierra Oil & Gas, 2016b). El consorcio ganador del contrato está compuesto fundamentalmente por Empresas Petroleras Transnacionales de reciente creación y relativamente pequeñas, excepto Premier Oil plc. La empresa estadounidense Talos Energy LLC. centró sus actividades en el Golfo de México de los Estados Unidos. Por su parte, la empresa británica Premier Oil plc., era una empresa de tamaño medio y sobresale por tener actividades en el Mar del Norte del Reino Unido, Indonesia, Mauritania, Vietnam, las Islas Falkland y Brasil (Ver Anexo, cuadro 3A).

En este caso las empresas se asocian o forman alianzas estratégicas con el objeto de aumentar los activos tecnológicos, productivos y financieros (Dunning, 2002; Narula y Dunning, 2010).

Las empresas transnacionales no solo se asocian con líderes tecnológicos sino con aquellos que tienen recursos limitados con el propósito de conocer las peculiaridades de su investigación. Además, entre más vínculos tengan con diferentes empresas aumenta su capacidad de aprendizaje. Por último, como explica Kay (1997), es necesario establecer redes con determinadas empresas no porque confíen en sus socios, sino para confiar en sus socios (Cantwell y Narula, 2001, p. 165).

La alianza estratégica entre las empresas, antes mencionadas, nos proporciona un ejemplo del dominio de las instituciones financieras privadas internacionales líderes en el sector energético.

Talos Energy, LLC es una petrolera transnacional estadounidense cuyos principales accionistas eran las instituciones financieras internacionales Apollo Global Management LLC y Riverstone Holdings LLC.

Sierra Oil & Gas S.de R.L. de C.V contaba con la participación de dos instituciones financieras privadas internacionales Riverstone Holdings LLC, que operaba en Nueva York, Londres, Houston y Ciudad de México, con una participación de 42.89% y EnCap Investments L.P (EU) con una participación de 42.89%. Además, tenía una participación de 14.22% del Fideicomiso Irrevocable No. F/ 175992, conocido como Fideicomiso 2 de Infraestructura Institucional. La participación del fideicomiso 2, fondo de capital privado mexicano, estuvo respaldado por la emisión de dos Certificados de Capital de Desarrollo (CCD) en la Bolsa Mexicana de Valores que fueron adquiridos por los fondos de pensiones de México (Afores). En concreto, la participación del fideicomiso 2 en dicho consorcio consistió en 75 millones de dólares provenientes de los ahorros de los trabajadores del Sistema de Ahorro para el Retiro (SAR) (Sierra Oil & Gas, 2016c).

Poco después de la firma de los contratos de producción compartida, el 9 de octubre de 2015, BlackRock adquiere al Fideicomiso 2 de Infraestructura Institucional. BlackRock es una institución financiera privada internacional con participación en Nueva York, Londres, Dublín, Zúrich, Seattle, México, Estocolmo y París (BlackRock, 2016).

Por su parte, la petrolera transnacional Premier Oil plc del Reino Unido participaba en la Bolsa de Valores de Londres. Los principales accionistas de Premier eran las instituciones financieras privadas internacionales AXA Investment Managers S.A., Schroders pic, Artemis Investment Management LLP.y BlackRock Inc., que tenía una participación indirecta de 5.06% (Premier Oil, 2016).

Lo que es característico de esta forma de asociación es que la institución financiera internacional Riverstone Holdings LLC. participaba en dos empresas del mismo consorcio, Talos Energy, LLC y Sierra Oil & Gas S.de R.L. de C.V. Al igual que BlackRock Inc., la cual participaba en Sierra Oil & Gas S.de R.L. de C.V y Premier Oil plc. Las instituciones financieras internacionales dominaron el consorcio. Además, el capital del consorcio era mayoritariamente estadounidense.

Esta modalidad del dominio del capital monopolista-financiero en la industria petrolera, es reflejo de su dominio en la economía mundial. Como se mencionó anteriormente:

El Régimen de Acumulación con Dominación Financiera (RADF) subordina la lógica de la reproducción del capital a las necesidades de valoración del capital monopolista-financiero. En la cúspide de la pirámide

financiera se encuentran las *empresas transnacionales* y los grandes bancos comerciales. Articulados con estos operan los bancos de inversión, las compañías de seguros, los operadores de los fondos de inversión, y de pensiones y los grandes fondos: los fondos de cobertura (*hedge funds*) y los *fondos privados de capital* (*private equity funds*) (Guillén, 2015, p. 45).

El consorcio, antes mencionado, compitió con grandes Empresas Petroleras Transnacionales con participación estatal como Statoil (subsidiaria Statoil E&P México S.A. de C.V.), posteriormente con el nombre de Equinor, de origen noruego (67% de participación del Estado) y la compañía italiana Eni International B.V. (31% de participación del Estado), en consorcio con Casa Exploration L.P. (Islas Caimán/Estados Unidos). Cabe mencionar, que Eni y Statoil surgieron como empresas estatales, sin embargo, con la adopción de la política neoliberal de sus gobiernos éstas se privatizaron parcialmente y se internacionalizaron (Ver anexo, cuadros 4A y 5A). Ambas petroleras transnacionales con ventajas competitivas, tecnológicas, financieras y productivas (Dunning, 2002; Narula y Dunning, 2010).

5.1.3.2.2 *Ronda 1, Segunda Convocatoria*

En la segunda convocatoria de la Ronda 1, realizada el 30 de septiembre de 2015, se licitaron 5 áreas en aguas someras de las Cuencas del Sureste Marino, con contratos de producción compartida, de las cuales solo se otorgaron contratos en 3 áreas (1, 2 y 4) en las que se cubrieron sobradamente el valor mínimo de adjudicación. En las otras áreas las empresas no presentaron propuestas (Ver cuadro 25). Se puede decir, que las licitaciones de la primera y segunda convocatoria fueron un fracaso para el Estado.

Estos contratos se diferencian con los de la primera convocatoria en que son contratos solamente de extracción por lo que no contemplan el periodo de exploración, por eso la duración de los contratos es menor, 25 años (Ver cuadro 25).

Los valores mínimos de adjudicación que presentó la CNH se ubicaron entre los 30.20% y 35.90% de la participación del Estado en la utilidad. Esos porcentajes son bajos y corresponden al interés del Estado de lograr la participación privada a costa de obtener reducidas utilidades. No obstante, las empresas ofrecieron altos porcentajes que se

ubicaron entre 70% y 83.35%, esto fue así por su interés de ganar la licitación, fundado en la cantidad de reservas de hidrocarburos de las áreas (Ver cuadro 26). Por lo que, el porcentaje de utilidad obtenido por los contratistas se ubicó entre 16.25% y 30% (Ver cuadro 25).

Área	Licitante	Participación del Estado en la utilidad (%)	Valores mínimos de adjudicación (%)	Duración del contrato	Actividades a realizar	Fecha de adjudicación	
Área 1	Amoca-Miztón-Tecoalli	ENI Internacional B.V.	83.75	34.80	25 años, prorrogable por dos periodos de 5 años	Extracción de hidrocarburos	30 de septiembre de 2015
Área 2	Hokchi	Pan American Energy LLC y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V.	70.0	35.90	25 años, prorrogable por dos periodos de 5 años	Extracción de hidrocarburos	30 de septiembre de 2015
Área 3	Xulum	No presentan	No presentan	30.20			Desierta
Área 4	Ichalkil-Pokoch	Fieldwood Energy LLC y Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V.	74.0	33.70	25 años, prorrogable por dos periodos de 5 años	Extracción de hidrocarburos	30 de septiembre de 2015
Área 5	Misión-Nak	No presentan	No presentan	35.20			Desierta

Fuente: Elaboración propia con base en información proporcionada por CNH (2015)

Cuadro 26. Reservas certificadas de hidrocarburos y superficies de las áreas propuestas (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, al 1 de enero de 2014)

Área Contractual	1P	2P	3P	Superficie (km2)
Área 1 Amoca-Miztón-Tecoalli	62.8	121.5	187.7	68.0
Área 2 Hokchi	21.3	66.7	92.7	42.0
Área 3 Xulum	0.0	17.7	97.3	58.8
Área 4 Ichalkil-Pokoch	41.4	85.4	190.6	58.0
Área 5 Misión-Nak	17.7	63.8	103.1	54.1
Total	143.2	355.1	671.4	280.9

Fuente: SENER (2015 a, p. 6).

El área 1 compuesta por los campos Amoca, Miztón y Tecoalli, la obtuvo ENI Internacional B.V. (petrolera transnacional italiana con 30.1% de capital estatal, el resto cotizado en la bolsa de Milán y con ARD en la bolsa de Nueva York) (CNH, 2015), la cual

es una petrolera transnacional grande que tiene ventajas competitivas (tecnológicas, financieras y productivas) (Ver anexo, cuadro 4A).

El área 2, que comprende el campo Hokchi, la obtuvo la alianza estratégica Pan American Energy LLC (con una participación del 60%) y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V. (con una participación del 40%) (CNH, 2015). El operador del contrato fue Pan American Energy LLC. Los accionistas de Pan American Energy LLC eran BP Argentina Exploration Company y BP Alternative Energy North America Inc. filiales de la británica British Petroleum (60% de las acciones) y Bidas Corporation, la cual fue fundada en 1948 y tiene su sede en Buenos Aires, Argentina (con el 50% de las acciones de China National Offshore Oil Corporation-CNOOC- y con el otro 50% la argentina Bidas Energy Holdings Ltd que, además, formaba parte del Grupo Bulgheroni de Argentina) y Bidas Investment Ltd, con el 40% de las acciones. Los accionistas de E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V. eran Bidas Energy International (denominada Energy Developments).

Pan American Energy, LLC. era una transnacional petrolera de tamaño medio con cierto nivel de desarrollo tecnológico, su principal ventaja consistió en la participación accionaria de las gigantes petroleras transnacionales BP y CNOOC, las cuales contaron con ventajas tecnológicas, financieras y productivas (Hymer, 1972; Dunning, 2002) (Ver anexo, cuadros 6A y 7A).

En relación a la compañía petrolera E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V no se encontró información y carece de página web. Esto da cuenta de la relativamente poca importancia de la empresa.

Lo que es característico de esta forma de asociación es que en ambas transnacionales tenía acciones Bidas Corporation, que ha pertenecido a la oligarquía de Argentina. Otro de los rasgos sobresalientes, como se mencionó anteriormente, es que las petroleras transnacionales, la privada BP y la estatal CNOOC, tenían una participación accionaria. Por lo que existe una importante asociación de capitales de gigantes petroleras transnacionales, BP (pertenece a las "Big Five") y CNOOC, con oligarquías nacionales, en este caso la de Argentina. Esto último es otro ejemplo de cómo las empresas transnacionales se asocian con empresa locales para promover conjuntamente conocimientos (ventajas de localización) (Narula y Dunning, 2010).

El área 4 compuesta por los campos Ichalkil y Pokoch se le otorgó al consorcio Fieldwood Energy LLC (Estados Unidos) con una participación de 50% y Petrobal Upstream

Delta 1, S.A. de C.V. (México), también, con una participación de 50% (CNH, 2015). El operador del contrato fue la transnacional estadounidense Fieldwood Energy LLC. Ambas empresas eran de reciente creación y relativamente pequeñas. La compañía petrolera estadounidense Fieldwood Energy LLC se fundó en 2013, su ventaja radicó en que para iniciar y realizar sus actividades adquirió a las empresas Apache Corporation y SandRidge, ambas empresas tenían importantes actividades en el Golfo de México de Estados Unidos (Ver anexo, cuadro 8A). Es relevante mencionar, que los accionistas de Fieldwood Energy LLC eran los Fondos de capital privado Riverstone Holdings LLC e inversionistas institucionales de los Estados Unidos. Por su parte, Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V. era una empresa creada apenas en 2015 por el Grupo Bal de Alberto Baillères, que ha pertenecido a la oligarquía mexicana. El Grupo Bal inició sus actividades en la industria petrolera con la fundación de la empresa. La falta de experiencia de la empresa es, en parte, suplida al contratar, a un gran conocedor de la industria petrolera, Carlos Morales Gil, exdirector de Pemex Exploración y Producción, para dirigirla. El Grupo Bal se dedicaba fundamentalmente a las siguientes actividades: Minería, Seguros, Sector Financiero y Operaciones Comerciales (Ver anexo, cuadro 9A). Los accionistas de Petrobal, S.A.P.I de C.V eran Controladora Petrobal, S.A. de C.V. y Prospección y Producción de Petróleo, S.A. de C.V.. Cabe mencionar que las páginas web de ambas empresas no contenían información de producción y reservas de hidrocarburos.

En la Ronda 1, primera y segunda convocatoria la mayoría de los contratos los obtuvieron las Empresas Petroleras Transnacionales: la empresa petrolera transnacional italiana ENI Internacional B.V, empresa grande con ventajas competitivas tecnológicas, financieras y productivas, y la petrolera transnacional Argentina Pan American Energy, en asociación con la empresa argentina E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V., cuyos principales accionistas fueron las empresas gigantes BP (forma parte de las “Big Five”) y China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), también, con elevadas ventajas competitivas; la petrolera transnacional estadounidense Fieldwood Energy LLC., en asociación con la empresa mexicana Petrobal Upstream Delta 1, S. A..de C.V., empresa importante debido a que se fundó con la adquisición de dos empresas destacadas Apache Corporation y SandRidge, las cuales tenían elevadas actividades en el Golfo de México de Estados Unidos, así como el respaldo financiero de las acciones de los Fondos de capital privado Riverstone Holdings LLC e inversionistas institucionales de los Estados Unidos; la

empresa estadounidense Talos Energy, en asociación con Sierra Oil & Gas y Premier Oil Plc., con importantes actividades en el Golfo de México de Estados Unidos y cuyos accionistas eran las instituciones financieras internacionales Apollo Global Management LLC y Riverstone Holdings LLC.; la empresa fundada en México Sierra Oil & Gas de R.L. de C.V. que sobresale por que contaba con la participación de dos instituciones financieras privadas internacionales Riverstone Holdings LLC y EnCap Investments L.P. y la empresa Británica Premier Oil plc., que tenía actividades en el Mar del Norte del Reino Unido, Indonesia, Mauritania, Vietnam, las Islas Falkland y Brasil y cuyos accionistas eran las instituciones financieras privadas internacionales AXA Investment Managers S.A., Schroders pic, Artemis Investment Management LLP.y BlackRock Inc., que tenía una participación indirecta de 5.06%. Empresas Petroleras Transnacionales con mayores ventajas competitivas que las empresas locales (Hymer, 1972; Dunning, 2002), especialmente porque las empresas locales han sido empresas de servicios petroleros y solamente han proporcionado servicios a PEMEX.

Además, la mayoría de las Empresas Petroleras Trasnacionales participaron formando asociaciones o alianzas estratégicas, lo que elevó su capacidad competitiva. En los últimos años han cobrado una relativamente mayor importancia las formas de organización de menos control jerárquico como las alianzas estratégicas (Cantwell y Narula, 2001; Dunning y Lundan, 2008 citado por Narula y Dunning, 2010). Las alianzas estratégicas son “estratégicas” debido a que sus principales objetivos son los de maximizar las ganancias a largo plazo de las empresas y aumentar el valor de sus activos. Por medio de las alianzas estratégicas las empresas transnacionales mantienen el secreto de la propiedad intelectual, se comparte el conocimiento tecnológico o realizan invenciones conjuntas (Levin et al., 1987 citado por Cantwell y Narula, 2001) pueden vigilar o supervisar a los competidores, cooptar a la competencia (Narula y Dunning, 1988 citado por Cantwell y Narula, 2001) y conocer previamente el resultado de sus propias investigaciones (Narula, 1999 citado por Cantwell y Narula, 2001).

En suma, en la privatización de la industria petrolera mexicana, a partir de los cambios en la constitución, jugó un papel importante el capital monopolista-financiero estadounidense líder en el sector energético, por ejemplo, se presentó la articulación entre las empresas transnacionales y los fondos privados de capital, es el caso de Riverstone Holdings LLC. Es importante mencionar la escasa participación de gigantes petroleras

transnacionales, tenemos solamente los casos de ENI Internacional, British Petroleum (forma parte de las big five), y China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), siendo la participación de las dos últimas transnacionales en las acciones de una sola empresa. Además, hubo una participación, aunque limitada, de las oligarquías nacionales, argentina y mexicana, la participación de la oligarquía mexicana fue un tanto subordinada, no fungió como operadora.

5.1.3.3 Contratos de Licencia, Ronda 1, Tercera Convocatoria

En la tercera convocatoria de la Ronda 1, realizada el 15 de diciembre de 2015, se licitaron y otorgaron contratos de Licencia para la extracción de hidrocarburos en 25 áreas terrestres. Sin embargo, en seis áreas no firmaron contrato los consorcios y empresas ganadores de la licitación debido a que no presentaron las garantías de crédito solicitadas para avalar su solvencia económica para la operación de estas áreas (Ver cuadro 27). Posteriormente, el 25 de agosto de 2016 se firmaron los contratos de las seis áreas, antes mencionadas, con los consorcios y empresas que obtuvieron el segundo lugar en la licitación, obteniendo el Estado en su mayoría menores porcentajes de regalías adicionales (Ver cuadro 28).

Cuadro 27. Empresas que ganaron la licitación y no firmaron contrato

ÁREAS	CAMPO	EMPRESAS	PAÍS DE ORIGEN	VALOR MÍNIMO DE LA REGALÍA ADICIONAL (%)	VALOR DE LA REGALÍA ADICIONAL (%)
Área 10	La Laja	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	México	1.0	66.3
Área 17	Paso de Oro	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	México	1.0	67.61
Área 19	Pontón	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	México	1.0	61.5
Área 20	Ricos	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	México	3.0	41.5
Área 21	San Bernardo	Sarreal, S.A. de C.V.	México	1.0	10.56
Área 24	Tecolutla	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	México	1.0	68.4

Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2015).

En los contratos de Licencia, como se mencionó anteriormente, el Estado obtiene: una cuota contractual para la fase exploratoria y una regalía, similares a la de los contratos de producción compartida; una tasa del valor de los hidrocarburos extraídos (precio por el volumen de hidrocarburos) o valor de la regalía adicional en términos porcentuales,

presentado en las licitaciones y un bono a la firma del contrato. Por su parte, el contratista obtiene la totalidad de los hidrocarburos extraídos del subsuelo. A diferencia de los contratos de producción compartida, el contratista cubre todos los costos, incluyendo el financiamiento.

En la licitación para el otorgamiento de los contratos de Licencia, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) requirió que los contratistas ofrecieran un porcentaje de los ingresos totales (tasa del valor de los hidrocarburos –precio por el volumen de hidrocarburos-) llamado valor de la regalía adicional en términos porcentuales como contraprestación para el Estado. El contratista que ofertará en la licitación un mayor valor ponderado de la propuesta económica obtendría el contrato (Ver cuadro 28). Además, la CNH presentó un porcentaje del valor mínimo de la regalía adicional que estaba dispuesto a aceptar como contraprestación para el Estado.

Es importante mencionar que (...) “el Artículo 6 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, establece como la primera contraprestación a favor del Estado, en este tipo de contratos, el “bono a la firma”; este no fue requerido por la Secretaría de Hacienda, entidad responsable de fijar los términos económicos y fiscales de los procesos licitatorios. (...) El concepto mismo no apareció ni en las bases de licitación ni, en consecuencia, en los modelos de contratos” (Ruiz, 2019).

En los contratos de Licencia a los contratistas se les otorgó un área para la extracción de hidrocarburos durante 25 años prorrogable por dos periodos de 5 años. Por lo que los contratistas mantendrán el control directo de la explotación de los hidrocarburos durante un periodo bastante largo.

Es de destacar que, en la licitación de los contratos de Licencia, la CNH presentó un porcentaje muy bajo, consistente entre 1 y 10 por ciento, del valor mínimo de la regalía adicional que estaba dispuesto a aceptar como contraprestación para el Estado. El Estado flexibiliza sus propuestas con el interés cubrir todas las licitaciones. Sin embargo, los contratistas con el interés de obtener los contratos ofertaron un porcentaje relativamente alto, consistente entre 11.0 y 85.69 por ciento (en promedio fue el 47.3%), del valor de la

Cuadro 28. Empresas que ganaron la licitación y firmaron contrato

ÁREAS	CAMPO	EMPRESA O CONSORCIO	PAÍS DE ORIGEN	VALOR MÍNIMO DE LA REGALÍA ADICIONAL (%)	VALOR DE LA REGALÍA ADICIONAL (%)	INCREMENTO EN EL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO (%)	VALOR PONDERADO DE LA PROPUESTA ECONÓMICA
Área 1	Barcodón	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	México	1.0	64.5	100	208.174
Área 2	Benavides-Primavera	Consortio Petrolero 5M del Golfo S.A.P.I. de C.V. en alianza con Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V.; Nuvoil, S.A. de C.V. y Constructora Marusa, S.A. de C.V.	México	2.5	40.07	75	130.546
Área 3	Calibrador	CMM Calibrador, S.A. de C.V. filial del Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	México	3.0	41.77	100	136.57
Área 4	Calicanto	Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. filial del Grupo Diarqco, S.A. de C.V.	México	5.0	81.36	18	258.405
Área 5	Carretas	Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	México	1.0	50.86	100	165.208
Área 6	Catedral	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	México	1.0	63.9	0	201.285
Área 7	Cuichapa-Poniente	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	México	2.5	60.82	99	196.557
Área 8	Duna	Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. filial de Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.	México	3.0	20.08	88	67.942
Área 9	Fortuna Nacional	Perseus Fortuna Nacional S.A. de C.V. filial de Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	México	1.0	36.88	100	121.171
Área 10	La Laja	Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V.(México) en consorcio con Desarrolladora Oleum, S.A. de C.V. (México); Ingeniería, Construcciones, y Equipos Conequipos ING, S.A.S. (Colombia); Industrial Consulting, S.A.S. (Colombia); Marat International, S.A. de C.V. (México) y Constructora Tzaulán, S.A. de C.V. (México)	México - Colombia	1.0	29.69	100	213.844
Área 11	Malva	Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V.	Canadá	4.0	57.39	100	185.773
Área 12	Mareógrafo	Grupo Mareógrafo,S.A. de C.V. filial del Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	México	4.0	34.25	100	112.882
Área 13	Mayacaste	Mayacaste Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. filial del Grupo Diarqco, S.A. de C.V.	México	10.0	60.36	0	190.134
Área 14	Moloacán	Canamex Energy Holding, S.A.P.I. de C.V. (Holanda) en consorcio con Canamex Dutch B.V. (Holanda), Perfolat de México, S.A. de C.V. (México) y American Oil Tools S. de R.L. de C.V. (EU).	Holanda-EU-México	5.0	85.69	0	269.919
Área 15	Mundo Nuevo	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	Canadá	10.0	80.69	25	256.669
Área 16	Paraíso	Roma Energy Holdings, LLC (EU)en consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V.(filial de Roma Energy) y Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V.(EU).	E.U.A.	10.0	35.99	100	118.363
Área 17	Paso de Oro	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	México	1.0	10.2	30	215.705
Área 18	Peña Blanca	Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	México	5.0	50.86	100	165.208
Área 19	Pontón	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	Canadá	1.0	21.39	100	198.724
Área 20	Ricos	GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. (Corea del Sur) en consorcio con Steel Sev, S.A. de C.V. (México) Constructora Hostotipaquillo, S.A. de C.V. ; Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales, S.A. de C.V. y Mercado de Arenas Silicas, S.A. de C.V.	Corea del Sur-México	3.0	12.36	100	135.724
Área 21	San Bernardo	Strata CR, S.A.P.I. de C.V. en asociación con Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	México	1.0	11.0	80	37.736
Área 22	Secadero	Secadero Petróleo y Gas filial del Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. y Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.(CAMSA, pertenece al Grupo R).	México	1.0	60.74	100	196.33
Área 23	Tajón	Perseus Tajón, S.A. de C.V. filial de la Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	México	5.0	60.88	100	196.771
Área 24	Tecolutla	Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V.	México-Canadá	1.0	31.22	100	220.459
Área 25	Topén	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	Canadá	10.0	78.79	25	250.684

Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2015).

regalía adicional. En comparación, en Estados Unidos las tasas de regalías para los bloques de aguas profundas han sido del 18.75% y en aguas poco profundas del 12.5%. No obstante, por lo regular en las áreas en donde los contratistas ofertaron un porcentaje bastante alto del valor de la regalía adicional, los contratistas ofertaron también un bajo o nulo porcentaje en el incremento en el programa mínimo de trabajo. Es decir, los contratistas limitan su inversión por lo que reducen los costos (por ejemplo, el área 14 ver cuadro 28). Además, como ya señalamos, los contratos de Licencia son para la extracción de hidrocarburos por lo que es limitada la inversión y por tanto los costos son relativamente bajos.

Las empresas o consorcios mexicanos, que obtuvieron los contratos de Licencia, que no estaban asociados ni tenían acciones de instituciones y empresas extranjeras fueron seis (9 campos), 5 empresas individuales y una asociación. Estas empresas ofertaron por lo regular un porcentaje alto del valor de la regalía adicional como contraprestación para el Estado en relación con las ofertas de las empresas transnacionales que participaron en la licitación que no obtuvieron el contrato (Ver cuadro 28). Cabe señalar que es difícil determinar en qué empresas o consorcios no hay participación de capital extranjero en especial si no se cuenta con la información de los accionistas.

Ahora bien, lo anterior pone en cierta forma en evidencia que las empresas mexicanas no se basan en factores económicos (ventajas técnicas) al ofertar el valor de la regalía adicional. Esto se sustenta también en la diversidad de reservas y producción de hidrocarburos que contenían los campos (Ver cuadros 29 y 30).

Las empresas mexicanas o consorcios con participación de empresas mexicanas que tenían alguna participación de capital extranjero fueron siete (10 campos), de los cuales las empresas mexicanas con socios/accionistas extranjeros fueron tres (6 campos). Estas empresas tenían ciertas ventajas financieras porque contaban con el soporte del capital extranjero de diferente país de origen como Canadá, Estados Unidos, Países Bajos, aunque no participaron los bancos y fondos de capital privado más importantes en el ámbito internacional. De los siete, antes mencionados, hubo tres consorcios o alianzas estratégicas y una empresa conjunta con compañías transnacionales. En los consorcios participaron empresas de diversos países de origen: Colombia, Holanda, Estados Unidos, Corea del Sur. Por su parte, en la empresa conjunta Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V. participó la

Cuadro 29. Reservas de hidrocarburos, activos y superficie de las áreas otorgadas
(al 1 de enero de 2015)

Área	Campo	Tipo de yacimiento	ACEITE (mmb)			GAS (mmmpc)			Región	Activo	Superficie (Km2)
			1P	2P	3P	1P	2P	3P			
Área 1	Barcodón	Aceite negro	0.5	0.6	0.8	0.2	0.2	0.3	Región Norte	Poza Rica - Altamira	11.0 (Tamaulipas, terrestre)
Área 2	Benavides-Primavera	Gas seco	0.0	0.0	0.0	18.6	22.8	26.9	Región Norte	Burgos	171.5 (Nuevo León, terrestre)
Área 3	Calibrador	Gas seco	0.0	0.0	0.0	5.2	9.3	12.9	Región Norte	Burgos	16.1 (Nuevo León, terrestre)
Área 4	Calicanto	Aceite negro	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	Región Sur	Cinco Presidentes	10.6 (Tabasco, terrestre)
Área 5	Carretas	Gas Húmedo No Asoc.	0.0	0.0	0.0	6.8	14.3	22.3	Región Norte	Burgos	89.4 (Nuevo León, terrestre)
Área 6	Catedral	Gas y Condensado	0.1	0.1	0.1	3.3	3.3	3.3	Región Sur	Macuspana-Muspac	58.0 (Chiapas, terrestre)
Área 7	Cuichapa-Poniente	Aceite negro	0.6	1.2	1.2	0.9	1.3	1.3	Región Sur	Cinco Presidentes	41.5 (Veracruz, terrestre)
Área 8	Duna	Gas seco	0.0	0.0	0.0	12.5	15.5	17.0	Región Norte	Burgos	36.7 (Nuevo León, terrestre)
Área 9	Fortuna Nacional	Gas y Condensado	0.0	0.1	0.1	0.0	0.7	0.7	Región Sur	Macuspana-Muspac	22.0 (Tabasco, terrestre)
Área 10	La Laja	Aceite negro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Región Norte	Poza Rica - Altamira	10.2 (Veracruz, terrestre)
Área 11	Malva	Aceite negro	0.2	0.2	0.2	1.2	1.2	1.2	Región Sur	Macuspana-Muspac	21.2 (Chiapas, terrestre)
Área 12	Mareógrafo	Gas seco	0.0	0.0	0.0	17.1	19.8	26.8	Región Norte	Burgos	39.8 (Nuevo León, terrestre)
Área 13	Mayacaste	Aceite negro	3.7	7.7	7.7	1.5	3.1	3.1	Región Sur	Bellota-Jujo	21.9 (Tabasco, terrestre)
Área 14	Moloacán	Aceite negro	1.4	1.4	1.4	0.5	0.5	0.5	Región Sur	Cinco Presidentes	46.3 (Veracruz, terrestre)
Área 15	Mundo Nuevo	Gas y Condensado	0.3	0.3	0.3	4.3	4.3	4.3	Región Sur	Macuspana-Muspac	27.7 (Chiapas, terrestre)
Área 16	Paraíso	Aceite negro	0.0	12.3	13.9	0.0	6.8	7.7	Región Sur	Bellota-Jujo	17.0 (Tabasco, terrestre)
Área 17	Paso de Oro	Aceite negro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Región Norte	Poza Rica - Altamira	23.1 (Veracruz, terrestre)
Área 18	Peña Blanca	Gas Húmedo No Asoc.	0.0	0.0	0.0	6.0	7.4	13.2	Región Norte	Burgos	26.0 (Nuevo León, terrestre)
Área 19	Pontón	Aceite negro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Región Norte	Poza Rica - Altamira	11.8 (Veracruz, terrestre)
Área 20	Ricos	Gas Húmedo No Asoc.	0.0	0.0	0.0	5.1	9.2	28.6	Región Norte	Burgos	23.7 (Tamaulipas, terrestre)
Área 21	San Bernardo	Gas Húmedo No Asoc.	0.0	0.0	0.0	8.3	10.7	13.6	Región Norte	Burgos	28.3 (Nuevo León, terrestre)
Área 22	Secadero	Aceite negro	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	Región Sur	Macuspana-Muspac	9.8 (Chiapas, terrestre)
Área 23	Tajón	Aceite negro	1.1	3.3	3.3	0.5	1.5	1.5	Región Sur	Bellota-Jujo	27.5 (Tabasco, terrestre)
Área 24	Tecolutla	Aceite negro	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	Región Norte	Poza Rica - Altamira	7.2 (Veracruz, terrestre)
Área 25	Topén	Aceite negro	0.3	0.3	0.3	2.1	2.1	2.1	Región Sur	Macuspana-Muspac	25.3 (Chiapas, terrestre)
Total			8.4	27.7	29.6	94.5	134.4	187.8			

Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2015)

Cuadro 30. Producción, activos y superficie de las áreas otorgadas

Área	Campo	Tipo de yacimiento	Aceite (mbd)		Gas (mmpcd)		Activo	Superficie (Km2)
			Ene-Dic 2014	Ene-Sep 2015	Ene-Dic 2014	Ene-Sep 2015		
Área 1	Barcodón	Aceite negro	0.3	0.3	0.1	0.1	Poza Rica - Altamira	11 (Tamaulipas, terrestre)
Área 2	Benavides Primavera	Gas seco	0.0	0.0	15.9	13.3	Burgos	172 (Nuevo León, terrestre)
Área 3	Calibrador	Gas seco	0.0	0.0	7.4	8.7	Burgos	16 (Nuevo León, terrestre)
Área 4	Calicanto	Aceite negro	0.1	0.0	0.2	0.0	Cinco Presidentes	11 (Tabasco, terrestre)
Área 5	Carretas	Gas Húmedo No Asoc.	0.0	0.0	5.4	3.6	Burgos	89 (Nuevo León, terrestre)
Área 6	Catedral	Gas y Condensado	0.1	0.0	2.2	0.7	Macuspana-Muspac	58 (Chiapas, terrestre)
Área 7	Cuichapa poniente	Aceite negro	0.6	0.6	0.9	1.7	Cinco Presidentes	42 (Veracruz, terrestre)
Área 8	Duna	Gas seco	0.0	0.0	6.3	4.3	Burgos	37 (Nuevo León, terrestre)
Área 9	Fortuna Nacional	Gas y Condensado	0.1	0.0	0.0	0.0	Macuspana-Muspac	22 (Tabasco, terrestre)
Área 10	La Laja	Aceite negro	0.0	0.0	0.0	0.0	Poza Rica - Altamira	10 (Veracruz, terrestre)
Área 11	Malva	Aceite negro	0.3	0.1	1.9	0.6	Macuspana-Muspac	21 (Chiapas, terrestre)
Área 12	Mareógrafo	Gas seco	0.0	0.0	11.8	8.3	Burgos	30 (Nuevo León, terrestre)
Área 13	Mayacaste	Aceite negro	0.0	0.0	0.0	0.0	Bellota-Jujo	22 (Tabasco, terrestre)
Área 14	Moloacán	Aceite negro	0.8	0.6	0.5	0.4	Cinco Presidentes	46 (Veracruz, terrestre)
Área 15	Mundo Nuevo	Gas y Condensado	0.1	0.2	2.7	2.8	Macuspana-Muspac	28 (Chiapas, terrestre)
Área 16	Paraíso	Aceite negro	0.0	0.0	0.0	0.0	Bellota-Jujo	17 (Tabasco, terrestre)
Área 17	Paso de Oro	Aceite negro	0.0	0.0	0.1	0.0	Poza Rica - Altamira	23 (Veracruz, terrestre)
Área 18	Peña Blanca	Gas Húmedo No Asoc.	0.0	0.0	11.5	11.1	Burgos	26 (Nuevo León, terrestre)
Área 19	Pontón	Aceite negro	0.0	0.0	0.0	0.0	Poza Rica - Altamira	12 (Veracruz, terrestre)
Área 20	Ricos	Gas Húmedo No Asoc.	0.0	0.0	4.2	4.1	Burgos	24 (Tamaulipas, terrestre)
Área 21	San Bernardo	Gas Húmedo No Asoc.	0.0	0.0	4.7	4.4	Bellota-Jujo	17 (Tabasco, terrestre)
Área 22	Secadero	Aceite negro	0.1	0.0	0.1	0.0	Macuspana-Muspac	10 (Chiapas, terrestre)
Área 23	Tajón	Aceite negro	0.0	0.0	0.0	0.0	Bellota-Jujo	28 (Tabasco, terrestre)
Área 24	Tecolutla	Aceite negro	0.0	0.0	0.1	0.0	Poza Rica - Altamira	7 (Veracruz, terrestre)
Área 25	Topén	Aceite negro	0.4	0.2	1.9	1.4	Macuspana-Muspac	25 (Chiapas, terrestre)
Total			2.9	2	77.9	65.5		

Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2015).

empresa canadiense International Frontier Resources Corporation (Ver cuadro 31).

Por otro lado, la empresa transnacional canadiense Renaissance Oil Corp S.A. fue la única empresa que obtuvo 4 contratos de Licencia con yacimientos fundamentalmente de aceite. Para obtener los contratos la empresa tuvo que ofertar un porcentaje alto del valor de la regalía adicional, especialmente en los campos Mundo Nuevo y Topén. Aun cuando los campos tenían relativamente pocas reservas y producción de hidrocarburos (Ver cuadros 28, 29 y 30). Renaissance (antes R2 Energy Ltd.) se fundó en 2010, cambió de nombre en 2014 y sus actividades se dirigieron al desarrollo de campos de esquisto y maduros y sus operaciones se limitaron a los 4 contratos de Licencia que obtuvo en México, era una empresa de reciente creación y relativamente pequeña (Renaissance Oil Corp., 2018).

Cabe señalar que solamente en el área 22 participó el Grupo R de Ramiro Garza Cantú, el cual ha pertenecido a la oligarquía mexicana. La compañía Exploración y Producción, S.A. de C.V. para obtener el contrato ofertó, también, una regalía adicional relativamente elevada, de 60.74%, considerando, también, la poca producción y reservas del área (Ver cuadros 28, 29 y 30).

En suma, de 25 áreas otorgadas con contratos de Licencia solamente 9 se otorgaron a empresas o consorcios mexicanos sin ninguna participación de empresas e instituciones financieras extranjeras, de acuerdo a la información presentada por la CNH (Ver cuadro 31).

La mayoría de las empresas mexicanas y transnacionales, individuales o en consorcio, que obtuvieron los contratos eran relativamente pequeñas, fundamentalmente eran compañías de servicios petroleros -las compañías mexicanas por lo regular le habían proporcionado servicios a Pemex-, constructoras y proveedoras de equipos, no tenían en su cartera activos con producción y reservas de hidrocarburos, eran de reciente creación y muchas no contaban con página web. Para este tipo de empresas el obtener un área era como obtener el premio mayor. Por ejemplo, el consorcio formado por la compañía holandesa Canamex Dutch B.V., la cual en el mejor de los casos era tenedora de acciones; la mexicana Perfolat de México, S.A. de C.V. era una compañía de servicios de perforación direccional y sistemas de monitoreo de datos y la estadounidense American Oil Tools S. de R.L. de C.V. era proveedora de equipos para yacimientos petrolíferos. Además, este

Cuadro 31. Empresas y Socios/Accionistas

ÁREA	CAMPO	Empresa o Consorcio	PAÍS DE ORIGEN	Socios/Accionistas
Área 1	Barcodón	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	México	Diavaz DEP S.A.P.I. de C.V. y D&S Petroleum S.A de C.V filial de D&S Petroleum Consulting Group Ltd (Canadá).
Área 2	Benavides-Primavera	Consorcio Petrolero 5M del Golfo S.A.P.I. de C.V. en alianza con Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V.; Nuvoil, S.A. de C.V. y Constructora Marusa, S.A. de C.V.	México	Varios accionista
Área 3	Calibrador	CMM Calibrador, S.A. de C.V. filial del Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	México	Alfa Centauri Real Estate, S.A. de C.V., Andrómeda Real Estate, S.A. de C.V. (ambas son inmobiliarias de Estados Unidos) y varios accionistas
Área 4	Calicanto	Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V filial del Grupo Diarqco, S.A. de C.V.	México	Varios accionista
Área 5	Carretas	Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	México	Strata BPS S.A.P.I. de C.V. (México) y Darby Mexico Private Equity S.A.P.I. de C.V. (Institución financiera de Países Bajos).
Área 6	Catedral	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	México	Diavaz DEP S.A.P.I. de C.V. y D&S Petroleum S.A de C.V filial de D&S Petroleum Consulting Group Ltd (Canadá).
Área 7	Cuichapa-Poniente	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	México	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. es subsidiaria de Cotemar, S.A. de C.V. (México) y varios accionistas
Área 8	Duna	Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. filial de Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.	México	Varios accionista
Área 9	Fortuna Nacional	Perseus Fortuna Nacional S.A. de C.V. filial de Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	México	Técnicas Marítimas Sustentables, S.A de C.V., Interamericana de Navieros, S.A. de C.V. y Grupo Maquinas Diesel, S.A. de C.V
Área 10	La Laja	Ingeniería, Construcciones, y Equipos Conequipos Ing, Ltda, (Colombia) en consorcio con Industrial Consulting, S.A.S., Desarrolladora Oleum, S.A. de C.V. (Colombia); Marat International, S.A. de C.V. (México) y Constructora Tzaulán, S.A. de C.V. (México)	Colombia-México	
Área 11	Malva	Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V.	Canadá	Renaissance Oil Corp. Cotiza en bolsa: Toronto Venture Exchange (TSXV)
Área 12	Mareógrafo	Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. filial del Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	México	Alfa Centauri Real Estate, S.A. de C.V., Andrómeda Real Estate, S.A. de C.V. (ambas son inmobiliarias de Estados Unidos) y varios accionistas.
Área 13	Mayacaste	Mayacaste Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. filial del Grupo Diarqco, S.A. de C.V.	México	Varios accionista
Área 14	Moloacán	Canamex Energy Holding, S.A.P.I. de C.V. (Holanda) en consorcio con Canamex Dutch B.V. (Holanda), Perfolat de México, S.A. de C.V. (México) y American Oil Tools S. de R.L. de C.V. (EU).	Holanda-EU-México	Canamex Dutch B.V.: Canamex Holding Cooperatief (Holanda, Tenedora de acciones). Perfolat de México, S.A. de C.V.: ABB Corporation S. de R.L. de C.V. (Suiza), e ITS Houston S. de R.L. de C.V. (EU). American Oil Tools S. de R.L. de C.V.: Petrodrilling de México, S.A.P.I. de C.V.(EU) y Houston RH, S.C. (EU).
Área 15	Mundo Nuevo	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	Canadá	Renaissance Oil Corp. Cotiza en bolsa: Toronto Venture Exchange (TSXV)
Área 16	Paraíso	Roma Energy Holdings, LLC (EU) en consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V. (filial de Roma Energy) y Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V.(EU).	E.U.A.	Roma Energy Holdings, LLC (EU) : Roma Global Group, LLC (EU, Financiamiento y administración de proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos). Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V. (EU, servicios profesionales, científicos y técnicos de investigación de campos). Cotiza en la Bolsa de Nueva York.
Área 17	Paso de Oro	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	México	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. es subsidiaria de Cotemar, S.A. de C.V. (México) y varios accionistas
Área 18	Peña Blanca	Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	México	Strata BPS S.A.P.I. de C.V. (México) y Darby Mexico Private Equity S.A.P.I. de C.V. (Institución financiera de Países Bajos).
Área 19	Pontón	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	Canadá	Renaissance Oil Corp. Cotiza en bolsa: Toronto Venture Exchange (TSXV)
Área 20	Ricos	GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. (Corea del Sur) en consorcio con Steel Sev, S.A. de C.V. (México) Constructora Hostotipaquillo, S.A. de C.V.(México) ; Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales, S.A. de C.V. (México) y Mercado de Arenas Silicas, S.A. de C.V.(México).	Corea del Sur-México	GS Holdings de Corea del Sur (empresa matriz)
Área 21	San Bernardo	Strata CR, S.A.P.I. de C.V. en asociación con Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	México	Strata BPS S.A.P.I. de C.V. (México) y Darby Mexico Private Equity S.A.P.I. de C.V. (Institución financiera de Países Bajos).
Área 22	Secadero	Secadero Petróleo y Gas filial del Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. y Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.(CAMSA, pertenece al Grupo R).	México	Varios accionista
Área 23	Tajón	Perseus Tajón, S.A. de C.V. filial de la Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	México	Técnicas Marítimas Sustentables, S.A de C.V., Interamericana de Navieros, S.A. de C.V. y Grupo Maquinas Diesel, S.A. de C.V
Área 24	Tecolutla	Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V.	México-Canadá	Tonalli Energía nace como un JV entre Grupo Idesa (México, 50%) e International Frontier Resources Corporation (Canadá, 50%).
Área 25	Topén	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	Canadá	Renaissance Oil Corp. Cotiza en bolsa: Toronto Venture Exchange (TSXV)

Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2015).

consorcio el 24 de nov. de 2017 renunció al contrato debido a la elevada regalía que prometió, 85.69%, la cual consideró inviable (CNH, 2017). Como se mencionó anteriormente, la transnacional canadiense Renaissance Oil Corp S.A. de C.V., no tenía actividades previas en la industria petrolera. La empresa estadounidense Roma Energy Holdings, LLC en consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V.(filial de Roma Energy) y la compañía estadounidense Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V. obtuvo el contrato del campo paraíso, con una regalía adicional de 35.99%, el cual no contaba con reservas probada y producción de hidrocarburos (Ver cuadros 28, 30 y 31). Roma Energy Holdings, LLC era una empresa de exploración y producción de hidrocarburos, fue fundada por el empresario mexicano Alexandro Roviroso el 25 de agosto de 2015 en el estado de Texas, U.S.A. Por su parte, Tubular Technology, S.A. de C.V. era una empresa mexicana de servicios para la industria petrolera fundada en 2009. Por último, Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V era una filial de la transnacional estadounidense Ion Geophysical Corp, la cual provee servicios de procesamiento de datos sísmicos y de imágenes del subsuelo. La compañía se fundó en 1968, en 2015 contaba con 500 empleados y tenía oficinas en los Estados Unidos, Canadá, América Latina, Europa, África, Rusia, China y el Medio Oriente. En materia tecnológica, la empresa ha desarrollado algoritmos complejos para traducir datos sin procesar en imágenes del subsuelo y equipos inteligentes controlados por software de su propia creación (Ion Geophysical Corp., 2018).

Estas empresas, como se mencionó anteriormente, con el propósito de obtener los contratos ofertaron un porcentaje relativamente alto del valor de la regalía adicional independientemente de factores económicos como costos extraordinariamente bajos y campos con abundancia de hidrocarburos, la mayoría de los campos contaban con poca producción y reservas de hidrocarburos, incluso los campos de aceite La Laja, Paso del Oro y Pontón tenían cero producción y reservas de hidrocarburos.

Los campos ubicados en la Cuenca de Burgos, principal zona gasífera del país, fueron los únicos que contaban con una relativamente elevada producción y reservas probadas de gas no asociado (Ver cuadros 29 y 30).

Conclusiones:

Las reformas, llamadas estructurales, establecidas en el Consenso de Washington, contemplan la privatización de las empresas públicas. Durante el gobierno de Peña Nieto se realizaron cambios importantes en la Constitución Política de México en materia de energía, específicamente las modificaciones en el artículo 27 constituyeron la eliminación del principal obstáculo para la privatización de Pemex al legalizar los contratos de servicios, de licencia, de producción y utilidad compartida, así como realizar cambios profundos en Pemex, en su papel estratégico y en su estructura.

Petróleos Mexicanos desaparece como Empresa Petrolera Estatal Nacional debido a que: se le suprime formalmente la facultad de ejercer la conducción central y la dirección estratégica de la industria petrolera, el Estado a través de la SENER adquiere esa atribución; deja de tener la exclusividad de realizar las actividades de exploración y producción de petróleo; se redefine su relación con el Estado, el gobierno federal refuerza su dominio sobre Pemex al establecerse que Pemex es una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del gobierno federal, la definición de empresa productiva se establece para caracterizarla como cualquier empresa privada cuyo objeto es maximizar la renta para el Estado, el cual es el propietario, por lo que las utilidades de Pemex y de sus empresas productivas subsidiarias se dirigen expresamente al financiamiento del gasto público. Por lo que, Petróleos Mexicanos deja de tener los fundamentos y objetivos por la que fue creada, entre los que se encuentran: ejercer el control y la conducción central de la industria petrolera en beneficio de la sociedad mexicana, fortalecer la soberanía, la seguridad energética, el desarrollo económico y social.

La privatización de la explotación petrolera mediante las diferentes modalidades de contrato, producción compartida y de licencia, modificó las formas de organización de la producción cediendo cada vez más no solo las actividades de exploración y extracción, fragmentando el proceso de producción, sino el control directo de la explotación petrolera al otorgar bloques para su explotación integral. El papel de contratista adquirido por Pemex Exploración y Producción lo retomó el Estado a través de la CNH.

En relación al efecto de la Reforma Energética de 2013. El gobierno de Peña Nieto (2012-2018), a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, licitó contratos de producción compartida (Ronda 1, primera convocatoria el 15 julio de 2015 y Ronda 1 segunda convocatoria el septiembre de 2015) y de licencia (Ronda 1, tercera convocatoria

el 15 de diciembre de 2015) en áreas que contaron, en su mayoría, con relativamente escasas reservas de hidrocarburos. Por lo que, por un lado, eso propició que una cantidad importante de áreas quedaran desiertas, ya que las empresas extranjeras buscaron áreas con abundantes reservas de hidrocarburos y, por el otro, no fue posible tener un balance sumamente exitoso en términos de producción de hidrocarburos, tomando en cuenta, también, el breve periodo, del 15 de julio al 15 de diciembre de 2015. En 2015, solamente se dan los primeros pasos de la Reforma Energética (2013) establecida por el gobierno de Peña Nieto.

Sin embargo, es necesario tener presente que con la caída de la producción del principal campo productor de petróleo el campo gigante Cantarell, iniciada en 2004, no será posible que con la Reforma Energética de 2013 se logre obtener la producción de petróleo de 2004.

En las diferentes modalidades de contrato, de producción compartida y de licencia, la participación de las Empresas Transnacionales fue importante hasta la tercera convocatoria de la Ronda 1. Sin embargo, la participación de grandes transnacionales fue escasa, tenemos solamente los casos de ENI Internacional, British Petroleum (forma parte de las “Big Five”) y China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), las dos últimas tuvieron participación en una sola empresa junto con la oligarquía argentina. Estas empresas participaron en los contratos de mayor interés, contratos de producción compartida dedicados a la extracción de crudo, y en las áreas con mayores reservas probadas de petróleo. De ahí que la participación de las gigantes petroleras transnacionales está condicionada a que el Estado ofrezca áreas con elevadas reservas de hidrocarburos.

En los contratos de producción compartida, las Empresas Petroleras Transnacionales participaron en alianza estratégica con otras petroleras transnacionales y con la oligarquía nacional con el objeto de fortalecer sus ventajas competitivas (Narula y Dunning, 2010), y contaron con la participación accionaria de los fondos de inversión privados líderes en el sector energético. Esto último es un ejemplo del dominio del capital monopolista-financiero. Además, por lo regular, las Empresas Petroleras Transnacionales fungieron como operadoras de los consorcios.

Además, en los contratos de producción compartida se ve claramente el porcentaje de utilidad que obtienen las empresas privadas nacionales y transnacionales y el Estado. Por lo que Pemex Exploración y Producción deja de percibir las utilidades que obtienen las

empresas transnacionales y el Estado. Ya que es el Estado el que recibe a través del Fondo Mexicano del Petróleo parte de la utilidad de los contratistas.

En los contratos de licencia, las empresas transnacionales jugaron un papel importante, aunque hubo una participación significativa de las empresas mexicanas. Sin embargo, la mayoría de las empresas mexicanas y transnacionales, individuales o en consorcios, que obtuvieron los contratos eran relativamente pequeñas, fundamentalmente eran compañías de servicios petroleros -las compañías mexicanas por lo regular le habían proporcionado servicios a Pemex-, constructoras y proveedoras de equipos, no tenían en su cartera activos con producción y reservas de hidrocarburos, eran de reciente creación y muchas no contaban con página web. Estas empresas, con el propósito de obtener los contratos ofertaron un porcentaje relativamente alto del valor de la regalía adicional, independientemente de factores económicos como costos extraordinariamente bajos y campos con abundancia de hidrocarburos. La mayoría de los campos contaban con poca producción y reservas de hidrocarburos. Por lo que a las empresas o consorcios que obtuvieron los contratos de licencia solo les interesaba obtener un área, lo cual se toma como un parámetro para su valuación en los mercados financieros.

CONCLUSIONES GENERALES:

En la historia del sistema capitalista mundial el mercado internacional del petróleo ha estado dominado por las grandes potencias hegemónicas junto con las principales petroleras transnacionales y la OPEP. La disputa por el dominio del mercado internacional del petróleo para los países centrales ha representado la disputa por la hegemonía mundial. Esto es así debido al carácter estratégico del petróleo, un recurso natural finito clave para el desarrollo económico, el poder militar y político. El mercado internacional del petróleo, por tanto, ha estado marcado por condiciones económicas y políticas. En los albores del siglo XX hasta el shock petrolero de 1973 el mercado internacional del petróleo estuvo dominado por las Empresas Petrolera Transnacionales y los países centrales. El shock petrolero de 1973, debido al embargo petrolero a Estados Unidos y Europa Occidental por las naciones árabes considerando el apoyo que dieron a Israel en la cuarta guerra árabe-israelí (Yom Kippur), puso en evidencia la nueva correlación de fuerzas en el mercado internacional del petróleo a favor de la OPEP.

Después de la Segunda Guerra Mundial se presentó el proceso de nacionalización de la industria petrolera en países desarrollados y subdesarrollados, de la forma en que el Estado se hizo cargo del control de la industria para satisfacer los requerimientos económicos y sociales nacionales. Las Empresas Petroleras Estatales han mantenido bajo su control la riqueza petrolera mundial debido a la desigual distribución natural. La nacionalización de la industria petrolera de los países miembros de la OPEP representó dejar fuera del control de las Empresas Petroleras Transnacionales y los países centrales, consumidores de petróleo, las grandes reservas de petróleo de esos países. Esto ha sido fuente de importantes conflictos económicos y políticos. Por ejemplo, la invasión de Irak por Estados Unidos.

Otra fuente de conflicto consistió por parte de la OPEP en la defensa de la renta petrolera mediante la protección de los precios internacionales del petróleo. Por lo que, el conflicto entre la OPEP y las Empresas Petroleras Transnacionales junto con los países centrales, en parte, se traslada al nivel de la determinación de los precios internacionales del petróleo, lo cual se expresó en los diversos shocks petroleros.

La correlación de fuerzas entre la OPEP y las empresas transnacionales junto con los países centrales, en el largo plazo favorecerá a la OPEP debido a que ha concentrado la mayoría de las reservas de petróleo del mundo. Las reservas probadas de petróleo de Estados Unidos se elevaron, a partir de 2008, provenientes de yacimientos no convencionales (tight oil o petróleo de formaciones compactas). Sin embargo, la relación reservas probadas / producción (R / P), en 2014, fue de 11.4 años (BP, 2015), por lo que el auge petrolero de Estados Unidos será de mediano plazo. Las fluctuaciones en la demanda mundial de petróleo dependen de los cambios en el crecimiento de las economías de los principales países consumidores, los países centrales, China y la India, por lo que su efecto en el precio internacional del petróleo es fluctuante y de corto plazo, a menos que haya una recesión generalizada de larga duración. En fin, estos factores, tomando en cuenta la caída de la demanda de petróleo, que son de corto plazo tienen la capacidad de incidir a la baja de los precios internacionales del petróleo. Por lo que a largo plazo los precios internacionales del petróleo tenderán a subir y la OPEP retomará el papel de regulador de los precios internacionales del petróleo, ya que no se vislumbra un cambio fundamental en la matriz energética mundial. Por lo que, las Empresas Petroleras Estatales deben mantener el control de la industria petrolera y fortalecer su papel de promover el desarrollo

económico, social y la seguridad energética nacional, teniendo en cuenta la inestabilidad de los precios internacionales del petróleo, así como su agotamiento por ser un recurso natural finito.

Para Estados Unidos el petróleo de Canadá y, en menor medida, el de México, debido a la caída de sus reservas probadas, seguirá siendo parte importante de su seguridad energética. Canadá y México, en 2014, tenían una relación reservas probadas / producción (R / P), de más de 100 años y 10.9 años (difiere un poco de los datos presentados por Pemex), respectivamente. Sin embargo, a largo plazo continuará dependiendo del petróleo de Arabia Saudita (R/P de 63.6 años), Venezuela (R/P de más de 500 años), Irak (R/P más de 100 años) (países miembros de OPEP) y otros, por lo que es fundamental que mantenga una política de negociación y de respeto a la soberanía nacional de esos países (BP, 2015).

Por otro lado, los países centrales y los organismos financieros internacionales, Fondo Monetario Internacional y Banco Mundial, instrumentaron el desarrollo de la política neoliberal en el ámbito internacional, especialmente durante el periodo de la década de los ochenta y principios de los noventa, (Stiglitz, 2004). Como parte de esa política se estableció proceso de privatización de las Empresas Petroleras Estatales. Ese proceso ha tenido el propósito de fortalecer a las Empresas Petroleras Transnacionales.

A partir del shock financiero de 1982, la industria petrolera mexicana ha tenido importantes transformaciones. Los diferentes gobiernos mexicanos (1982-2018), alineados a la política neoliberal, sentaron las bases, iniciaron y avanzaron en la privatización de Pemex. Este ha sido un proceso largo marcado por factores políticos.

Los diferentes gobiernos de México (1982-2018) con la finalidad de avanzar en la privatización de Pemex modificaron y establecieron leyes secundarias contrarias al artículo 27 de la Constitución: en 1992, la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos (gobierno de Salinas de Gortari), la cual estableció cambios en la estructura de Pemex para privatizarla en segmentos, quedando como sigue: Pemex corporativo con cuatro subsidiarias (Pemex-Exploración y Producción, Pemex Refinación, Pemex -Gas y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica), determinó que el objetivo principal de Pemex fuera la maximización del valor y dispuso que Pemex podría celebrar contratos con personas físicas y morales; en 1995, se modificó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (gobierno de Ernesto Zedillo) permitiendo que el sector privado construya, opere y tenga en

propiedad sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural; en 1996, se reforma la Ley de Inversiones Extranjeras (gobierno de Ernesto Zedillo) para dar cabida a la inversión extranjera en la construcción de ductos para la transportación de petróleo y sus derivados y en la perforación de pozos petroleros y de gas.

En 2008, el presidente Felipe Calderón entregó su propuesta de Reforma Energética al Senado de la República y logró que la Cámara de Diputados aprobara leyes secundarias como la Ley de Petróleos Mexicanos, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de noviembre de 2008, y las Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, publicada en el DOF el 6 de enero de 2010, las cuales fueron la base para formulación de los Contratos Integrales de Exploración y Producción, licitados y otorgados a empresas privadas nacionales y, principalmente, extranjeras.

Ahora bien, en Pemex Exploración y Producción (PEP), el sector estratégico y más rentable de Pemex, la participación de las empresas nacionales y, fundamentalmente, extranjeras se inició, en 1997, durante el gobierno de Ernesto Zedillo, con los Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público. En estos proyectos, que contemplaban las actividades propias de PEP en los principales campos petroleros, participaron empresas de servicios petroleros extranjeras y mexicanas. Además, los proyectos fueron financiados, básicamente, por Pemex a través, principalmente, de la emisión de bonos internacionales y nacionales mediante sus vehículos financieros Pemex Project Funding Master Trust y el Fideicomiso F/163, lo cual provocó un incremento importante de su deuda.

Previo a los cambios en la Constitución en la que se legalizaron los contratos, la privatización de Pemex Exploración y Producción se realizó a través de las diferentes modalidades de contratos, Contratos de Obra Pública o de Servicios (de 1997 a 2015, del gobierno de Ernesto Zedillo al de Peña Nieto) Contratos de Servicios Múltiples (de 2003 a 2007, del gobierno de Vicente Fox al de Felipe Calderón) y Contratos Integrales de Exploración y Producción (de 2011 a 2013, del gobierno de Felipe Calderón al de Peña Nieto).

El proceso de privatización adquirió otras características a partir de los cambios en la Constitución (2013). Durante el gobierno de Peña Nieto se realizaron modificaciones

importantes en la Constitución Política de México en materia de energía (2013), específicamente las modificaciones en el artículo 27 constituyeron la eliminación del principal obstáculo para la privatización de la explotación petrolera, al legalizar los contratos de servicios, de licencia, de producción y utilidad compartida, y para realizar cambios profundos en Pemex, en su estructura y en sus objetivos.

Petróleos Mexicanos desapareció como Empresa Petrolera Estatal Nacional debido a que: se le suprimió formalmente la facultad de ejercer la conducción central y la dirección estratégica de la industria petrolera, el Estado a través de la SENER adquirió esa atribución; dejó de tener legalmente la exclusividad de realizar las actividades de exploración y producción de petróleo; se redefinió su relación con el Estado, el gobierno federal reforzó su dominio sobre Pemex al establecerse que Pemex es una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del gobierno federal, la definición de empresa productiva se estableció para caracterizarla como cualquier empresa privada cuyo objeto es maximizar la renta para el Estado, el cual es el propietario, por lo que las utilidades de Pemex y de sus empresas productivas subsidiarias se dirigen expresamente al financiamiento del gasto público, incluso, retomó el papel de contratista, a través de la CNH, adquirido por Pemex Exploración y Producción y recibió, a través del Fondo Mexicano del Petróleo, la parte correspondiente de la utilidad y la regalía adicional de los contratos otorgados a empresas privadas. Por lo que, Petróleos Mexicanos dejó de tener los fundamentos y objetivos por los que fue creado, entre los que se encuentran: ejercer el control y la conducción central de la industria petrolera en beneficio de la sociedad mexicana, fortalecer la soberanía y la seguridad energética, ser el motor del desarrollo económico y social de México.

En las diferentes modalidades de contrato (servicios, servicios múltiples, integrales de exploración y producción, producción compartida y licencia) hubo una participación relativamente relevante de las Empresas Transnacionales. Sin embargo, la participación de las gigantes petroleras transnacionales fue escasa debido al tipo de contrato, es el caso de los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) y Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), ellas prefieren las Concesiones o Licencias y, sobre todo, a la relativamente baja cantidad de reservas probadas de hidrocarburos de las áreas licitadas (CSM, CIEP, Contratos de Producción Compartida y Licencia, hasta la tercera convocatoria de la Ronda 1), ya que las gigantes petroleras transnacionales han buscado áreas con elevadas reservas probadas de hidrocarburos (ventajas de localización) (Dunning 2002;

Narula y Dunning, 2010). Diferente es el caso de los Contratos de Servicios, ya que en ellos participaron las Empresas Transnacionales de Servicios Petroleros más importantes en el ámbito internacional, principalmente, de origen estadounidense y francés.

Por lo que, se confirma la hipótesis principal que consiste en que las Empresas Transnacionales (de servicios y pequeñas, medianas y, aunque en menor medida, grandes petroleras transnacionales), individualmente o asociadas, por sus ventajas competitivas han ido adquiriendo una participación relativamente relevante en la exploración y explotación de petróleo en México.

Las empresas privadas nacionales y transnacionales formaron alianzas estratégicas y joint venture (empresas conjuntas) para elevar su competencia. Las empresas transnacionales formaron alianzas estratégicas o empresas conjuntas con empresarios mexicanos, entre ellos grupos de la oligarquía mexicana, manteniéndose estos últimos un tanto subordinados, ya que no fungieron como operadores. Las empresas mexicanas eran relativamente reciente creación y algunas proporcionaron servicios a PEP, por lo que para elevar su competencia se asociaron con empresas transnacionales.

Pemex Exploración y Producción sufrió cambios importantes en la organización de la producción y en su estructura productiva al otorgar contratos a empresas privadas nacionales y extranjeras: se fue convirtiendo progresivamente en administrador de contratos al transferir parte importante de sus actividades de perforación y exploración, de manera fragmentada (Contratos de Servicios) y, también, al transferir el control de la producción y su materia de trabajo, al otorgar área o bloques donde tenía actividades (CSM y CIEP). En suma, Pemex Exploración y Producción fue perdiendo el control y cierta capacidad productiva lograda durante décadas y que es muy difícil de remontar.

Lo anterior, confirma la hipótesis planteada relativa a que Pemex Exploración y Producción al ceder parte importante de su actividad sustantiva de exploración, perforación y extracción de hidrocarburos a compañías nacionales y, especialmente, transnacionales ha ido adquiriendo el papel de administrador de contratos.

En suma, el proceso de inserción de las empresas transnacionales en exploración y extracción de petróleo ha sido un proceso largo en el que han incidido factores políticos, fundamentalmente la oposición de amplios sectores de la sociedad con una posición nacionalista. Este proceso adquirió otras características a partir de los cambios en la Constitución (2013). Es un proceso que en esta nueva etapa apenas se inicia y si no hay

un cambio de política energética seguirá su curso. Una política energética que en lugar de dismantelar a Pemex promueva su fortalecimiento y desarrollo, invirtiendo en exploración -para elevar las reservas- y producción de petróleo, refinación, petroquímica y, fundamentalmente, en desarrollo tecnológico. Es crucial para la seguridad energética de México dejar de importar gasolina y gas y reducir su consumo, así como también es urgente que Pemex fortalezca las energías limpias como la solar, eólica y geotermia.

En relación a los efectos de la Reforma Energética de 2013. El gobierno de Peña Nieto (2012-2015), a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, licitó contratos de producción compartida (Ronda 1, primera convocatoria el 15 julio de 2015 y Ronda 1 segunda convocatoria el septiembre de 2015) y de licencia (Ronda 1, tercera convocatoria el 15 de diciembre de 2015) en áreas que contaron, en su mayoría, con relativamente escasas reservas de hidrocarburos. Por lo que, por un lado, eso propició que una cantidad importante de áreas quedaran desiertas, ya que las empresas extranjeras buscaron áreas con abundantes reservas de hidrocarburos y, por el otro, no fue posible tener un balance positivo en términos de producción de hidrocarburos, tomando en cuenta, también, el breve periodo, del 15 de julio al 15 de diciembre de 2015. En 2015, solamente se dan los primeros pasos de la Reforma Energética (2013) establecida por el gobierno de Peña Nieto. Sin embargo, es necesario tener presente que con la caída de la producción del principal campo productor de petróleo el campo gigante Cantarell, iniciada en 2004, no será posible que con la Reforma Energética de 2013 se logre obtener la producción de petróleo de 2004. No obstante, uno de los efectos de la reforma de 2013 más importantes fue la aceleración en el dismantelamiento de Pemex, así como la participación relativamente relevante de las Empresas Petroleras Transnacionales, sobre todo en los contratos de producción compartida, como se vio anteriormente.

Ahora bien, durante más de cuatro décadas los diferentes gobiernos de México mantuvieron una política exportadora de crudo. Particularmente, la política energética de los gobiernos de Ernesto Zedillo (1994-2000) y Vicente Fox (2000-2006) de “maximización del valor” mediante la rápida extracción de crudo para su exportación, fundamentalmente a Estados Unidos, y la innecesaria inyección de nitrógeno generó el anticipado cuasi agotamiento del principal campo productor de petróleo, el campo gigante Cantarell (Salazar, 2008). Este hecho marcó el posterior desenvolvimiento de la industria petrolera: a) se vislumbra el fin de la extracción de petróleo abundante y barato; b) será cada vez más difícil

recuperar o detener la caída de la producción y de las reservas de petróleo (Pemex, en 2016, señaló que la relación reservas-producción para reservas probadas fue de 8.1 años); b) se requerirá mayor inversión en exploración, perforación y desarrollo y c) se perfilan incrementos en los costos de producción. Lo anterior comprometió el futuro desarrollo de la industria petrolera con importantes implicaciones en la economía y sociedad nacional. Los gobiernos de México carecieron de una política de seguridad energética y de desarrollo nacional a largo plazo.

En suma, la política energética de los gobiernos de México (1982-2018) se ha caracterizado por: la extracción acelerada de petróleo hasta el cuasi agotamiento de los campos (Cantarell), el aumento de la producción se dirigió a la exportación, fundamentalmente a Estados Unidos; las utilidades de Pemex se han dirigido a equilibrar el presupuesto del gobierno en lugar de fomentar el desarrollo de Pemex y de la economía nacional y la inversión de Pemex se ha financiado con deuda externa, por lo que Pemex ha presentado una crisis financiera crónica.

Por otro lado, a partir de 1982 los diferentes gobiernos de Estados Unidos junto con las autoridades financieras (Reserva Federal y el Departamento del Tesoro de Estados Unidos) e Instituciones Financieras Internacionales (FMI y el BM, fundamentalmente) marcaron el rumbo de la política económica y energética de los diferentes gobiernos mexicanos (1982-2018) en aras de fortalecer la seguridad energética de Estados Unidos, país con el que México ha concentrado sus relaciones (desfavorables) económicas impulsadas por su cercanía geográfica. Los gobiernos de México firmaron acuerdos (Acuerdo sobre el esquema de los ingresos petroleros -21 de febrero de 1995- y Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo a los Yacimientos Transfronterizos de Hidrocarburos en el Golfo de México- 20 de febrero de 2012-), el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN, entro en vigor el primero de enero de 1994) y la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN, 23 de marzo de 2005) acordes con el interés de la seguridad energética de los Estados Unidos; vulnerando la soberanía energética y abriendo el camino a la inversión de capital privado en el sector energético de México.

Anexo

Cuadro 1A. Contratos de Servicios Múltiples: empresas con contratos vigentes en 2007

Bloques	Empresa o empresa conjunta	Integrada por:	País de origen	Grupo	Actividades y países	Fecha de fundación
Reynosa-Monterrey	Repsol Exploración México, S.A de C.V.		España	Filial de Repsol S. A. originalmente Campsa, fundada en 1927 con participación estatal minoritaria. En 1942 el gobierno adquiere el control de Campsa a través del Instituto Nacional de Industria (INI). En 1986, el Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH) funda a Repsol S.A., la cual se privatiza en 1997.	Repsol S.A. ha tenido actividades de exploración y extracción de petróleo y gas en España, Argelia, Libia, Venezuela, Estados Unidos, Trinidad y Tobago, Argentina, Bolivia, Brasil, Indonesia y otros.	s.d.
Misión	Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V.	Tecpetrol de México, S.A de C.V., con el 40% de las acciones.	Italia	Filial de la empresa domiciliada en España Tecpetrol Internacional, S.L.U. creada en 1980, la cual pertenece al Grupo Techint de Italia fundado por Agostino Roca en 1945.	Tecpetrol Internacional, S.L.U. ha tenido operaciones de exploración y extracción de hidrocarburos en Argentina, Ecuador, Colombia, Perú, Venezuela y Bolivia.	s.d.
		Industrial Perforadora de Campeche S.A. de C.V., con el 50% de las acciones.	México	Grupo R de Ramiro Garza Cantú, fundado en 1962	Servicios en el sector de petróleo y gas en México.	1987
		Techint, S.A. de C.V., con el 10% de las acciones (CNV, 2004)	Italia	Grupo Techint de Italia fundado por Agostino Roca.	En 1945, proporcionaba servicios de ingeniería en Europa y Latinoamérica.	1945
Cuervito	PTD Servicios Múltiples	Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), con el 45% de las acciones, es la operadora del contrato.	Brasil	Empresa 100% estatal de 1953 a 1997. En el 2000 la participación estatal era de 45%.	Petrobras ha tenido operaciones de exploración y extracción de petróleo y gas en Brasil, Argentina, Bolivia, Colombia y Estados Unidos.	1953
		Teikoku Oil Co., Ltd, con el 40% de las acciones.	Japón	Teikoku Oil Co., Ltd. originalmente fue una empresa semigubernamental, la cual aglutinó a las empresas petroleras japonesas. En 1950 Teikoku Oil se privatiza completamente. En 2006 se fusionó con la empresa japonesa Inpex y adquiere el nombre de Inpex.	Teikoku Oil Co., Ltd ha tenido actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en Japón, Congo, Venezuela y Argelia.	1941
		Diavaz, con el 15% de las acciones.	México		Servicios a operaciones de petróleo y gas principalmente en el golfo de México.	1973
Fronterizo	PTD Servicios Múltiples	Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), con el 45% de las acciones, es la operadora del contrato.	Brasil	Empresa 100% estatal de 1953 a 1997. En el 2000 la participación estatal era de 45%.	Petrobras ha tenido operaciones de exploración y extracción de petróleo y gas en Brasil, Argentina, Bolivia, Colombia y Estados Unidos.	1953
		Teikoku Oil Co., Ltd, con el 40% de las acciones.	Japón	Teikoku Oil Co., Ltd. originalmente fue una empresa semigubernamental, la cual aglutinó a las empresas petroleras japonesas. En 1950 Teikoku Oil se privatiza completamente.	Teikoku Oil Co., Ltd ha tenido actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en Japón, Congo, Venezuela y Argelia.	1941
		Diavaz, con el 15% de las acciones.	México	El Grupo Diavaz fue creado por Luis Vázquez Senties y, en 2013, el ex secretario de hacienda, Pedro Aspe Armella, inició su participación a través del fondo de inversión Protego (García, 2015).	Servicios de operaciones de petróleo y gas principalmente en el golfo de México.	1973
Olmos	Lewis Energy Group		Estados Unidos		La empresa ha tenido operaciones de E&P de petróleo y gas en el sur de Texas (Wilcox, Escondido, Olmos, Eagle Ford y Edwards) y en Colombia.	1982
Pandura-Anahuac	Industrial Perforadora de Campeche, S.A. de C.V.		México	Grupo R de Ramiro Garza Cantú, fundado en 1962.	Servicios en el sector de petróleo y gas en México.	1987
	Desarrollo y Servicios Petroleros		México	Grupo R de Ramiro Garza Cantú, fundado en 1962.	Servicios en el sector de petróleo y gas en México.	s.d.

Sigue Cuadro 1A.

Bloques	Empresa o empresa conjunta	Integrada por:	País de origen	Grupo	Actividades y países	Fecha de fundación
Pirineo	Monclova Pirineos Gas S.A. de C.V.	Constructora Industrial Monclova, S.A. de C.V. (COIMSA).	México	Grupo Industrial Kamar, fundado por Salvador Kamar Apud.	COIMSA ha tenido actividades de construcción en México, la cual participó en Altos Hornos de México, CFE y Pemex.	1975
		Materiales la Gloria S.A. de C.V.	México	Grupo La Gloria, fundado por Jesús Moncada Flores.	Proveedor de la materia prima para la fabricación de cemento, cal y agregados para la construcción en México.	1979
		Alianz Petroleum S. de RL. de CV.	España	Grupo ACS de España.	Servicios Industriales	s.d.
		Steel Serv S.A. de C.V.	México	Grupo IMIX	Comercialización de aceros especiales en México	1999
		Suelopetrol	Venezuela		Suelopetrol ha tenido operaciones de E&P de hidrocarburos en campos de Venezuela, Colombia y E.U.	1985
		NCT Energy Group	Venezuela		Prestación de servicios de consultoría, interventoría y gerencia de proyectos en las áreas de petróleo y gas.	1999
		Estudios y Proyectos Ditech S.A.	Venezuela		Consultora dedicada a la ingeniería, procura y construcción de proyectos integrales hacia los sectores Petrolero, Refinación, Petroquímico, Gas y Naval/Portuario.	1951
Monclova	Gpa Energy, S.A. de C.V.	Construcciones Mecánicas Monclova, S.A. de C.V. (COMMSA)	México	Grupo industrial Monclova creado por Harol R. Pape, el cual fue fundador de Altos Hornos de México.	COMMSA inició sus actividades en la fabricación de estructuras de acero para la industria siderúrgica de México y en 1978 transita a la construcción de plataformas marinas de producción, perforación y habitacionales en Tampico, Tamaulipas.	1951
		Administradora de Proyectos de Campos, S.A. de C.V.	México		No tiene página web.	s.d.
		Production Testing Services Colombia Ltda.	Colombia		Servicios de pruebas de pozos de gas y petróleo en Colombia.	1992
Nejo	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. (IHSA)		España	Grupo Cobra fundado en 1944, que a la vez ha formado parte del Grupo ACS creado en 1997, ambos de origen español.	El Grupo Cobra ha proporcionado servicios de ingeniería industrial, construcción y funcionamiento de proyectos del sector energético (energía tradicional y renovables, activos de hidrocarburos) en el ámbito internacional. Por su parte, el Grupo ASC se ha especializado en la construcción e infraestructura industrial.	2007

Fuentes: Elaboración propia con base en: Repsol, 2019; Tecpetrol, 2019; Techint, 2019; Grupo R, 2016; Petrobras, 2019; Teikoku Oil Co. Ltd., 2019; Diavaz, 2019; Lewis Energy, 2019; IFC, 2016; COIMSA, 2019; Grupo La Gloria, 2019; Grupo IMIX, 2019; Suelopetrol, 2019; NCT Energy Group, 2019; Estudios y Proyectos Ditech S.A., 2019; Construcciones Mecánicas Monclova, S.A. de C.V. 2019; Production Testing Services Colombia Ltda., 2019; Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V., 2019; Grupo Cobra, 2019; Grupo ACS, 2019.

Cuadro 2A. Ley de Petróleos Mexicanos

LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS	LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS
Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008	Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014
LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS	TÍTULO PRIMERO DE PETRÓLEOS .
Capítulo I	MEXICANOS COMO EMPRESA
Naturaleza, Objeto y Patrimonio	PRODUCTIVA DEL ESTADO
<p>Artículo 2o.- El Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en el área estratégica del petróleo, demás hidrocarburos y la petroquímica básica, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios de acuerdo con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y sus reglamentos.</p>	<p>Artículo 2.- Petróleos Mexicanos es una empresa productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión, conforme a lo dispuesto en la presente Ley. .</p>
<p>Artículo 3o.- Petróleos Mexicanos es un organismo descentralizado con fines productivos, personalidad jurídica y patrimonio propios, (...) que tiene por objeto llevar a cabo la exploración, la explotación y las demás actividades a que se refiere el artículo anterior, así como ejercer, conforme a lo dispuesto en esta Ley, la conducción central y dirección estratégica de la industria petrolera. Petróleos Mexicanos podrá contar con organismos descentralizados subsidiarios para llevar a cabo las actividades que abarca la industria petrolera.</p>	<p>Artículo 4.- Petróleos Mexicanos tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario,(...) procurar el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera del Estado y contribuir con ello al desarrollo nacional.</p>
<p>Artículo 4o.- El patrimonio de Petróleos Mexicanos y de cada uno de sus organismos subsidiarios estará constituido por los bienes, derechos y obligaciones que hayan adquirido o se les hayan asignado o adjudicado; por los que adquieran por cualquier título jurídico, ministraciones presupuestales o donaciones; así como por los rendimientos de sus operaciones y los ingresos que reciban por cualquier otro concepto. Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán responder solidaria o mancomunadamente por el pago de las obligaciones nacionales e internacionales que contraigan. Petróleos Mexicanos administrará su patrimonio con arreglo a su presupuesto y a los programas aprobados, conforme a las disposiciones legales aplicables.</p>	<p>Artículo 5.- Petróleos Mexicanos tiene por objeto llevar a cabo, en términos de la legislación aplicable, la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización. Artículo 6.- Petróleos Mexicanos podrá realizar las actividades, operaciones o servicios necesarios para el cumplimiento de su objeto por sí mismo; con apoyo de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, o mediante la celebración de contratos, convenios, alianzas o asociaciones o cualquier acto jurídico, con personas físicas o morales de los sectores público, privado o social, nacional o internacional (...)</p>
<p>Artículo 5o.- Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, de acuerdo con sus respectivos objetos, podrán celebrar con personas físicas o morales toda clase de actos, convenios, contratos y suscribir títulos de crédito, manteniendo en exclusiva la propiedad y el control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos, con sujeción a las disposiciones legales aplicables.</p>	<p>Artículo 7.- Para cumplir con su objeto, Petróleos Mexicanos podrá celebrar con el Gobierno Federal y con personas físicas o morales toda clase de actos, convenios, contratos, suscribir títulos de crédito y otorgar todo tipo de garantías, manteniendo el Estado Mexicano en exclusiva la propiedad sobre los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo, con sujeción a las disposiciones legales aplicables.</p>
<p>Artículo 6o.- El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos determinará la estructura organizacional y operativa para la mejor realización del objeto y actividades del organismo en su ámbito técnico, comercial e industrial. Petróleos Mexicanos contará con las unidades que requiera para el mejor cumplimiento de su objeto, en términos de lo que disponga su Estatuto Orgánico. Los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos serán creados por el Titular del Ejecutivo Federal, a propuesta del Consejo de Administración, y tendrán la naturaleza de organismos descentralizados con fines productivos, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios, con el objeto de llevar a cabo las actividades en las áreas estratégicas de la industria petrolera estatal.</p>	<p>Artículo 8.- Petróleos Mexicanos no podrá celebrar con terceros Contratos para la Exploración y Extracción a que se refieren la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, salvo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, ya sea individualmente o mediante asociación o con participación de particulares.(...) Las personas con las que Petróleos Mexicanos celebre actos o contratos en ningún caso tendrán derecho a registrar como activos propios las reservas petroleras que pertenecen en exclusiva a la Nación; sin que ello sea impedimento para que dichas personas puedan reportar el interés económico que, en su caso, les represente el acto o contrato.</p>
<p>Artículo 7o.-En el desempeño de sus funciones, el Consejo de Administración y el Director General buscarán en todo momento la creación de valor económico, en beneficio de la sociedad mexicana,(...) manteniendo el control y la conducción de la industria y procurando fortalecer la soberanía y la seguridad energética, el mejoramiento de la productividad, la adecuada restitución de reservas de hidrocarburos (...)</p>	<p>Artículo 9.- Petróleos Mexicanos podrá reportar para efectos contables y financieros las asignaciones y contratos que le otorgue el Gobierno Federal, así como sus beneficios esperados, siempre y cuando se afirme en la propia asignación o contrato que los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo son propiedad de la Nación</p>

Sigue Cuadro 2A.

Sección Cuarta Modalidades especiales de contratación	CAPÍTULO VI DIVIDENDO ESTATAL
<p>Artículo 60.- Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere, con las restricciones y en los términos del artículo 6o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. La celebración de estos contratos se sujetará a lo siguiente:</p> <p>I. Se mantendrá, en todo momento, el dominio directo de la Nación sobre los hidrocarburos;</p> <p>II. No se concederá derecho alguno sobre las reservas petroleras, por lo cual los proveedores o contratistas no podrán registrarlas como activos propios y la Nación las registrará como parte de su patrimonio;</p> <p>III. Se mantendrá, en todo momento, el control y la dirección de la industria petrolera a que se refiere el artículo 3o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;</p> <p>IV. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan serán siempre en efectivo, por lo que en ningún caso podrá pactarse como pago por los servicios que se presten o las obras que se ejecuten, un porcentaje de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos ni de sus derivados o de las utilidades de la entidad contratante.</p>	<p>Artículo 97.- Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias entregarán anualmente al Gobierno Federal un dividendo estatal (...)</p> <p>Artículo 98.- El remanente del monto que no se entregue como dividendo estatal en términos del artículo anterior, será reinvertido conforme a las decisiones que adopte el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.</p> <p>Artículo 118.- Las utilidades que obtengan Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias tienen como fin incrementar los ingresos de la Nación para destinarlos al financiamiento del gasto público, por lo que dichas utilidades no se repartirán entre sus trabajadores. Lo anterior, sin perjuicio de que conforme a la legislación laboral, puedan otorgar a sus trabajadores cualquier incentivo, compensación, bono, gratificación o comisión por el desempeño de sus labores</p>
<p>VI. No se suscribirán contratos que contemplen esquemas de producción compartida ni asociaciones en las áreas exclusivas y estratégicas a cargo de la Nación señaladas (...)</p>	

Fuente: elaboración propia con base en CDHCU (2008) y (2014b)

Cuadro 3A. Compañías que obtuvieron los contratos de la Primera Convocatoria,
Ronda 1

Talos Energy LLC
<p>La compañía estadounidense Talos Energy LLC se fundó en 2012, en 2015 sus actividades se ubicaron en Golfo de México de los Estados Unidos; contaba con aproximadamente de 51 a 200 empleados; su producción era de entre 49-53 miles de barriles de petróleo equivalente por día (mboe/d) y sus reservas probadas fueron de 151 millones de barriles de petróleo equivalente (mmboe). La compañía utilizaba tecnología de punta aunque no la generaba.</p>
Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V.
<p>Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V. inició sus actividades en 2014 en México, sin embargo, su junta directiva se compuso por representantes de Encap Investments (E.U.), Riverstone (E.U.), BlackRock (E.U.) y Sierra Oil & Gas, con el Venezolano Iván Sandra y Read Taylor. La empresa, en 2015, tenía de 11 a 50 empleados, sus actividades se localizaron solamente en México, tecnológicamente presume de haber desarrollado modelos exclusivos de cargas en sistemas petroleros, evaluación avanzada de gestión de reservorios, aplicación de pozos inteligentes y tecnologías de recuperación mejorada (EOR) en campos maduros, entre otros. Además, Sierra Oil & Gas S.de R.L. de C.V. contó con la experiencia e información de Mario Limón, su asesor principal de geología, el cual fue el gerente estatal de estudios geológicos de Pemex durante 10 años. Así como, a pesar de que era una empresa de reciente creación tenía en su haber la siguiente información geológica: 50,000 km de sísmica 2D; 60,000 km² sísmica 3D y 3,000 km² de área de exploración en la Cuenca del Sureste Marino, así como descubrimientos de 1,000 mmbpce en cuencas de frontera de México.</p>
Premier Oil plc.
<p>Premier Oil plc.del Reino Unido, era la de mayor experiencia, se creó en 1934, sus actividades se ubicaron en el Mar del Norte del Reino Unido, Indonesia, Mauritania, Vietnam, las Islas Falkland y Brasil; en 2015 contaba con 783 empleados; produjo 57.6 mboe/d y tenía unas reservas probadas y probables (2P) de 332 mmboe y en el plano tecnológico la empresa contrataba servicios que incluían embarcaciones FPSO y plataformas, tecnología e ingeniería, recursos calificados, mantenimiento de cronogramas, proyectos, etc. Por ejemplo, en las Islas Falkland en el área Sea Lion la empresa adjudicó los contratos a las compañías SBM Offshore para la embarcación FPSO, Subsea 7 para la instalación submarina, NOV para las líneas de flujo flexibles y One Subsea (filial de Schlumberger) para el sistema de producción submarina.</p>

Fuente: Elaboración propia con base en Talos Energy LLC, 2018 ; Sierra Oil & Gas S.de R.L. de C.V., 2016b y Premier Oil plc., 2016.

Cuadro 4A. Compañía petrolera de Italia, ENI Internacional B.V.

La transnacional petrolera italiana Eni Internacional B.V. se fundó en 1953, en 2015 participó en 71 países entre lo que se encuentran, por supuesto, Italia, Noruega, Reino Unido, Estados Unidos, Venezuela, Argelia, Libia, Nigeria, Kazajstán, Irak, Egipto, Angola, Rusia, Congo, Australia, Indonesia, Mozambique y otros; tuvo 34,196 empleados, su producción diaria fue de 1,688 mboe y sus reservas probadas de 5,975 mmbob. En materia financiera, la compañía creó la filial Eni Finance International con sede en Bruselas, Bélgica, la cual proporciona financiamiento a las empresas del grupo Eni. En Investigación & Desarrollo, Eni fundó la Escuela Superior de Estudios de Hidrocarburos y varios Laboratorios de Geología e Ingeniería de Petróleo. Lo más destacado, en los últimos años, fue la generación del software DVA que analiza los datos sísmicos y genera una imagen 3D del subsuelo y el software 3D Gravity Flow que realiza la simulación numérica de turbiditas (rocas sedimentarias), los cuales fueron patentados. Los complejos algoritmos matemáticos desarrollados por Eni se aplican en la supercomputadora HCP4 ubicada en el Green Data Center, creado por la compañía en 2013, localizado en Ferrera Erbognone. Por ejemplo, los datos de los estudios geofísicos y la prospección sísmica, de los países en los que participa la compañía, se procesan en la computadora HCP4 mediante la utilización de modelos matemáticos, desarrollados por ENI, que proporcionan imágenes precisas de los depósitos del subsuelo. En general, todo lo anterior, permite la reducción de tres años el tiempo de exploración y desarrollo. Además, Eni en asociación con la empresa de Mozambique ENH, la CNPC de China, Galp's de Portugal y la firma surcoreana Kogas participaron en el proyecto de la fabricación del barco Coral South FLNG. Para la fabricación del barco ENI realizó una licitación internacional para su diseño y su construcción. El diseño lo realizó el consorcio TJS (Technip FMC de Francia, JGC de Japón y Samsung Heavy Industries de Corea del Sur). La construcción del barco se realizó en el astillero de Samsung Heavy Industries ubicado en Geoje, Corea del Sur, y estuvo a cargo de: el consorcio TJS que es el responsable del casco y los equipos de producción de gas, bandas y líneas de flujo; el BHGE del Reino Unido para la elaboración de los sistemas de producción submarina; el Aker de Noruega para los umbilicales y Saipem de Italia para los pozos. En el proyecto participan expertos de la industria, con experiencia en otros FLNG, de Houston, París, Yokohama, Geoje, Singapur, Bristol, Fornebu (Noruega) y Mozambique.

Fuente: Elaboración propia con base en Eni Internacional B.V, 2018.

Cuadro 5A. Compañía petrolera de Noruega, Statoil

La compañía de origen noruego Statoil se creó en 1972, en 2015 participaba en 30 países, fundamentalmente en la plataforma continental noruega, el Golfo de México de Estados Unidos, la costa este de Canadá y Brasil; contaba con 20,000 empleados, su producción fue 1,971 mboe/d y sus reservas probadas de petróleo y gas de 5,060 mboe. En materia tecnológica, Statoil invirtió en Investigación y Desarrollo fundamentalmente en la fundación de un Centro de Investigación dedicado a la recuperación mejorada de petróleo en Trondheim, Noruega. El Centro contiene un potente Scanner industrial, el cual permite seguir los movimientos y flujos de aceite en varias rocas a nivel de poro y a través de imágenes en 2D y 3D de alta resolución es posible ver qué método de recuperación (IOR) se adapta mejor a cada depósito y, al mismo tiempo, obtener una comprensión más profunda de cómo se forma el depósito en términos de arcilla, tamaño de poro y grietas.

Fuente: elaboración propia con base en Statoil (actualmente Equinor), 2018

Cuadro 6A. Pan American Energy LLC

Pan American Energy LLC se fundó en 1997 en Argentina; en 2016 tuvo operaciones en, por supuesto, Argentina, Bolivia, Chile, Uruguay, Paraguay y México; participó en asociaciones o alianzas estratégicas con las petroleras YPF, Total S.A., Repsol E&P Bolivia S.A., entre otras; contó con 22,000 empleados directos e indirectos, su producción diaria fue de 262 mboe y sus reservas totales de 1,560 mboe. En materia tecnológica, la compañía creó la universidad corporativa Energy Learning Center con la cual brinda capacitación a empresas y universidades del país. Además, en Argentina Pan American Energy aplica técnicas avanzadas de extracción multilateral con completamiento inteligente (pozo Mac-104), de tratamiento de campos maduros (las áreas Anticlinal Funes, Piedra Clavada y Koluel Kayne) y de recuperación secundaria (70% de los pozos de Cerro Dragón), así como una elevada automatización de sus instalaciones (91% en Cerro Dragón).

Fuente: elaboración propia con base en Pan American Energy LLC, 2018.

Cuadro 7A. Compañía petrolera de Reino Unido, BP p.l.c.

La petrolera transnacional BP p.l.c. se fundó en 1909 en el Reino Unido, en 1912 el gobierno británico obtuvo la participación mayoritaria de la empresa y en 1987 se privatizó completamente. La compañía ha cotizado fundamentalmente en la Bolsa de Valores de Londres, en la Bolsa de Frankfurt en Alemania y en la Bolsa de Nueva York. En 2015, los socios titulares de acciones ordinarias de la empresa fueron: JPMorgan Chase Bank, N.A. (29.07%), BlackRock, Inc. (6.25%), Capital Group Companies, Inc (3.51%) y Legal & General Group plc (3.27%); tuvo operaciones en 70 países, entre ellos Reino Unido, Estados Unidos, Alaska, Canadá, Rusia, Brasil, Argentina, Bolivia, Chile, Uruguay, Trinidad y Tobago e Irán; participó en asociaciones o alianzas estratégicas con las petroleras transnacionales ConocoPhillips, Chevron, Shell, ExxonMobil, Total S.A. entre otras; contó con 84,500 empleados, su producción diaria fue de 3,239 mboe y sus reservas totales de 17,180 mmboc. En materia tecnológica, en 2012, BP estableció el Centro Internacional de Materiales Avanzados (CIMA) con sede en la Universidad de Manchester, Reino Unido. La ciencia de materiales es importante porque mediante la utilización de la cristalografía, nanotecnología, estructura atómica, termodinámica, cinética y otras especialidades es posible crear nuevas aleaciones, así como recubrimientos de autocuración y otras formas de infraestructura más resistente a la corrosión. En 2013, BP creó el Centro de Computación de Alto Rendimiento (CCAR), ubicado en Houston, en donde se instaló una supercomputadora. En la supercomputadora se almacenan y procesan rápidamente los datos geológicos y sísmicos de todas sus actividades ubicadas en los diferentes países del mundo. La empresa tiene una plataforma de datos en la nube llamada ARGUS que contiene datos de 2,500 pozos. Además, en el CCAR, integrado por científicos informáticos y matemáticos, se han realizado innovaciones en física de roca y en imágenes sísmicas que permiten ver en profundidad el subsuelo de la tierra. La compañía desarrolló una nueva tecnología sísmica conocida como Wolfspär, que hace posible ver a través de capas masivas de sal que normalmente distorsionan las imágenes. En el CCAR se desarrollaron dos algoritmos, uno para ver a través de capas de sal y otro para distinguir diferentes tipos de sonido. Sin la supercomputadora habría sido imposible procesar los algoritmos. La empresa está avanzando en la automatización de la perforación de los pozos. BP cuenta, también, con un sistema de simulación y vigilancia llamado APEX que crea una copia virtual de todos sus sistemas de producción ubicados en los diferentes países del mundo. Esto optimiza la producción y ahorra tiempo de ingeniería. En 2015, BP y Maersk Training establecieron en Houston un Centro de Capacitación para Equipos de Perforación en Altamar, la instalación cuenta con simuladores altamente interactivos que reproducen casi todos los trabajos críticos en una plataforma de perforación en alta mar. En ese mismo año, BP comenzó usar robots para probar las opciones mejoradas de recuperación de aceite.

Fuente: Elaboración propia con base en BP p.l.c., 2018.

Cuadro 8A. Fieldwood Energy LLC

La compañía petrolera estadounidense Fieldwood Energy LLC inició sus actividades en 2013 al adquirir a la compañía Apache Corporation y en 2014 absorbió a la empresa SandRidge, ambas empresas tenían actividades en el la Golfo de México de Estados Unidos. En 2015, la empresa contaba con aproximadamente 500 bloques en aguas profundas y poco profundas del Golfo de México de Estados Unidos que cubrían aproximadamente dos millones de acres brutos, los cuales contenían más de 1,000 pozos y más de 500 plataformas en operación. En 2013 tenía 6 empleados, en 2015 aumentaron a 800.

Fuente: elaboración propia con base en Fieldwood Energy LLC, 2018

Cuadro 9A. Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V.

Petrobal es una empresa creada apenas en 2015 por el Grupo Bal de Alberto Baillères que ha pertenecido a la oligarquía mexicana. La empresa es dirigida por Carlos Morales Gil, quién fue director de Pemex Exploración y Producción. El Grupo Bal es un conglomerado mexicano de empresas con actividades en la Minería, Seguros, Sector Financiero y Operaciones Comerciales.

Fuente: elaboración propia con base en Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V., 2018.

Glosario:

ASPAN: Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte.

bpce (boe): barriles de petróleo crudo equivalente.

CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

CORRIENTE ABAJO (DOWNSTREAM): Aquellas actividades que tienen lugar entre la carga de aceite crudo en la terminal de transportación y la utilización del aceite por el usuario final. Esto comprende la transportación de aceite crudo a través del océano, el abastecimiento y la comercialización, la refinación, la distribución y el mercadeo de los productos derivados del aceite.

CORRIENTE ARRIBA (UPSTREAM): Las actividades relativas a la exploración, producción y entrega a una terminal de exportación de petróleo crudo.

CRE: Comisión Reguladora de Energía.

DOF: Diario Oficial de la Federación.

EM: Empresa Multinacional, una empresa con inversiones y actividades operativas en muchos países alrededor del mundo.

ET: Empresa Transnacional, una empresa con inversiones y actividades operativas en muchos países alrededor del mundo.

FMI: Fondo Monetario Internacional.

GATT: Tratado General de Aranceles y Comercio.

JOINT VENTURE: empresa conjunta

Mb: miles de barriles

Mbd: miles de barriles diarios

MMb: millones de barriles.

MMbd: millones de barriles diarios.

MMbpce: millones de barriles de petróleo crudo equivalente

OCDE: Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico.

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo. Fundada en 1960, sus países miembros son Argelia, Gabón, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Saudi Arabia, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

OPERADOR: El Operador del Contrato es quién deberá cumplir con las obligaciones del Contratista derivadas del Contrato en nombre y representación de cada una de las Empresas Participantes. Sin perjuicio de lo anterior, se entiende que todos los aspectos

operacionales de las Actividades Petroleras serán llevados a cabo únicamente por el Operador por cuenta de todas las Empresas Participantes. El incumplimiento del Operador de sus obligaciones frente a las Empresas Participantes no relevará ni liberará a ninguna de las Empresas Participantes de su responsabilidad solidaria prevista en el Contrato. Cada una de las Empresas Participantes nombra al Operador como su representante con poderes tan amplios como sean necesarios para representarlas frente a la CNH para cualquier asunto relacionado con el Contrato. Se entenderá que cualquier asunto acordado por la CNH con el Operador obligará igualmente a cada una de las Empresas Participantes.

PEP: Pemex Exploración y Producción.

PIDIREGAS: Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público.

RELACIÓN RESERVAS / PRODUCCIÓN (R / P): si las reservas restantes al final de cualquier año se dividen por la producción en ese año, el resultado es el período de tiempo que esas reservas restantes durarían si la producción continuara a ese ritmo.

RESERVAS PETROLERAS: Volumen de hidrocarburos y sustancias asociadas, localizado en las rocas del subsuelo, que pueden ser recuperables económicamente con métodos y sistemas de explotación aplicables a condiciones atmosféricas y bajo regulaciones.

RESERVAS PROBADAS: La cantidad de aceite y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

RESERVAS PROBABLES: Estimado de las reservas de aceite y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.

RESERVAS POSIBLES: Estimado de reservas de aceite o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.

RESERVAS RECUPERABLES: La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

1P: Reservas Probadas.

2P: Reservas Probadas + Reservas Probables

3P: Reservas Probadas + Reservas Probables + Reservas Posibles

SENER: Secretaría de Energía

SHCP: Secretaria de Hacienda y Crédito Público.

TLCAN: Tratado de Libre Comercio de América del Norte

YACIMIENTO (RESERVOIR): Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

Fuente: El Colegio de México. El sitio web: Recuperado el 15 de octubre de 2019 de <https://petroleo.colmex.mx/index.php/glosarios/78>

Adenda:

La tesis comprende hasta el 2015, posteriormente a ese año hubo cambios que podrían modificar algunas conclusiones de la tesis en torno a la industria petrolera de México. Particularmente, los cambios en los participantes de las asociaciones o alianzas estratégicas que obtuvieron los contratos posteriores a 2015 y en las áreas otorgadas (aguas profundas) en la explotación de petróleo en México. Pero, sobre todo con el gobierno de Andrés López Obrador, el cual ha realizado cambios importantes en la política energética de México.

Bibliografía:

Acha, V. y Finch, J. (2003). *Paths to deepwater in the international petroleum industry*. Copenhagen: Institutions and Organizations.

Acha, V. y Finch, J. (2005). *Niche practices in the upstream petroleum industry*. Rotterdam: Dealing with dualities.

Aguirre, M. (2015). *Termómetro de la economía mexicana, indicadores históricos 1935-2015*. Recuperado el 15 de marzo de 2016 de <http://mexicomaxico.org/Voto/termo.htm>

Álvarez, A. (1997). *Pemex: de la reestructuración a la privatización*. México: Facultad de Economía, UNAM.

Álvarez, A. (2013). Integración Económica, Cambio Estructural y Dependencia Energética de México con América del Norte. *Rev IU-IMEA-UNILA*, 1(2), 62-72.

Álvarez de la Borda, J. (2006). *Crónica del petróleo en México. De 1863 a nuestros días*. México: Petróleos Mexicanos.

Aníbal, R. (2013). *Utilidad compartida versus concesiones*. México: El economista. Recuperado el 15 de noviembre de 2015 de <http://eleconomista.com.mx/foro-economico/2013/08/14/utilidad-compartida-versus-concesiones>

Auditoría Superior de la Federación (2006). *Evaluación de la Deuda PIDIREGAS*. México: autor. Recuperado el 15 de abril 2016 de <http://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/ir2006i/Tomos/T7V2.pdf#page=320&zoom=100,0,150>

Auty, R.M. (2001). The political economy of resource-driven growth. *European Economic Review*, 45, 839-846.

Auty, R. (2012). Oil and Development in the Middle East. *BRISMES Annual Conference. Revolution and Revolt: Understanding the Forms and Causes of Change* (pág. 19). London: London School of Economics and Political Science.

Banco de México (1996). *Informe anual*. Recuperado el 15 de octubre de 2016 de www.banxico.org.mx/.../informes.../%7BF0421BA8-A938-402D-1236-2253458709A6

Bank of America Merrill Lynch (BAML) (s.a.). Recuperado el 20 de septiembre de 2016 de Read more at: <http://scl.io/pO49w5KQ#gs.mejxEFQ>

Baptista, A y Mommer, B. (s.f.). *Renta petrolera y distribución factorial del ingreso*. Recuperado el 29 de noviembre de 2017 de <http://www.ildis.org.ve/website/administrador/uploads/RentaPetrolera.pdf>

- Barbosa, F. (2006). *El petróleo en los “hoyos de dona” y otras áreas desconocidas del Golfo de México*. México: IIEc, UNAM /Miguel Ángel Porrúa.
- Barron, W. C. (1922). Standard Oil of New Jersey: Its Report Confirms Its Primacy. *The National Financial Weekly*. ProQuest Central.
- Barron, W.C. (1923). Standard Oil of New Jersey: Producing about 100, 000 barrels daily. *The National Financial Weekly*. ProQuest Central
- Barron, W.C. (1925) Standard Oil of New Jersey: Paying Same Aggregate Dividends *The National Financial Weekly*. ProQuest Central
- Barron, W. C. (1926). Standard Oil of New Jersey Retire Preferred: Step May Involve... *The National Financial Weekly*. ProQuest Central.
- Barron, W. C. (1928). Standard Oil of New Jersey: Earnings Larger and Outlook for Next year Is Bright. *The National Financial Weekly*. ProQuest Central.
- Basurto, J. (1976). *El conflicto internacional en torno al petróleo de México*. México: Siglo XXI.
- Beinstein, J. (2015). Crisis petrolera y declinación sistémica mundial. *Mundo Siglo XXI, CIECAS-IPN*, 26 (X),13-26.
- BlackRock (2016). *BlackRock*. Recuperado el 15 de enero de 2016 de <https://www.blackrock.com/mx/recursos/instituciones/infraestructura>
- Bloomberg (2016). *Company Overview of Bidas Corporation*. Recuperado el 11 de marzo de 2016 de <http://www.bloomberg.com/research/stocks/private/snapshot.asp?privcapId=104864171>
<http://www.bloomberg.com/research/stocks/private/snapshot.asp?privcapId=20531130>
- British Petroleum (2016). *Statistical Review of World Energy*. UK: British Petroleum.
- BP p.l.c.. (2018). *BP p.l.c.* Recuperado en 20 de noviembre de 2018 de <https://www.bp.com/en/global/corporate/searchresults.html?q=production%202015&hPP=10&idx=bp.com&p=0&fR%5BbaseUrl%5D%5B0%5D=%2F>
- Calderón, H. (2002). La inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe: una evaluación al comienzo del nuevo milenio. En Z. Vodusek (Ed.). *Inversión extranjera directa en América Latina. El papel de los inversores europeos* (pp, 19-39). Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (CDHCU) (2008). *Ley de Petróleos Mexicanos*. México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 22 de abril de 2016 de <http://www.shcp.gob.mx/LASHCP/MarcoJuridico/MarcoJuridicoGlobal/Leyes/lpm.pdf>

CDHCU (1993). *Ley de Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*. México: Diario Oficial de la Federación.

CDHCU (2011). *Ley de Inversión Extranjera*. México: Diario Oficial de la Federación.

CDHCU (2012). *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 13 de noviembre de 2015 de <http://www.uv.mx/transparencia/files/2012/10/ConstitucionPolitica-09-02-12.pdf>

CDHCU (2014). *Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo*. Ley Abrogada DOF 11-08-2014. México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 10 de noviembre de 2015 de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lrart27_rp/LRArt27_RP_abro.pdf

CDHCU (2014b). *Ley de Petróleos Mexicanos*. México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 22 de abril de 2016 de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPM_110814.pdf

CDHCU (2014c). *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*. México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 22 de abril de 2016 de http://cnh.gob.mx/docs/Leyes/Ley_de_Ingresos_Sobre_Hidrocarburos.pdf

CDHU (2015). *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 13 de noviembre de 2015 de <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/htm/1.htm>

Cantwell, J. y Narula, R. (2001). The Eclectic Paradigm in the Global Economy, *International Journal of the Economics of Business*, 8 (2), 155-172.

Centro de Estudios de las Finanzas Públicas (2007). *Pidiregas un Estudio General*. Recuperado el 16 de noviembre de 2015 de <http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0722007.pdf>

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) (2001). Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano. Chile: Naciones Unidas

CEPAL (2004). *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe, 2003*. Chile: Naciones Unidas

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2014). *Ronda 1. Aguas Someras-Primera Convocatoria. Licitación CNH –RO1-101/2014*. Recuperado el 18 de noviembre de 2015 de <http://ronda1.gob.mx/Espanol/resultados.html>

CNH (2015). *Ronda 1. Aguas Someras-Segunda Convocatoria. Licitación CNH –RO1-102/2015*. Recuperado el 18 de noviembre de 2015 de <http://ronda1.gob.mx/Espanol/resultadosL02.html>

CNH (2015a). *Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida entre Comisión Nacional de Hidrocarburos y Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V., Talos Energy Offshore Mexico 2, S. de R.L. de C.V. y Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V..4 de septiembre de 2015. área contractual 2. Contrato No. CNH-R01-L01-A2/2015.* Recuperado el 18 de noviembre de 2015 http://www.cnh.gob.mx/contratos/pdf/licitacion1/06_contratoconsorcio2.pdf

CNH (2015b). *Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida entre Comisión Nacional de Hidrocarburos y Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V., Talos Energy Offshore Mexico 7, S. de R.L. de C.V. y Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V..4 de septiembre de 2015. área contractual 7. Contrato No. CNH-R01-L01-A7/2015.* Recuperado el 18 de noviembre de 2015 http://www.cnh.gob.mx/contratos/pdf/licitacion1/06_contratoconsorcio.pdf

CNH (2017) *BOLETÍN DE PRENSA 041/2017.* Recuperado el 15 de octubre de 2018 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/275131/24112017_BOLETIN_DE_PRENSA_041_Canamex_Energy_Holdings_S.A.P.I._de_C.V._cubre_el_pago_de_penalizacion_24_noviembre_2017_JP.pdf).

Comisión Nacional de Valores (2004). *Tecpetrol de México, S.A. de C.V. Estados contables consolidados al 30 de junio de 2004 e informe de los auditores.* Recuperado el 20 de junio de 2016 de [informe de los auditores independientes - Comisión Nacional de ... www.cnv.gov.ar/Inf FINAN/BLOB_Zip.asp?cod_doc=38123&error_page=Error...](http://www.cnv.gov.ar/Inf FINAN/BLOB_Zip.asp?cod_doc=38123&error_page=Error...)

Cossio, J.R. (2015). Naturaleza jurídica de Pemex como empresa productiva del Estado. Revisión Legal y Económica. *ITAM*, Vol 1, No.1. 9-53. Recuperado el 28 de septiembre de 2018 de <http://rle.itam.mx/wp-content/uploads/2016/02/RLE-digital.pdf>

De la Borda, J. (s.f.). *Crónica del petróleo en México.* México: Petróleos Mexicanos

De la Borda, J. (2005). *Los orígenes de la industria petrolera en México, 1900-1925.* México: Petróleos Mexicanos.

Departamento de Estado de los Estados Unidos (DEEU) (2005). *Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte. Declaración conjunta México- Canadá- Estados Unidos.* Recuperado el 16 de noviembre de 2015 de <http://dosfan.lib.uic.edu/ERC/spanish/ho/pol/43859.htm>

Dinnie, N. y Finch, J. (2002). *Reshaping the connection between corporate routines, Know-how and Know-that. The case of companies operating in the upstream oil and gas industry.* Copenhage: Elsinore

Dunning, J. (1976). La empresa multinacional: antecedentes. En J. Dunning (Comp.). *La empresa multinacional* (pp. 299-320). México: FCE.

Dunning, J. (2001). The Eclectic (OLI) Paradigm of International Production: Past, Present and Future. *International Journal of the Economics of Business*, 8 (2), 173-190.

Dunning, J. (2002). La inversión extranjera directa europea en América Latina. En Z. Vodusek (Ed.). *Inversión extranjera directa en América Latina. El papel de los inversores europeos* (pp. 51-100). Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.

Energy Information Administration (EIA) (2009). *Finacial Reporting System*. Recuperado el 13 de julio de 2016 de [Performance Profiles of Major Energy Producers, 2009](#).

EIA (2016). *Annual Energy Outlook*. Recuperado el 11 de julio de 2016 de <http://www.eia.gov/>

Finch, J. (2002). Transferring exploration and production activities within the UK's upstream oil and gas industry: a capabilities perspective. *Journal of Evolutionary Economic*, 12, 55-81.

Finch, J., Macmillan, F. y Simpson, G. (2002). On the diffusion of probabilistic investment appraisal and decision-making procedures in the UK's upstream oil and gas industry. *Research Policy*, 31 (6), 969-988.

Fondo Monetario Internacional (FMI), (v.a.). *Estadísticas Financieras Internacionales*. s.l.: FMI

Fossum, E.J.(1990). *Assessing State Intervention: Federal Oil Policies, 1973-1974*. British Columbia: The University of British Columbia.

Frankel, J. A. (2012). *The Natural Resource Curse: A Survey of Diagnoses and Some Prescriptions*. HKS Faculty Research Working Paper Series RWP12-014, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.

García, G. (2015). *La segunda petrolera mexicana sabe hacer amigos*. Recuperado el 20 de junio de 2016 de <http://expansion.mx/expansion/2015/03/30/la-segunda-petrolera-mexicana-sabe-hacer-amigos>

Gareth, G. (1977). The British Government and the Oil Companies 1912-1924: The Search for an Oil Policy. *The Historical Journal*, 20 (3), 647-672.

Gobierno Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos (GCEUM) (1940). *Diario Oficial*. México: Órgano del Gobierno Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos

GCEUM (1960). *Diario Oficial*. México: Órgano del Gobierno Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos.

González, J. (2002). El sindicalismo petrolero mexicano en perspectiva: 1911-1989. *Perspectivas Históricas*, 9, 111-156.

Grupo R (2016). *Grupo R*. Recuperado el 20 de junio de 2016 de <http://www.gruporpetroleoygas.com/>

Guillén, A. (2015). *La crisis global en su laberinto*. México: UAM Iztapalapa.

Guriev, S., Kolotilin, A. y Sonin, K. (2009). Determinants of Nationalization in the Oil Sector: A Theory and Evidence from Panel Data. *The Journal of Law, Economics & Organization*, 27 (2), 301-323.

Gylfason, T. (2001). Natural resources, education, and economic development. *European Economic Review*, 45, 847-859.

Hallwood, C. (1994). An observation on the transaction cost theory of the multinational firm. *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, 150, 351–361.

Hallwood, C. (1997). Transnational corporations and industrial diversification: the case of the offshore oil-supply industry. *UNCTAD/ITE/IIT*, 2 (1).

HIS Energy 50 (2014). *The Definitive Annual Ranking of the World's Largest Listed Energy Firms*. Recuperado el 25 de octubre de 2015 de www.ihas.com/ihsenergy50

Hymer, S. (1972). *Empresas multinacionales: la internacionalización del capital*. Chile: Ediciones Periferia.

Hymer, S. (1986). The Internationalization of Capital. *Journal of Economic Issues*. 6, 000001; ProQuest Central.

Ibarra, D.(2008). El desmantelamiento de Pemex. *Economíaunam*, 5 (13), 9-29. Recuperado el 15 de junio de 2016 de <http://www.economia.unam.mx/publicaciones/econunam/pdfs/13/01ibarra.pdf>

Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI) (2014). *Estadísticas Históricas de México*. Recuperado el 15 de junio de 2016 de <http://dgcnesyp.inegi.org.mx/cqi-win/ehm2014.exe/C1110010030>

Instituto Nacional de Transparencia Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (inai) (2015). *Portal de Obligaciones de Transparencia*. Recuperado el 15 de octubre de 2015 de <http://portaltransparencia.gob.mx/>

International Energy Agency (IEA) (2015). *Internacional Energy Agency*. Estados Unidos: IEA

International Finance Corporation (IFC) (2016). *Petrotesting Holding*. Recuperado el 20 de junio de 2016 de <http://ifcext.ifc.org/ifcext/spiwebsite1.nsf/1ca07340e47a35cd85256efb00700cee/E6FCA344BDB5FA4A852576C10080CCCE>
<https://disclosures.ifc.org/#/projectDetail/SPI/24463>

Ion Geophysical Corp. (2018). *Ion Geophysical Corp.* Recuperado el 25 de octubre de 2018 de https://www.iongeo.com/About_Us/

Kemp, A.G. (1992). Petroleum policy issues in developing countries. *Energy Policy*, 20 (2), 104-115.

Lajous, A. (2004). *La cuenca de Burgos y los contratos de servicios múltiples*. México: Perfil de la Jornada. Recuperado el 15 de octubre de 2015 de <http://www.jornada.unam.mx/2004/03/17per-portada.html>

López, A. (2010). The new foreign participation rules in each sector of the Mexican oil and gas industry: Are the modifications enough for foreign capitals? *The journal of world Energy Law and Business*. 3 (1), 71-91.

Mansilla, D. (2008). *Petroleras Estatales en América Latina: entre la transnacionalización y la integración*. La revista del CCC [en línea]. Enero / Abril 2008, n° 2. [citado 2014-06-12]. Recuperado el 4 de junio de 2014 de <http://www.centrocultural.coop/revista/articulo/30/>. ISSN 1851-3263

Marichal, C. (s.a.). *Auge y decadencia de las empresas estatales en México, 1930-1980: algunas notas sobre la relación histórica entre empresas estatales y endeudamiento externo*. México: Colegio de México.

Marichal, C. (1995). La devaluación y la nueva crisis de la deuda externa mexicana. *Este país, tendencias y opiniones*, 51, s.p. Recuperado el 20 de octubre de 2016 de <http://carlosmarichal.colmex.mx/deuda/La%20devaluacion%20y%20la%20nueva%20crisis%20de%20la%20deuda%20externa%20mexicana%20reflexiones%20y%20recomendaciones.pdf>

McPherson, C. (2003). *National Oil Companies Works shop Current Roles and Future Prospects*. Washington D.C.: World Bank.

Meggison, W. (2005). *The privatization report, 2003-2004*. Inglaterra: Oxford University Pr.

Meyer, L. (s.f.). *Los límites de la política cardenista: la presión externa*. México: s.e.

Meyer, L. (1981). *México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero 1917-1942*. México: Colmex.

Meyer, L. (1991). *Su Majestad Británica contra la Revolución Mexicana, 1900-1950*. México: El Colegio de México.

Meyer, L. y Morales I. (1990). *Petróleo y nación: la política petrolera en México, 1900-1987*. México: FCE.

Mommer, B. (2003). *Petróleo global y estado nacional*. Venezuela: Oxford University Press.

Montes, N. (2007). Financiamiento del sector energético en México. Alternativas a la situación actual de despilfarro. *Agenda para el desarrollo*, 8, 53-69

Morales, I., Escalante, C., y Vargas, R. (1988). *La formación de la política petrolera en México*. México: El Colegio de México.

Myers, A. y Soligo R. (2007). *The International Oil Companies*. Japan: Japan Petroleum Energy Center and The James A. Baker III Institute for Public Policy.

Nacional Financiera (1986). *La Economía Mexicana en Cifras*. México: Nacional Financiera.

Narula, R. y Dunning, J. (2010). Multinational Enterprises, Development and Globalization: Some Clarifications and a Research Agenda. *Oxford Development Studies*, 38 (3), 263-287.

Noreng, O. (1980). *El control gubernamental sobre las compañías petroleras estatales. Los casos de Francia, Italia, Noruega y el Reino Unido*. México: Colmex.

Noreng, O. (1997). *Oil and Islam*. s.l.: Jhon Wiley & Sons Ltd.

Noreng, Ø (2008). *La experiencia de Noruega y del Reino Unido en la gestión de los hidrocarburos*. IDEA Internacional: Bolivia. 29/11/2017

Olorufemi, M.A (1991). The dynamics of national oil companies. *OPEC Review*, 15 (4), 321-334.

O&G (2014). *World Oil and Gas Review*. s.p., s.l.

Palacios, S. (1996). *América Latina, el estigma del petróleo: México, Ecuador y Venezuela*. México: Caballito.

Pan American Energy LLC (2018). *Pan American Energy LLC*. Recuperado 10 de noviembre de 2018 de <https://www.pan-energy.com/Paginas/inicio.aspx>

Pemex Exploración y Producción (PEP) (2011). *Acta de presentación de proposiciones, evaluación, adjudicación y fallo*. Recuperado el 10 de noviembre de 2015 de http://contratos.pemex.com/antiores/region_sur/resultados/Documents/acta_y_anexos2.pdf

PEP (2012). *Acta de presentación de proposiciones, evaluación, adjudicación y fallo*. Recuperado el 10 de noviembre de 2015 de file:///F:/CONTRATOS%20NUEVOS/Acta_Apertura_Fallo_CIEPRN.pdf.

PEP (2012b). *Pemex Contratos Integrales de Exploración y Producción*. Recuperado el 20 de abril de 2016 de <http://contratos.pemex.com/Paginas/inicio.aspx>

PEP (2012c). *Modelo de Contrato, genérico*. Recuperado el 20 de abril de 2016 de http://contratos.pemex.com/Documentos%20CIEP/Chicontepec_Modelo%20de%20contrato.pdf

PEP (2013). *Acta de presentación de proposiciones, evaluación, adjudicación y fallo*. Recuperado el 10 de noviembre de 2015 de

http://contratos.pemex.com/Documentos%20CIEP/doc071113_07112013032302.pdf

Petróleos Mexicanos (Pemex) (1988). *Anuario Estadístico*. México: autor

Pemex (1990). *Anuario estadístico*. México: autor.

Pemex (2005). *Anuario estadístico*. México: autor.

Pemex (2006). *Informe de Rendición de Cuentas 2000-2006. Libro Blanco. Fuente y Destino de los Recursos para el Financiamiento de los PIDIREGAS*. México: autor.

Recuperado el 18 de mayo de 2016 de

http://www.ri.pemex.com/files/content/dcf_lb_pidiregas.pdf

Pemex (2009). *Anuario estadístico*. México: autor.

Pemex (2012). *Anuario estadístico*. México: autor.

Pemex (2012b) *Modelo de Contrato de Servicios para la Exploración, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos, en el Área Contractual Altamira entre Pemex-Exploración y Producción [y SPE] [ABC, y XYZ]*. Recuperado el 25 de octubre de 2016 de http://www.pep.pemex.com/LeyPEMEX/Licitacion/R410103951/ModeloContrato/20120608_Modcont_Altamira_comp.pdf

Pemex (2012c). *Libro Blanco-01, Cancelación de PIDIREGAS y Vehículos Financieros*.

Recuperado el 18 de julio de 2019 de

<https://www.pemex.com/transparencia/Documents/2012-lb/PEMEX01.pdf>

Pemex (2013). *Modelo de Contrato para Producción de Hidrocarburos, en el Área Contractual _____ entre Pemex-Exploración y Producción [y SPE]1 [ABC, y XYZ]*.

Recuperado el 25 de octubre de 2016 de

<http://contratos.pemex.com/chicontepec/terminos/Documents/20131014%20-%20Modelo%20de%20contrato.pdf>

Pemex (2015). *Balance primario y balance financiero de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios con inversión PIDIREGAS*. México: autor. Recuperado el 17 de marzo de 2016 de

http://www.pemex.com/ri/finanzas/Seguimiento%20Presupuestal/seguiamiento_presupuestal.pdf

Pemex (2015a). *Pemex Resultados*. México: autor. Recuperado el 19 de marzo de 2016 de www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx

Pemex (2015b). *Pemex en cifras*. México: autor. Recuperado el 19 de marzo de 2016 de www.pemex.com

Pemex (2015c). *Reservas de hidrocarburos*. México: autor. Recuperado el 22 de abril de 2016 de http://www.pemex.com/ayuda/preguntas_frecuentes/Paginas/reservas_hidrocarburos.aspx

Pemex (2016). *Estados Financieros Consolidados*. México: autor. Recuperado el 12 junio de 2018 de <http://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx>

Pirog, R. (2007). *The role of National Oil Companies in the International Oil Market*. EE.UU.: CRS Report for Congress, Congressional Research Service.

Ploeg, F. (2011). Natural Resources: Curse or Blessing?. *Journal Economic Literature*, 49(2), 366-420.

Premier Oil (2016). *Premier Oil*. Recuperado el 16 de enero de 2016 de http://www.premier-oil.com/premieroil/uploads/reports/PO_AR2014.pdf

Presidencia de la República (2005). *Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte. Declaración conjunta México- Canadá- Estados Unidos*. Recuperado el 11 de julio de 2016 de <http://fox.presidencia.gob.mx/actividades/visitadetrabajo/?contenido=17342>

<http://fox.presidencia.gob.mx/actividades/visitadetrabajo/?contenido=17343>

<http://fox.presidencia.gob.mx/actividades/visitadetrabajo/?contenido=17341>

Puyana, A. (2015). *La economía petrolera en un mercado politizado y global. México y Colombia*. México: FLACSO.

Ramírez, P. (2013, julio12). Pemex confirma participación de transnacionales en Chicontepec. *Buzónxalapa*, s.p, Recuperado el 25 de octubre de 2016 de <http://www.buzonxalapa.com/noticias/pemex-confirma-participacion-de-transnacionales-en-chicontepec-11426.html>

Renaissance Oil Corp. (2018). *Renaissance Oil Corp*. Recuperado el 15 de noviembre de 2018 de <http://renaissanceoil.com/company-profile/>

Repsol (2016). *Repsol*. Recuperado el 18 de junio de 2016 de https://www.repsol.com/es_es/corporacion/accionistas-inversores/la-accion-de-repsol/distribucion-acionarial/

Rodríguez, V. (2009). Popotes y piratas. Yacimientos transfronterizos, entre la verdad y la fantasía. *Revista de Ciencias Sociales y Humanidades*, 67, 149-179.

Rodríguez, V. (2010). Contratos de servicios múltiples en Pemex: eficacia, eficiencia y rentabilidad. *Problemas del Desarrollo*, 163 (41), 119-140.

Romo, D. (2013). La industria petrolera de Noruega. ¿Experiencias aplicables en México?. *Mundo Siglo XXI, revista del CIECAS-IPN*, 30(8), pp.51-66.

Rousseau, I. (2006). Las transformaciones de la política de hidrocarburos en México en el contexto de la transición democrática. Esquemas organizacionales y estrategias de actores (1989-2004). *Foro Internacional*, XLVI (1), 21-50.

Ruiz, A. (2003). *Tendencias recientes del Mercado internacional del petróleo*. Santiago de Chile: Naciones Unidas, CEPAL.

Ruiz, F (2019). *Evolución del “bono a la firma” en los contratos de licencia* (no publicado).

Sachs, J. D. y Warner, A.M. (2001). The curse of natural resources. *European Economic Review*, 45, 827-838.

Salazar, A. (2008). *Entrevista con el grupo Ingenieros Petroleros Constitución de 1917*. Recuperado el 1 de abril de 2016 de <http://www.apivirtual.net/2008/05/09/entrevista-con-el-grupo-ingenieros-petroleros-constitucion-de-1917/>

Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI) (1993). *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*. México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 15 de noviembre de 2015 de http://www.imcine.gob.mx/sites/536bfc0fa137610966000002/content_entry537f86d693e05abc55000284/53d2770d9d72796e24000089/files/1.pdf

Secretaría de Energía (SENER) (2008). *Ley de Petróleos Mexicanos*. México: *Diario Oficial de la Federación*.

SENER (2010). *Disposiciones administrativas de contratación en materia de adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios de las actividades sustantivas de carácter productivo de petróleo mexicanos y organismos subsidiarios*. México: Diario Oficial de la Federación.

SENER (2014). *Modelo de contrato de la Primera Convocatoria para Licitación de Catorce Áreas Contractuales en Aguas Someras*. Recuperado el 18 de noviembre de 2015 de http://ronda1.gob.mx/Espanol/pdf/PDF-L-02/MLMP_2a%20convocatoria_SENER-SHCP-CNH-V004-Recortada.pdf

SENER (2014b). *Avances de la reforma energética. Ronda Cero*. Recuperado el 22 de abril de 2016 <http://www.gob.mx/sener/reformas/avances-de-la-reforma-energetica-ronda-cero>

SENER (2015 a). *Modelo de Contrato de la Segunda Convocatoria para la Licitación de Cinco Áreas Contractuales en Aguas Someras*. Recuperado el 18 de noviembre de 2015 de http://ronda1.gob.mx/Espanol/pdf/PDF-L_02/MLMP_2ª%20convocatoria_SENER-SHCP-CNH-V004-Recortada.pdf

SENER (2015 b). *Modelo de Contrato de Licencia para la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno Campos Terrestres*. Recuperado el 18 de noviembre de 2015 de http://ronda1.gob.mx/Espanol/pdf/PDF-L_03/SENER_SHCP_CNH_3ª%20convocatoria_120515.pdf

SENER (2016). *Sistema de Información Económica*. México: Pemex.

Secretaría de Gobernación (1917). *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. México: autor.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) (2008). *Informes sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública*. Recuperado el 15 de noviembre de 2015 de http://www.shcp.gob.mx/POLITICAFINANCIERA/FINANZASPUBLICAS/ITSSEFPDP/2008/4to_trimestre/anexos_trime408.pdf

SHCP (1995). *Información de prensa 208/95*. Recuperado el 20 de octubre 2016 de http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_comunicados_prensa/1995/b208-95.html

Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE) (2012). *Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo a los Yacimientos Transfronterizos de Hidrocarburos en el Golfo de México*. Libro Blanco. Recuperado el 8 de agosto de 2018 de <https://sre.gob.mx/images/stories/doctransparencia/rdc/7lby.pdf>

SRE (2012 b). *Pacto por México*. Recuperado el 13 de agosto de 2018 de https://embamex.sre.gob.mx/bolivia/images/pdf/REFORMAS/pacto_por_mexico.pdf

Senado de la República LX Legislatura (SR) (2016). *Comisión Especial para la Atención y Seguimiento al Caso de la Empresa Oceanografía S.A.* Recuperado el 25 de octubre de 2016 de <http://www.senado.gob.mx/comisiones/oceanografia/docs/Informe.pdf>

Shell (2014). About Shell Deer Park. Recuperado el 4 de junio de 2014 de <http://www.shell.us/aboutshell/projects-locations/deerpark/about-deer-park.html>

Sierra Oil & Gas (2016a). *Talos, Sierra y Premier, ganadores de los bloques 2 y 7 en la primera licitación de la ronda 1 de la Comisión Nacional de Hidrocarburos*. Recuperado el 12 de enero de 2016 de <http://www.sierraoilandgas.com>

Sierra Oil & Gas (2016b) *Sierra Oil & Gas*. Recuperado el 12 de enero de 2016 de <http://www.sierraoilandgas.com>

Sierra Oil & Gas (2016c). *Sierra Oil & Gas*. Recuperado el 12 de enero de 2016 de <http://www.sierraolandgas.com.mx/#!financiamiento/cw6y>

Siminforma (2013, julio 16). Guardan secretos contratos incentivados. *Siminforma*, s.p. Recuperado el 25 de octubre de 2016 de http://www.siminforma.com.mx/detalle.aspx?tipo=ANTERIOR_3&fecha=16-julio-2013-1&seccion=NEGOCIOS&titulo=Limita-CFC-exclusividad-a-cerveceras

Statista (2015). Statistics. Recuperado el 19 de julio de 2019 de <https://www.statista.com/statistics/597669/cost-breakdown-of-producing-one-barrel-of-oil-in-the-worlds-leading-oil-producing-countries/>

Statoil Petroleum AS. (2011). *Informe anual*. Recuperado el 17 de Julio de 2019 de https://www.rnspdf.londonstockexchange.com/rns/3578D_5-2012-5-15.pdf

Stevens, P. (2008). National oil companies and international oil companies en the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle. *Journal of world Energy Law & Business*, 1 (1), 5-30.

Stevens, P. (2010). *National oil companies: good or bad?*- A literature survey. Dundee Scotland: Centre for Energy, Petroleum and mineral Law and Policy, University of Dundee.

Stevens, P. (2010). The History of Oil. *Polinares working paper*, 3.

Stiglitz, J (2004). *El consenso post-consenso de Washington*. Recuperado el 4 de diciembre de 2019 de <file:///C:/Users/IIec/Desktop/CONSENSO%20DE%20WASHINGTON%20STIGLIZ.pdf>

Streeten, P. (1976). Costos y beneficios de las empresas multinacionales en los países menos desarrollados. En J. Dunning (Comp.). *La empresa multinacional* (pp. 299-320). México: FCE.

Suelopetrol (2016). *Convocatoria a la Asamblea Extraordinaria de Accionistas*. Recuperado el 20 de junio de 2016 http://www.suelopetrol.com/fotos/noticias/Convocatoria_Asamblea_Extraordinaria_Accionistas_Final_.pdf

Székely, G. (1989). Dilemmas of export diversification in a developing economy: mexican Oil in the 1980s. *World Development*, 17 (11), 1777-1797.

Talos Energy LLc. (2018). *Talos Energy LLc*. Recuperado el 17 de noviembre de 2018 de <https://www.talosenergy.com/home/default.aspx>

Tecpetrol (2016). *Tecpetrol*. Recuperado el 20 de junio de 2016 de <http://www.tecpetrol.com/esp/negocios.asp>

Tello, C. (2011). *Estado y desarrollo económico: México 1920-2006*. México: UNAM, FE.

Toussaint, E. (2006). *La crisis de la deuda mexicana y el Banco Mundial*. Recuperado el 10 de octubre de 2016 de www.cadtm.org/La-crisis-de-la-deuda-mexicana-y

Wionczeck, M., Guzmán, O. y Gutiérrez, R. (1988). *Posibilidades y limitaciones de la planeación energética en México*. México: El Colegio de México.

World Trade Organization (1994). *General Agreement on Tariffs and Trade 1994*. Recuperado el 11 de julio de 2016 de https://www.wto.org/english/res_e/booksp_e/analytic_index_e/gatt1994_01_e.htm#liq

Yergin, D.(1992). *La Historia del Petróleo*. España: Vergara Editor S.A.

Yergin, D. y Stanislaw, J. (1998). *The Commanding Heights*. s.l.: Simon & Schuster.