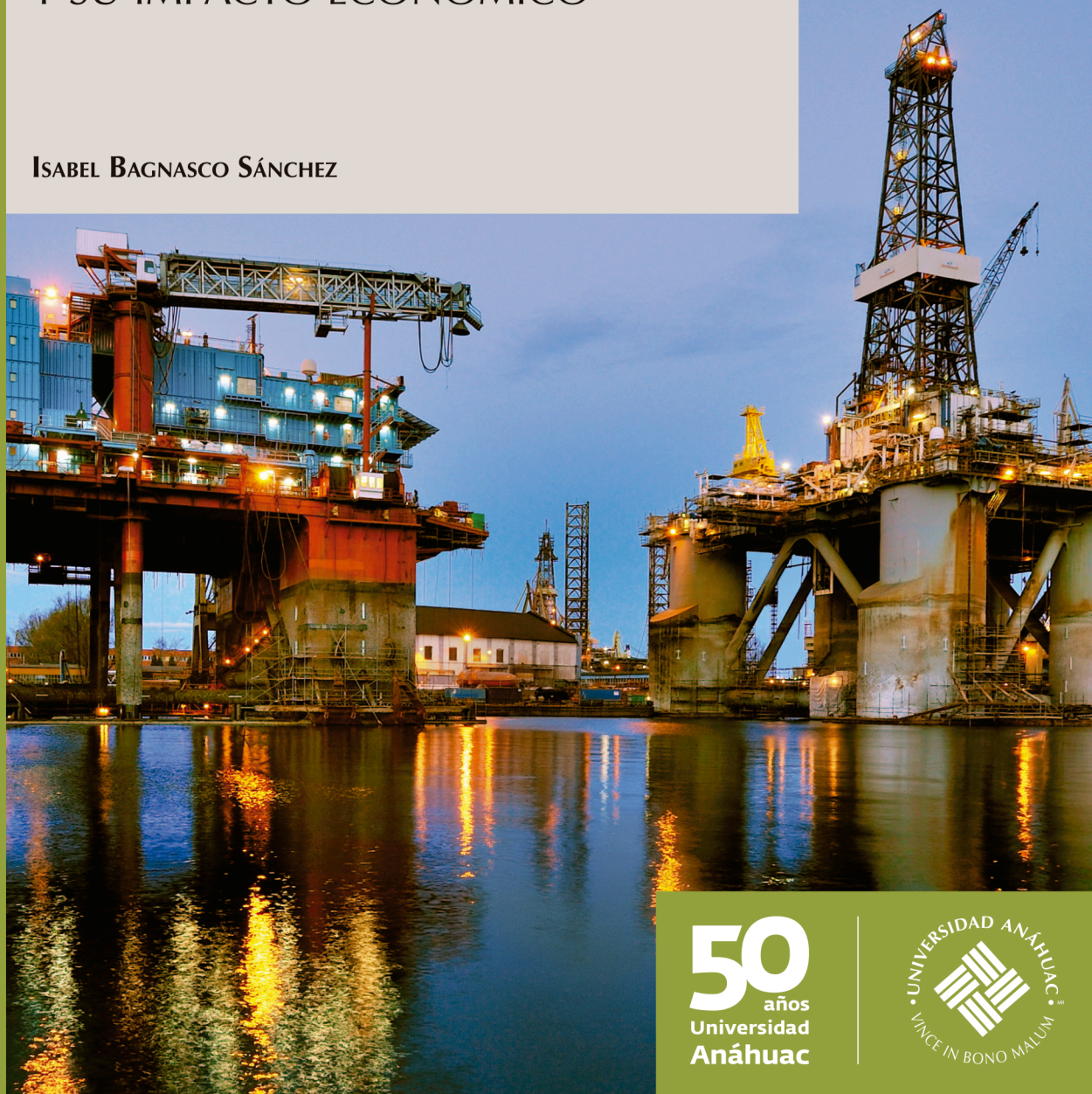


MODELOS PETROLEROS Y SU IMPACTO ECONÓMICO

ISABEL BAGNASCO SÁNCHEZ



50
años
Universidad
Anáhuac



FACULTAD DE ESTUDIOS GLOBALES

UNIVERSIDAD ANÁHUAC

RECTOR

P. Jesús Quirce Andrés, L.C.

VICERRECTORA ACADÉMICA

Dra. Sonia Barnetche Frías

DIRECTOR DE LA FACULTAD DE ESTUDIOS GLOBALES

Mtro. Carlos Camacho Gaos

DIRECTORA DE COMUNICACIÓN INSTITUCIONAL

Dra. Mariela Ezpeleta Maicas

COORDINADORA DE PUBLICACIONES ACADÉMICAS

Mtra. Alma E. Cázares Ruiz

MODELOS PETROLEROS Y SU IMPACTO ECONÓMICO

Isabel Bagnasco Sánchez

Cátedra BP Anáhuac en Estudios Estratégicos



Bagnasco Sánchez, Isabel

Modelos petroleros y su impacto económico/ Isabel Bagnasco Sánchez; Carlos Camacho Gaos, prologuista; colaboración en gráficas Carlos Alejandro Escobedo Zavala. – México : Universidad Anáhuac México Norte, Facultad de Estudios Globales, 2015

154 pp.; 23 x 17 cm.

Bibliografía: pp. 153-154

ISBN: 978-607-7652-56-4

PDF

“Cátedra BP en Estudios Estratégicos”

1. Industria y comercio del petróleo -- Aspectos económicos 2. Industria y comercio del petróleo -- Aspectos económicos-- México. 3. Industria y comercio del petróleo -- Aspectos económicos -- Angola 4. Industria y comercio del petróleo -- Aspectos económicos -- Azerbaiyán. I. Camacho Gaos, Carlos, prologuista.

LC: HD9560.5

Dewey: 338.27282

Diseño de portada: VLA.Laboratorio Visual

Primera edición digital, 2015

ISBN: 978-607-7652-56-4

La presente edición de la obra

Modelos petroleros y su impacto económico

le pertenece al editor mediante licencia exclusiva.

El editor autoriza el acceso a la totalidad de la obra para su consulta, reproducción, almacenamiento digital en cualquier dispositivo e impresión para uso personal y privado y sin fines de lucro.

Ninguna parte de la presente obra podrá ser alterada o modificada ni formar parte de nuevas obras, compilaciones o colecciones. Queda prohibida su difusión y comunicación pública en plataforma digital alguna distinta a la cual se encuentra almacenada, sin permiso previo del editor.

Derechos reservados:

© 2015, Investigaciones y Estudios Superiores SC

Universidad Anáhuac México Norte

Av. Universidad Anáhuac 46, Col. Lomas Anáhuac

Huixquilucan, Estado de México, C.P. 52786

Miembro de la Cámara Nacional de la Industria Editorial Mexicana.

Registro núm. 3407

Agradecimiento

Agradezco todo el apoyo y amor de mis hijos, Ana Isabel y Santiago.

A mis padres, Osvaldo y Ana, que siempre creyeron en mí.

A mis amigos por su estímulo, en especial a Lourdes.

A la Cátedra BP, a Olaf Carrera,

a la Facultad de Estudios Globales

y a la Universidad Anáhuac.

Contenido

PRÓLOGO	15
PRESENTACIÓN	17
 CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES	 23
El panorama petrolero mundial	23
Demanda energética mundial	28
Oferta petrolera mundial	30
Oferta y demanda petrolera mundial	32
Renovables	32
Carbón	33
Gas	33
El panorama petrolero de Estados Unidos	34
 CAPÍTULO 2. MODELOS PETROLEROS	 35
Contratos de servicios	37
Contratos de producción compartida	38
Concesiones	38
 CAPÍTULO 3. EL IMPACTO MACROECONÓMICO DE LA INDUSTRIA PETROLERA	 41
Componentes de la demanda agregada	43
Consumo privado de las familias	43
Inversión privada de las empresas nacionales	43
Inversión extranjera directa	43
Gasto público	44
Exportaciones	44
Actividad petrolera y demanda agregada	44
Precios y exportaciones	46
Energía y desarrollo	47

CAPÍTULO 4. CASO MÉXICO	49
Características generales del país	49
Características de la población, educación, sociedad y empleo	51
Modelo petrolero mexicano	52
<i>Participación extranjera y primeros intentos de un modelo estatal (1911-1938)</i>	52
<i>Expropiación petrolera (1937-1938)</i>	53
<i>Consolidación del modelo estatal y enfoque hacia el mercado interno (1938-1946)</i>	53
<i>Modelo estatal: apoyo a la industria nacional (1946-1958)</i>	54
<i>Crisis de producción y exportación (1959-1973)</i>	54
Otros organismos que regulan la actividad petrolera en México	55
Tipos de petróleo mexicano	55
Impacto económico del modelo petrolero mexicano en los años setenta	56
La administración de la abundancia	56
Impacto en los componentes de la demanda agregada en los años setenta	61
Inversión	61
Consumo del gobierno	62
Consumo privado	63
Exportaciones totales	64
Demanda agregada total	64
Impacto económico del modelo petrolero mexicano en los años ochenta	66
La década pérdida: crisis de deuda	66
El impacto en los componentes de la demanda agregada	71
<i>Inversión</i>	71
<i>Consumo del gobierno. Gasto público corriente</i>	73
<i>Exportaciones totales</i>	73
<i>Demanda agregada total</i>	74
Década de los noventa: diversificación productiva y exportadora	75
El Impacto en los componentes de la demanda agregada	80
<i>Inversión</i>	80
<i>Gasto de gobierno</i>	81
Situación actual de la economía y el petróleo en México: siglo XXI.	
¿Se necesita un nuevo modelo petrolero?	83
Exportaciones	89
Reservas	90
Problemas de seguridad energética nacional: la demanda	92
Conclusión	92
 CAPÍTULO 5. CASO ANGOLA	 95
Características generales del país	95

Características de la población, la educación, la sociedad y el empleo	96
Modelo petrolero	97
Sonangol: Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola E.P.	97
Modelo de contrato de producción compartida	102
Régimen fiscal en la industria petrolera de Angola	103
Impuesto sobre la Producción de Petróleo (IPP)	103
Impuesto sobre el Rendimiento del Petróleo (IRP)	103
Impuesto de transacción de petróleo	103
Impuesto de superficie	103
Contribución formal para capacitación del personal	103
Empresas extranjeras	104
Actividades gubernamentales para mejorar el impacto de la industria petrolera	104
Responsabilidad social	105
<i>Angolanización: contenido local</i>	105
Contribución al desarrollo de la industria nacional	105
Actividad petrolera	106
Petróleo y economía	106
Exportaciones petroleras	108
Estructura económica de Angola	110
Exportaciones	111
Importaciones	112
El impacto económico del modelo petrolero en la demanda agregada	112
Estabilidad macroeconómica	112
<i>Tipo de cambio, impuestos, inflación y déficit público</i>	112
<i>Inversión extranjera</i>	112
<i>Inversión en capital humano</i>	113
<i>Gasto público</i>	114
<i>Demanda agregada y PIB</i>	115
<i>PIB</i>	115
Conclusión	116
 CAPÍTULO 6. CASO AZERBAIYÁN	 117
Características generales del país	117
Características de la población, la educación, la sociedad y el empleo	119
Empleo	120
Empleo sectorial	122
Sistema educativo	123
Modelo petrolero	124
Inversión extranjera	127

Fondo de petróleo: State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan	127
Petróleo y economía	128
Características de la producción petrolera	129
Zonas de producción	129
Tipos de petróleo	130
Exportaciones petroleras	130
Importaciones	133
Economía	134
Estabilidad macroeconómica	134
Estructura económica	135
<i>Composición del Producto Interno Bruto</i>	135
Impacto del modelo petrolero en los componentes de la demanda agregada	138
<i>Inversión</i>	138
<i>Gasto público</i>	140
Demanda agregada y crecimiento económico: PIB	140
<i>Datos del PIB</i>	140
Conclusión	142
 ANEXO 1. MODELOS PETROLEROS EN OTROS PAÍSES	 143
Brasil	143
Noruega	144
Colombia	145
Cuba	146
Estados Unidos	146
 ANEXO 2. REFORMAS ENERGÉTICAS EN MÉXICO	 149
 ANEXO 3. FONDO SOBERANO DEL PETRÓLEO	 151
 Bibliografía	 153
Referencias electrónicas	154

Índice de tablas, gráficas, mapas y diagramas

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

Tabla 1.1. México en el mundo: petróleo y otros	24
Tabla 1.2. Angola en el mundo: petróleo y otros	25
Tabla 1.3. Azerbaiyán en el mundo: petróleo y otros	27
Tabla 1.4. Demanda mundial de petróleo y energía a largo plazo	29
Tabla 1.5. Oferta mundial de petróleo según el caso de referencia de la OPEP	31

CAPÍTULO 2. MODELOS PETROLEROS

Tabla 2.1. Participación del Estado y del sector privado en la industria petrolera	36
Mapa 2.1. Países que usan contratos de servicios	37
Mapa 2.2. Contratos de riesgo. El estándar global	39

CAPÍTULO 3. EL IMPACTO MACROECONÓMICO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Tabla 3.1. Modelo macroeconómico de la demanda agregada y oferta agregada	41
Diagrama 3.1. Vínculos entre energía y pobreza	47

CAPÍTULO 4. CASO MÉXICO

Mapa 4.1. México	49
Gráfica 4.1. Estructura poblacional de México (2014)	51
Tabla 4.1. Tipos de petróleo mexicano	56
Gráfica 4.2. Precios internacionales del petróleo (1970-1982)	56
Gráfica 4.3. Campos en explotación (1970-1982)	57
Gráfica 4.4. Crudo extraído (1970-1982)	58
Gráfica 4.5. Reservas de hidrocarburos (1970-1982)	58
Gráfica 4.6. Volumen de producción de petróleo crudo (1970-1982)	59
Gráfica 4.7. Inversión Fija Bruta de Pemex (1970-1979)	59
Gráfica 4.8. Exportaciones de petróleo crudo (1974-1982)	60
Gráfica 4.9. Valor de las exportaciones petroleras (1970-1982)	60
Gráfica 4.10. Rentas petroleras (1970-1982)	61

Tabla 4.2. Formación Bruta de Capital Fijo según sector demandante y origen nacional e importado	61
Gráfica 4.11. Inversión pública y privada (1970-1982)	62
Gráfica 4.12. Consumo del gobierno (1970-1983)	63
Gráfica 4.13. Consumo privado (1970-1983)	63
Gráfica 4.14. Exportaciones totales (1970-1983)	64
Gráfica 4.15. Demanda agregada total (1970-1983)	64
Gráfica 4.16. PIB de México (1976-1981)	65
Gráfica 4.17. Minería subtotal: petróleo y carbón en el PIB (1970-1980)	65
Gráfica 4.18. PIB per cápita de México (1976-1981)	66
Gráfica 4.19. Precios internacionales del petróleo (1980-1990)	67
Gráfica 4.20. Impuestos pagados por la industria petrolera (1979-1988)	68
Gráfica 4.21. Campos en explotación (1979-1990)	68
Gráfica 4.22. Crudo extraído (1979-1990)	69
Gráfica 4.23. Reservas de hidrocarburos (1979-1990)	69
Gráfica 4.24. Volumen de producción de petróleo crudo (1979-1990)	70
Gráfica 4.25. Exportación de crudo (1979-1990)	70
Gráfica 4.26. Rentas petroleras (1982-1986)	71
Tabla 4.3. Formación Bruta de Capital Fijo según sector demandante y origen nacional e importado	72
Gráfica 4.27. Inversión privada y pública (1980-1990)	72
Gráfica 4.28. Consumo del gobierno (1980-1990)	73
Gráfica 4.29. Exportaciones totales (1980-1990)	73
Gráfica 4.30. Demanda agregada (1980-1990)	74
Gráfica 4.31. PIB de México (1982-1990)	75
Gráfica 4.32. PIB per cápita de México (1982-1990)	75
Gráfica 4.33. Precios internacionales del petróleo (1989-2000)	76
Gráfica 4.34. Campos en explotación (1989-2000)	77
Gráfica 4.35. Petróleo crudo extraído (1989-2000)	77
Gráfica 4.36. Reservas de hidrocarburos (1989-2000)	78
Gráfica 4.37. Volumen de producción de petróleo crudo (1989-2000)	78
Gráfica 4.38. Exportación de petróleo crudo (1989-2000)	79
Gráfica 4.39. Rentas petroleras de México (1994-2000)	79
Tabla 4.4. Formación Bruta de Capital Fijo por sectores (1990-2000)	80
Gráfica 4.40. Gasto del sector público (1990-2000)	81
Gráfica 4.41. PIB de México (1994-2000)	81
Gráfica 4.42. Composición sectorial del PIB (1990)	82
Gráfica 4.43. Composición sectorial del PIB (2000)	82
Gráfica 4.44. PIB per cápita de México (1994-2000)	83

Gráfica 4.45. PIB de México (2000-2012)	83
Gráfica 4.46. PIB per cápita de México (2000-2012)	84
Gráfica 4.47. Precios internacionales del petróleo (1999-2010)	85
Gráfica 4.48. Ingresos petroleros del gobierno del total de ingresos (2002-2013)	85
Gráfica 4.49. Precio de la gasolina (2002-2012)	86
Gráfica 4.50. Producción de petróleo crudo (2002-2012)	87
Gráfica 4.51. Producción de petróleo crudo por región y activo (2002-2012)	87
Gráfica 4.52. Producción de petróleo crudo por campo (2002)	88
Gráfica 4.53. Producción de petróleo crudo por campo (2012)	88
Gráfica 4.54. Volumen de exportaciones de petróleo crudo (2002-2012)	89
Gráfica 4.55. Precio por barril de la mezcla de petróleo crudo (2002-2012)	90
Gráfica 4.56. Reservas totales (2001-2012)	91
Gráfica 4.57. Tasa de restitución integrada de reservas probadas 1 (2005-2012)	91
Gráfica 4.58. Consumo por tipo de energía (2010)	92

CAPÍTULO 5. CASO ANGOLA

Mapa 5.1. Angola	95
Gráfica 5.1. Estructura poblacional por edades (2012)	96
Tabla 5.1. Principales leyes y reglamentos sobre petróleo en Angola	98
Tabla 5.2. Contratos en cuenta de participación	101
Tabla 5.3. Datos de la actividad petrolera (2012)	107
Gráfica 5.2. Producción petrolera en Angola. Desde 1965 predicciones a 2015	108
Gráfica 5.3. Producción petrolera (2000-2009)	108
Gráfica 5.4. Exportaciones totales y de petróleo (2003-2012)	109
Gráfica 5.5. Exportaciones petroleras por destino (2011)	109
Gráfica 5.6. PIB sectorial de Angola (2011)	110
Gráfica 5.7. PIB por sectores específicos (2004-2005)	111
Gráfica 5.8. Destino de exportaciones totales (2012)	111
Tabla 5.4. Finanzas públicas (2013)	113
Gráfica 5.9. Ingresos públicos totales (1992-2005)	114
Gráfica 5.10. Gasto público total (1992-2005)	114
Gráfica 5.11. PIB de Angola (2002-2012)	115
Gráfica 5.12. Producción de petróleo y PIB per cápita (2000-2013)	116

CAPÍTULO 6. CASO AZERBAIYÁN

Mapa 6.1. Azerbaiyán	117
Gráfica 6.1. Estructura poblacional por edades (2013)	120
Gráfica 6.2. Población ocupada por sectores económicos (2000)	121
Gráfica 6.3. Población ocupada por sectores económicos (2013)	121

Gráfica 6.4. Salario promedio mensual por empleado en la industria de petróleo y gas (1995-2012)	122
Mapa 6.2. Contratos de petróleo de Azerbaiyán desde 1994	124
Gráfica 6.5. Tercer <i>boom</i> petrolero de Azerbaiyán	125
Gráfica 6.6. Inversión extranjera directa (1995-2012)	126
Tabla 6.1. Datos de la actividad petrolera (2012)	128
Gráfica 6.7. Producción de petróleo crudo (1992-2013)	130
Gráfica 6.8. Productos que exporta Azerbaiyán en 2010	131
Gráfica 6.9. Relación de exportaciones petroleras con producción petrolera (1997-2011)	131
Gráfica 6.10. Exportaciones de petróleo crudo	132
Gráfica 6.11. Exportaciones de petróleo crudo	132
Gráfica 6.12. Destino de exportaciones de petróleo crudo (2012)	133
Gráfica 6.13. Origen de importaciones de Azerbaiyán (2012)	133
Gráfica 6.14. Balance de exportaciones (2004-2010)	134
Tabla 6.2. Finanzas públicas (2013)	135
Gráfica 6.15. PIB de sectores petroleros y no petroleros (2000)	135
Gráfica 6.16. PIB de sectores petroleros y no petroleros (2013)	136
Gráfica 6.17. PIB por sectores (2012)	137
Gráfica 6.18. Divisiones de la industria (1990)	137
Gráfica 6.19. Divisiones de la industria (2012)	138
Gráfica 6.20. Consumo de Capital Fijo (1995-2011)	139
Gráfica 6.21. Inversión directa a la economía (1995-2013)	139
Gráfica 6.22. Gasto público (1995-2012)	140
Gráfica 6.23. PIB constante de Azerbaiyán (1991-2012)	141
Gráfica 6.24. PIB de Azerbaiyán (1991-2012)	141
Gráfica 6.25. PNB per cápita de Azerbaiyán (1993-2012)	142

Prólogo

Los recursos naturales son una fuente de riqueza fundamental para una nación. En el caso de México, su petróleo ha brindado épocas de bonanza y de crisis al país. En la segunda década del siglo *xxi* se abre una nueva etapa prometedora para el sector y la nación, con las nuevas reformas energéticas que se están instrumentando. La nueva legislación realizó un cambio de modelo para poder mejorar la exploración, explotación y distribución de los recursos energéticos. El objetivo de estas propuestas es alcanzar la seguridad energética del país y con los excedentes colaborar al desarrollo económico y el bienestar de la población.

En este contexto, la Cátedra *bp* Anáhuac en Estudios Estratégicos quiere colaborar con una investigación de diferentes modelos petroleros y analizar su impacto en el sistema económico de un país. El estudio se concentra en la experiencia petrolera de tres países: México, Angola y Azerbaiyán. El criterio de selección se basó en la historia de la actividad petrolera de cada uno, la diversificación regional y el nivel de desarrollo económico alcanzado por las tres naciones.

El libro aporta en una primera instancia el examen del marco jurídico para analizar el grado de participación estatal en el sector petrolero y las características de los contratos. Posteriormente, presenta el impacto del modelo en variables económicas claves para ver si la actividad ha contribuido al crecimiento económico, al empleo y al ingreso nacional del país.

El caso mexicano se estudia desde 1938 hasta la fecha, puntualizando las experiencias por las cuales atravesó el país en el *boom* petrolero de fines de la década de los setenta y las medidas que se tomaron para diversificar el modelo industrial. El caso de Angola se investiga desde el fin de su guerra civil y los esfuerzos por reconstruir al país y a la sociedad con los recursos energéticos. El último caso, Azerbaiyán, es de gran interés, ya que pasó de ser un país centralmente dirigido en cuestiones económicas a un país con un sistema de libre mercado. Todas estas experiencias ayudan a tener un mayor entendimiento del impacto que tienen los modelos petroleros en países abundantes en recursos energéticos sobre su bienestar económico.

El libro busca incentivar mayor investigación en la Universidad Anáhuac y en el ámbito académico nacional, sobre la actividad petrolera y el crecimiento económico. El mayor conocimiento que nos brindan estas investigaciones permitirá realizar políticas públicas acertadas sobre el tema, y corregir y prevenir externalidades negativas en el sector energético.

En el proyecto colaboraron estudiantes de la Facultad de Estudios Globales de la Universidad Anáhuac, Carlos Escobedo Zavala en la parte de gráficas y Daniela Mayen en la revisión de ciertos capítulos. La participación de los alumnos es fundamental para avivar interés en el tema y activar investigaciones sobre la actividad petrolera nacional y mundial.

Agradezco a la Cátedra BP Anáhuac en Estudios Estratégicos y a Olaf Carrera el apoyo para realizar esta investigación, en especial a su titular y autora de esta importante publicación, la Mtra. Isabel Bagnasco, quien realizó este trabajo con muchísima dedicación y entrega, además del entusiasmo de la Facultad de Estudios Globales y de su coordinadora académica, la Mtra. Catherine Prati, para llegar a la culminación de la misma. Esta obra no podría haber sido posible sin la colaboración estratégica de la Mtra. Alma E. Cázares Ruiz, coordinadora de Publicaciones Académicas.

Este proyecto abre nuevos caminos para los estudiantes y docentes de la Facultad de Estudios Globales de la Universidad Anáhuac para realizar investigaciones académicas que contribuyan al acervo intelectual de la industria petrolera en el país.

Carlos Camacho Gaos
Director de la Facultad de Estudios Globales

Presentación

La situación petrolera mundial se enfrenta a fuertes exigencias en la demanda de energéticos, debido al alto crecimiento económico en Asia y en economías emergentes, en conjunto con una oferta levemente estancada. La rápida urbanización y el aumento en el uso del automóvil, en China en particular, ha fomentado una mayor demanda petrolera. En muchos países el Producto Interno Bruto (PIB) se está recuperando después de la crisis de 2009, lo que implica mayor consumo energético. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) espera que para el período 2010-2035 la demanda de energía aumente a 52%. La demanda de petróleo crudo crecerá alrededor de 20 millones de barriles en el período. Ante la situación de oferta insuficiente, muchos países productores están cambiando su modelo petrolero para favorecer la exploración, explotación, producción y refinación. Se perfilan precios del petróleo arriba de los 100 dólares por barril para los próximos años, lo que es un aliciente para inversiones en el sector.

Dada la creciente demanda mundial y doméstica de energéticos, y su oferta decreciente, los países con empresas paraestatales petroleras, como México, han propuesto modificar sus modelos petroleros para permitir mayor participación del sector privado en la exploración, producción y comercialización del petróleo. En muchos casos, las finanzas públicas han absorbido recursos considerables de las empresas petroleras gubernamentales, lo que ha llevado a que estas últimas no hayan podido invertir en innovación, infraestructura y tecnología. Ante la creciente demanda, es necesario encontrar nuevos recursos petroleros, mismos que han sido difíciles bajo los esquemas tradicionales.

Recientes análisis de la OPEP señalan que la demanda de energía fósil será dinámica en las próximas tres décadas, debido a fuertes crecimientos económicos y poblacionales, en muchas regiones del mundo, en especial en Asia.

Hay proyectos para incentivar energías alternativas en muchos países, pero la población mundial todavía demanda energía fósil en forma creciente.

Existen varios modelos petroleros que se implementaron en las últimas décadas del siglo xx. Según Sánchez-Albavera (1997), de la Comisión Económica para América Latina de la Organización de las Naciones Unidas (CEPAL-ONU), un considerable número de países se embarcó en cambios sustanciales y estructurales en las regulaciones que regían la industria

petrolera, con el objetivo de disminuir el poder de los monopolios estatales, promoviendo mercados competitivos y estimulando un aumento de inversiones privadas a través de nuevas formas de contratos.

Estas reformas tuvieron considerables impactos sobre los programas de estabilización económica, dado que involucraban ajustes de precios que ayudaban a reducir las presiones fiscales, además de llevar a una reestructuración y reorganización financiera de las compañías petroleras públicas.

El enfoque de control estatal que había caracterizado a las políticas públicas en la década de los ochenta se modificó. Se abrieron posibilidades muy interesantes de internacionalización de las compañías nacionales (NOC, por sus siglas en inglés) de petróleo a través de asociaciones estratégicas entre ellas y también con importantes compañías petroleras internacionales.

Según Sánchez-Albavera, hay tres grandes opciones posibles en América Latina para esta industria:

1. La promoción de asociaciones estratégicas e internacionalización de empresas públicas.
2. Un rol líder para el Estado, junto con la promoción de la inversión privada, con diferentes formas de contratos de asociación y participación.
3. Una completa privatización de la industria (pocos casos).

Hay otros países que han cambiado sus modelos petroleros en las últimas décadas, realizando reformas energéticas similares a la mexicana, entre ellos, Angola, Azerbaiyán, Colombia, Brasil y Cuba.

Es importante analizar el impacto económico potencial de los diferentes modelos petroleros. Una forma de realizar este análisis es a través del modelo macroeconómico de la demanda agregada. Ésta posee tres componentes clave que tienen un efecto multiplicador en las variables económicas: la inversión (que depende del ahorro que resta del consumo), el gasto público y las exportaciones. Este esquema plantea que las diferentes políticas económicas del Estado y las acciones de la actividad privada impactan en el gasto agregado de la economía y, a través de él, en el PIB, el ingreso nacional, el empleo, el nivel de precios y el tipo de cambio, entre otras variables.

El impacto macroeconómico difiere si los países son exportadores o importadores de petróleo. Los primeros tienen efectos más positivos en su demanda agregada, en su crecimiento económico y en el empleo, mientras que los importadores tienen impactos sobre el nivel de precios y tipo de cambio, en particular cuando la demanda agregada interactúa con una oferta agregada (la oferta total de bienes y servicios de la economía) muy inflexible. En este estudio, los tres casos analizados son de países principalmente exportadores: México, Angola y Azerbaiyán.

Existen varios estudios económicos que han tratado de investigar el impacto de la abundancia de recursos naturales en un país sobre su crecimiento económico. Los resultados son

mixtos: en algunos casos, hay un impacto positivo en la economía; en otros países, la abundancia de recursos naturales ha sido perjudicial para la misma.

Varios autores, como Sachs y Warner (1995), han encontrado una relación negativa entre la abundancia de recursos naturales y el crecimiento económico. Otros, como Aragón y Rud (2013), que estudiaron la actividad minera en Perú, descubrieron una relación positiva entre la abundancia de minerales y la actividad económica, el desarrollo comercial, el nivel de empleo y los salarios. En ambos estudios se analiza el fenómeno de la *enfermedad holandesa* o *Dutch Disease*, que plantea que la concentración en la explotación de los recursos naturales lleva a los países a descuidar su sector manufacturero, lo que finalmente impacta de forma negativa en el PIB. El término enfermedad holandesa fue utilizado por primera vez por la revista *The Economist* en 1977, para describir la caída del sector manufacturero en Holanda, después de que dicho país descubriera un importante campo de gas natural en 1959. Se ha estudiado el fenómeno en muchos modelos financieros y económicos. En este estudio analizaremos la manera en que México, Angola y Azerbaiyán han manejado el problema de la enfermedad holandesa.

Se utilizará el modelo macroeconómico keynesiano de la demanda agregada para analizar el impacto económico de los modelos petroleros de México, Angola y Azerbaiyán. Se llevará a cabo un análisis de su economía, el impacto de la actividad petrolera en los componentes de la demanda agregada y, finalmente, la evolución de sus variables macroeconómicas claves PIB, PIB per cápita y rentas petroleras. Se eligieron estos tres países por la similitud de las reformas energéticas aplicadas y por su nivel de desarrollo medio alto, en particular de Azerbaiyán y México.

Se estudiará el impacto de las reformas petroleras, principalmente en las actividades de exploración y producción (E&P) en la actividad económica de cada país. El caso de México es pertinente debido a la reciente Reforma Energética de 2013, donde se busca cambiar el modelo petrolero para lograr una mayor producción de hidrocarburos y otras fuentes de energéticos, para promover el desarrollo económico y garantizar el bienestar de sus ciudadanos en el largo plazo. El análisis de los otros países, Angola y Azerbaiyán, se realizará para observar el nivel de efectividad que tuvieron sus modelos petroleros en su actividad económica.

En el caso mexicano, los principales objetivos de la apertura a inversiones extranjeras son:

1. Acceso a prácticas de gestión y tecnologías en proyectos de exploración y desarrollo (E&P- *upstream*)¹ no convencionales:

¹ Término en inglés comúnmente utilizado para describir las actividades de exploración y producción (E&P) de petróleo y gas.

- » Aguas profundas (más de 200 metros en México; más de 500 metros internacionalmente).
 - » Gas o petróleo de lutitas o esquistos (*shale gas* y *shale oil/tight oil*).²
2. Acceso a mayor financiamiento para actividades de Pemex.
 3. Exploración y desarrollo de zonas y campos de menor potencial (por ejemplo: campos maduros o pequeños).
 4. Estimulación en la parte de refinación, transporte y comercialización (*downstream*)³ con esquemas de inversión privada y de competencia.
 5. Creación de un Fondo Soberano de Petróleo.

La Reforma Energética Mexicana de 2013 también tiene entre sus principales objetivos generar importantes impactos macroeconómicos en el país, como el aumento del crecimiento económico, de empleos y de ingresos. Otros objetivos son mejorar la administración de los recursos, incrementar la productividad, consolidar el autoabastecimiento y cumplir con los compromisos de responsabilidad social y ambiental.⁴

En el capítulo 1 se estudiará el comportamiento de la demanda y la oferta petrolera a nivel mundial para analizar tendencias y perspectivas, donde podrá apreciarse la importante participación de México, Angola, y Azerbaiyán. En el capítulo 2 se presentará un panorama de los diferentes esquemas de modelos petroleros que existen en el mundo. En el capítulo 3 se explicará el modelo macroeconómico de la demanda agregada que se utilizará para ver cómo se relaciona la actividad petrolera con la evolución de los indicadores económicos. Adicionalmente, se muestra un diagrama del impacto social de la energía, que se verá en las variables de educación y empleo de los tres países analizados.

En el capítulo 4 se analizará el caso de México, partiendo de su modelo petrolero de principios del siglo xx, cuando la actividad estaba en manos de extranjeros. Posteriormente se profundizará en el modelo estatal que se creó después de la expropiación petrolera de 1938, con la creación de la paraestatal Petróleos Mexicanos (Pemex), cuando los principales objetivos de la política energética eran el mercado interno y la industrialización del país. Se hará particular énfasis en el *boom* petrolero de los años setenta, denominado la época de la “administración de la abundancia”. En este período, la economía mexicana estaba totalmente pe-

² *Shale* o roca de lutita o de esquistos bituminosos es una formación rocosa que contiene gas y petróleo. El *shale oil* es un petróleo convencional que se produce a partir de esquistos bituminosos mediante pirólisis, hidrogenación o disolución térmica. Estos procesos convierten la materia orgánica contenida dentro de la roca (querógeno) en petróleo sintético y gas. El petróleo puede ser usado como combustible o ser mejorado para refinerías. Los productos refinados tienen los mismos fines que los que se obtienen del petróleo crudo convencional.

³ Término en inglés comúnmente utilizado para describir las actividades de refinación, comercialización y distribución de productos de petróleo y gas. Existe también el término *midstream*, que se refiere a las actividades de almacenamiento y transporte que muchas veces se incluyen en las actividades de *downstream*.

⁴ www.pemex.org

trolizada y su demanda agregada dependía de las exportaciones e ingresos externos petroleros. En los años ochenta, este esquema tuvo una crisis que llevó a la denominada “década perdida”, cuando la caída de las exportaciones reveló un caso severo de enfermedad holandesa en la economía mexicana. La década de los noventa fue un período de reformas estructurales que disminuyeron la participación del sector petrolero en la economía, en particular en las exportaciones, aunque éste mantuvo su relevancia en los ingresos del sector público. Las consecuencias de esta dependencia fiscal del sector petrolero llevaron a que se descapitalizara y afectara a la exploración, producción y exportación.

Los casos de Angola y Azerbaiyán presentan modelos petroleros similares al que se quiere aplicar actualmente en México. La evolución económica y de responsabilidad social mostrada en estos es una guía relevante e interesante para estudiar. La experiencia petrolera en Angola y Azerbaiyán muestra que hoy en día ningún país puede realizar su actividad petrolera de forma autónoma o completamente por el Estado. La cadena productiva implica utilizar insumos y bienes de capital de muchos países que se han especializado en la proveeduría de los mismos, como es el caso de los barcos de exploración de Noruega. Hasta un país como Cuba, tradicionalmente cerrado y con legislación adversa a la inversión externa, ha abierto en los últimos años la exploración petrolera a compañías extranjeras (véase Anexo 1).

En el capítulo 5 se tratará el caso de Angola, un país que ha salido recientemente de una cruenta guerra civil para convertirse en un importante exportador petrolero y en un imán económico de África. Desde el principio, su modelo petrolero ha sido mixto: de actividad estatal con fuerte inversión extranjera. Ha sabido administrar sus recursos petroleros con diversos proyectos de desarrollo, un Fondo Soberano y esquemas de responsabilidad social importantes. Su actividad económica y social se ha visto favorecida por la actividad petrolera. El PIB y el PIB per cápita de Angola han evolucionado exponencialmente, desde los años noventa.

El caso de Azerbaiyán, en el capítulo 6, es de particular interés debido a su historial petrolero, que data desde tiempos antiguos y que actualmente se encuentra en su tercer *boom* energético. Azerbaiyán se independizó de la ex Unión Soviética en 1991 y desde entonces se ha convertido en un exportador clave de hidrocarburos para toda la región y para Europa. Su modelo petrolero permite la participación extranjera en la exploración de sus recursos, con rectoría estatal. Es un país de desarrollo medio alto, que ha logrado manejar en forma eficiente sus recursos energéticos, a través de esquemas de inversión y un Fondo Soberano, muy efectivo en desarrollar infraestructura. En la parte económica, ha tenido un aumento considerable de su PIB y su PIB per cápita, lo que ha repercutido favorablemente en la educación y el empleo de Azerbaiyán.

Los modelos petroleros de estos dos países incentivan una participación mayor de la inversión extranjera en el sector, en particular en el área de *upstream* que se realiza *offshore* (fuera de la costa o en algunas zonas terrestres), y no tanto en actividades de *downstream*. La presente investigación se centrará en el primero.

Advertencia

Desde que se elaboró la investigación de este libro, han acontecido varios cambios en la oferta y demanda mundial del petróleo que han alterado drásticamente el precio del mismo. Esto confirma que es un bien primario (*commodity* en inglés) que varía considerablemente por cambios en el mercado. El impacto sobre las variables macroeconómicas depende si el país es exportador o importador del petróleo, punto que se aborda en el capítulo 2.

Según indicadores del Short-Term Energy Outlook de la EIA, la oferta mundial aumentó de 90.88 a 92.45 millones de barriles en el período enero-diciembre 2014, un aumento del 1.7%. La oferta de zona no OPEP aumentó un 2.7%, mientras la del área OPEP se mantuvo estable en alrededor de 36.09 millones de barriles. Dentro de la zona no OPEP se registró un incremento significativo de la oferta de Estados Unidos, que pasó de 13 a 14.65 millones de barriles en el 2014. Destaca el aumento de la producción de *tight light oil* a través del proceso de fracturación hidráulica (o *hydraulic fracking* en inglés).

Del otro lado de la ecuación económica, la demanda de petróleo crudo aminoró en el año 2014. La demanda empezó a ser menor que la oferta desde abril del 2014, 90.74 millones de barriles de consumo por día contra una oferta de 91.49, una diferencia de entre 0.5 a 1.2 millón de barriles que se mantuvo en varios meses de la segunda mitad del 2014.

Los cambios en demanda y oferta de petróleo crudo que iniciaron a mediados del 2014 llevo a caídas en el precio del petróleo. Las dos referencias mundiales clave de los precios mundiales del petróleo son el WTI Intermediate en Estados Unidos (el WTI es un tipo de crudo que se produce en Texas y Oklahoma del Sur) y el Brent en Europa (Brent se extrae del Mar del Norte). Según datos de la EIA, el WTI pasó de 105.79 dólares el barril en junio del 2014 a 59.29 en diciembre del 2014, mientras que el Brent fluctuó de 111.80 dólares a 63.24 dólares el barril respectivamente. El precio promedio de exportación del petróleo mexicano llegó en noviembre del 2014 a 71.64 dólares el barril en la zona de América, de 89.72 dólares en enero del 2014 (www.pemex.com).

Según la EIA prevalece incertidumbre en los mercados, en particular en futuros y opciones. La agencia predice un precio promedio de Brent de 58 dólares el barril en 2015 y 62 en 2016, y un WTI abajo 3 o 4 dólares del Brent.

Capítulo 1. Antecedentes

El panorama petrolero mundial

Existen varios organismos internacionales que realizan estudios profundos sobre el panorama petrolero mundial como la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), y la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA-us, por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía de los Estados Unidos. La mayoría de ellas concluyen que la industria internacional de petróleo y gas enfrenta desafíos importantes y prevén un crecimiento de la demanda de energía fósil para las próximas décadas y una oferta estancada. Hay necesidad de aumentar la producción, lo que implica intensificar actividades de exploración para encontrar nuevas reservas que provean la demanda actual y futura.

México, Angola y Azerbaiyán tienen posiciones muy importantes en la producción petrolera mundial. México inició su exploración y producción a finales del siglo xix, principalmente en las zonas limítrofes con el Golfo de México. Angola ingresó en el mundo petrolero en 1955, y ha incrementado su actividad desde 1973. Sus actividades de exploración se concentran en las cuencas Cuanza y Cabinda, cerca del océano Atlántico. Azerbaiyán tienen sus raíces petroleras en los siglos III y IV d. c., y es un productor clave en la región del mar Caspio; desde mediados de los años noventa del siglo xx, se encuentra en su tercer *boom* petrolero. Las posibilidades de producción y exploración de los tres países dependen de la riqueza de sus cuencas.

México está posicionado para ser un jugador clave en este escenario, ya que es el noveno productor del mundo, tercero en América del Norte, después de Estados Unidos y Canadá. Sin embargo, la producción ha caído desde 2005. Es el número 19 en reservas y 14 en capacidad de refinación (véase Tabla 1.1, donde también se indican datos sobre gas, carbón, electricidad, energía primaria y emisiones de dióxido de carbono CO_2) y el 18 en producción de gas. Pemex se clasifica como la onceava compañía integrada de petróleo a nivel mundial (Pemex, 2013b). El sector petrolero generó 13% de los ingresos por concepto de exportaciones en 2013; exporta 81% de su producción al principal consumidor actual del mundo: Estados Unidos. El nuevo panorama de demanda mundial perfila que el principal consumidor será China y casi toda la región de Asia-Pacífico, por lo tanto, presenta nuevas oportunidades de exportación para México. Cabe mencionar que México no es miembro de la OPEP.

TABLA 1.1.
MÉXICO EN EL MUNDO: PETRÓLEO (MILES DE BARRILES POR DÍA)
Y OTROS (MAYO 2013)

	<i>México 2012</i>	<i>América del Norte</i>	<i>OCDE</i>	<i>Mundo</i>	<i>Ranking</i>
Producción petrolera total	2,936.01	17,900	22,531	89,690	9
Producción de petróleo crudo	2,592.51	12,216	15,661	75,888	10
Consumo	2,144.12	22,924	45,853	89,160	11
Exportaciones netas de petróleo estimadas	791.89	-5,024	-23,322	-	15
Capacidad de refinación	1,540	21,178	45,873	88,097	14
Reservas probadas (billones de barriles)	10.26	214	227	1,646	19
Producción de gas (billones de pies cúbicos)	1,784.42	30,812	-	118,866	18
Producción de carbón (millones de toneladas cortas)	17.374	1,187	-	8,444	25
Electricidad (billones de kilowatts-hora). Generación neta	278.52	5,003	-	21,081.	13

Energía primaria total (BTU, cuatrillones)	8.851	106		518	13
Emisiones de dióxido de carbono (mill. ton. métricas de CO ₂). Total de consumo de combustibles fósiles	432.21	6,617		31,502	14

Fuente: Energy Information Administration (EIA-US), abril 2014. Mexico Overview.

Angola es el segundo productor más importante en el África subsahariana después de Nigeria. El país tuvo un *boom* petrolero entre 2002 y 2008, cuando inició la exploración y producción de campos en aguas profundas. Angola es miembro de la OPEP desde 2007. Su primer importante descubrimiento petrolero fue en 1955 en la Cuenca Cuanza; pero su industria petrolera creció fuertemente entre 1975 y 2002. Actualmente, la mayoría de su producción proviene de campos *offshore* de Cabinda, y campos de aguas profundas en la cuenca del Congo Inferior (EIA-US, Energy Information Administration). Angola es el país número 17 en producción petrolera mundial y 14 en petróleo crudo. Tiene bajos niveles de consumo, por lo que exporta más del 80% de su producción, con lo que se ubica en el noveno puesto como exportador mundial. En la tabla 1.2 se muestran los principales indicadores energéticos de Angola.

TABLA 1.2.

ANGOLA EN EL MUNDO: PETRÓLEO (MILES DE BARRILES POR DÍA) Y OTROS (MAYO 2013)

	<i>Angola 2013</i>	<i>África</i>	<i>OPEP</i>	<i>Mundo</i>	<i>Ranking</i>	<i>Angola 2012</i>
Producción petrolera total	1,831.64	9,971	36,981	89,690	17	1,889.42
Producción de petróleo crudo	1,777.05	9,058	33,192	75,888	14	1,830.66

Consumo	119	3,400	8,765	89,160	71	133
Exportaciones netas de petróleo estimadas	1,712.64	6,474	28,216	-	9	1,756.42
Capacidad de refinación	39	3,220	8,987	88,097	88	39
Reservas probadas (billones de barriles)	10.47	128	1,205	1,646	18	9.06
Producción de gas (billones de pies cúbicos)	26.56	7,124		116,255	67	26.84
Producción de carbón (millones de toneladas corta)	0.000	285	-	8,444	68	0.000
Electricidad (billones de kilowatts-hora). Generación neta	5.31	638	-	20,254	117	5.51
Energía primaria total (BTU, cuatrillones)	4.176	37		505	28	3.862
Emisiones de dióxido de carbono (mill. ton. métricas de co ²). Total de consumo de combustibles fósiles	26.59	1,155		31,502	78	26.97

Fuente: Energy Information Administration (EIA-US), febrero 2014. Angola Overview.

Azerbaiyán es rico en petróleo, ya que se localiza dentro de la cuenca de la parte sur del mar Caspio. Es uno de los productores de petróleo más antiguos del mundo y un centro estratégico de exportación para Occidente desde su posición geográfica. Tiene la posición 24 como productor de petróleo en el mundo y 21 en petróleo crudo. Al igual que Angola, tiene bajo nivel de consumo, por lo que exporta la mayoría de su producción, casi el 90%, lo que lo posiciona como el número 17 de los exportadores del mundo. En la tabla 1.3 se muestran los principales indicadores energéticos de Azerbaiyán.

TABLA 1.3.
AZERBAIYÁN EN EL MUNDO: PETRÓLEO (MILES DE BARRILES POR DÍA)
Y OTROS (FEBRERO 2014)

	<i>Azerbaiyán 2013</i>	<i>Eurasia</i>	<i>Mundo</i>	<i>Ranking</i>	<i>Azerbaiyán 2012</i>
Producción petrolera total	931.88	13,415	89,690	24	880.60
Producción de petróleo crudo	921.75	12,719	75,888	21	870.59
Consumo	85.32	4,529	89,160	81	93.43
Exportaciones netas de petróleo estimadas	843.56	8,867		17	787.18
Capacidad de refinación	399	8,209	88,097	42	399
Reservas probadas (billones de barriles)	7.00	119	1,646	21	7.00
Producción de gas (billones de pies cúbicos)	577.33	28,464	116,255	30	606.56
Producción de carbón (millones de toneladas corta)	0.000	558	8,444	68	0.000
Electricidad (billones de kilowatt-hora). Generación neta	17.76	1,425	20,254	74	19.21

Energía primaria total (BTU, cuatrillones)	2.876	71	505	34	2.745
Emisiones de dióxido de carbono (mill. ton. métricas de CO ₂). Total de consumo de combustibles fósiles	29.50	2,429	31,502	76	36.52

Fuente: Energy Information Administration (EIA-US), agosto 2014. Azerbaijan Overview.

Demanda energética mundial

Según la EIA, la demanda energética mundial está siendo generada por las economías emergentes, principalmente China, India y países de Medio Oriente. En su “Escenario de Nuevas Políticas” (World Energy Outlook 2013), China domina el panorama en Asia, antes de que India se convierta en el principal motor de crecimiento en 2020. El sudeste de Asia emerge como un centro de demanda en continua expansión. China se está convirtiendo en el principal importador de petróleo, e India será el importador más grande de carbón para principios de 2020. Estados Unidos está convergiendo a enfrentar todas sus necesidades energéticas de fuentes domésticas para 2035.

La demanda para transporte y para petroquímicos mantiene el uso de petrolíferos en una tendencia creciente hacia 2035, aunque el ritmo de crecimiento se está aminorando. Se acelera la caída en el uso del petróleo en los países de la OCDE. Alrededor de 2030, China superará a Estados Unidos como principal consumidor de petróleo en el mundo, y el consumo de Medio Oriente superará el de la Unión Europea. La cambiante geografía de la demanda es subrayada por India, que se convertirá en la fuente más grande de demanda global petrolera después de 2020 (World Energy Outlook 2013).

Para 2035, el consumo de combustibles estará concentrado en dos sectores: transporte y petroquímicos. La demanda petrolífera del transporte aumenta el 25% para llegar a 59 millones de barriles diarios (mb/d); un tercio del aumento lo representa la demanda de transporte carretero en Asia. En petroquímicos, Medio Oriente, China y América del Norte ayudan a empujar el uso global del petróleo para materia prima especializada (*feedstocks*) a 14 mb/d. Los altos precios ayudan a lograr mejoras en la eficiencia energética y disminuyen la posición del petróleo donde se encuentren alternativas como biocombustibles y gas natural, que están siendo utilizados de forma creciente para el transporte. Todos estos cambios representan una reorientación del comercio energético de la cuenca del Atlántico a la Región Asia Pacífico (World Energy Outlook 2013).

Los combustibles fósiles siguen representando una parte dominante de la demanda energética mundial, con implicaciones para la energía y el medio ambiente. Los subsidios a estos combustibles continúan siendo muy altos, lo que fomenta la demanda de los mismos. Estos subsidios fueron de 544 mil millones de dólares, mundialmente, en 2012, según la IEA, mientras que los subsidios para energía renovable llegan a la quinta parte, 100 mil millones de dólares, y llegarán a 200 mil millones para 2035 (World Energy Outlook 2013).

Según el informe anual de la OPEP (World Oil Outlook 2013), en el período 2012-2035, la demanda de energía mundial crecerá 52%. El petróleo aún tendrá un papel fundamental en la satisfacción de las necesidades crecientes de energía. Hay cierta preocupación en el mediano y largo plazo con la economía mundial, la tecnología y la elección de los consumidores. Se espera que el crecimiento económico global a mediano plazo, para 2014-2018, sea de 3.8% por año (OPEP con FMI); las tasas de largo plazo se estiman en 3.5% anuales para 2013-2035. Lo anterior afecta la demanda y el nivel de consumo de energéticos en el mundo.

Por la creciente demanda y por problemas de oferta en costos de capital en la exploración, el precio del petróleo seguirá en aumento. Se espera que el precio nominal de la Canasta de Referencia (ORB, por sus siglas en inglés) de la OPEP se mantenga en un promedio de 110 dólares el barril en el período de los 2020, y después aumente a 160 dólares por barril para 2035. En términos reales, el ORB estaría en 100 dólares para ese año.

La demanda de petróleo aumenta cerca de 20 mb/d en el período 2012-2035, llegando a casi 110 mb/d en 2035. Según la OPEP, la demanda de la OCDE llegó a su máximo en 2005. Desde entonces, se presenta una caída constante en todos los países miembros. Casi 88% del aumento de la demanda global está en los países en desarrollo de Asia, entre ellos China e India, donde se cree que la demanda llegará a ser del 94% de la OCDE para 2035, lo que confirma lo planteado por la IEA.

TABLA 1.4.
DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO Y ENERGÍA A LARGO PLAZO (mb/d)

	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OCDE	46.0	45.2	44.2	43.1	41.8	40.4
Países en desarrollo	37.8	41.1	46.6	51.8	57.0	62.1
India	3.7	4.0	5.0	6.2	7.6	9.3
China	9.7	10.8	12.7	14.4	16.0	17.5
Eurasia	5.0	5.3	5.5	5.7	5.8	6.0
Mundo	88.9	91.6	96.3	100.7	104.6	108.5

Fuente: World Oil Outlook 2013.

Oferta petrolera mundial

En 2010, la energía fósil representó 82% de la oferta de energía, y será 80% de la total global en 2035. El petróleo permanecerá como la principal fuente de energía global. El uso de gas aumentará más que el del carbón y el petróleo, en términos porcentuales y volúmenes, con un incremento global de 23% a 25% (World Oil Outlook 2013).

La OPEP considera que la mayoría de la oferta de líquidos no-OPEP se debe al crecimiento en la producción de Estados Unidos y Canadá. Sin embargo, se espera una disminución en la contribución de la oferta en el largo plazo.

La oferta de otros países no-OPEP en el período 2012-2018 aumentará en forma firme. Se prevé un crecimiento en el petróleo crudo, principalmente de Latinoamérica (Brasil y Colombia), Medio Oriente, África, Rusia y el mar Caspio. Estos aumentos compensan las esperadas caídas de oferta en los países europeos de la OCDE (Mar del Norte) y México¹, según la OPEP.

De acuerdo con el análisis del organismo petrolero internacional, se necesitan fuertes inversiones en toda la cadena de oferta petrolera. En el período de 2012 a 2035 se requieren inversiones *upstream*, además de invertir para compensar caídas naturales, en un rango de 5 trillones de dólares. Se necesitan inversiones globales de refinación de alrededor de 1.5 trillones de dólares, de los que 280 billones son para invertir en proyectos ya existentes, 370 para adiciones requeridas y 800 para mantenimiento y reemplazo.

Por otro lado, según la IEA, existen nuevas tecnologías que están encontrando otros tipos de recursos, como el petróleo “apretado” ligero (LTO, por sus siglas en inglés)² campos de aguas ultraprofundas y otras que mejoran las tasas de recuperación en campos existentes. Esto aumenta las estimaciones de la cantidad de petróleo que puede ser generado, pero no significa que el mundo está en el inicio de una nueva era de abundancia petrolera. El precio del petróleo, que se estima aumente firmemente a 128 dólares el barril (en dólares de 2012) hacia 2035, apoya el desarrollo de estos nuevos recursos, pero ningún país replica el nivel de éxito con LTO que está convirtiendo a Estados Unidos en el principal productor petrolero en el mundo de este energético. Estas nuevas tecnologías podrían ser aprovechadas por México en un esquema de coparticipación con Estados Unidos.

En Medio Oriente, única fuente significativa de petróleo de bajo costo, la IEA considera que sigue siendo el centro de las perspectivas petroleras de largo plazo. El papel de los países de la OPEP al enfrentar la demanda mundial del petróleo se reducirá temporalmente en los próximos diez años, por la producción creciente de Estados Unidos, las arenas bituminosas

¹ Este estimado no considera el impacto de la Reforma Energética del 2013.

² El *light tight oil* (LTO) también conocido como *shale oil* (petróleo de esquito bituminoso) consiste en petróleo crudo ligero contenido en formaciones rocosas con petróleo de baja permeabilidad, a veces en esquito bituminoso o arenisca ligera.

de Canadá, la producción de aguas profundas de Brasil y la de líquidos de gas natural de todo el mundo. Las reformas que permitan a México entrar en este innovador escenario son cruciales para el desarrollo energético y económico del país.

Según la IEA, para mediados de la década de 2020, la producción de los países no-OPEP comenzará a decrecer, y los países de Medio Oriente volverán a proveer la mayoría de la oferta mundial. Las compañías petroleras nacionales y sus países anfitriones controlan 80% de las reservas petroleras mundiales probadas más probables.

La necesidad de compensar la producción decreciente de los campos petroleros existentes es el principal aliciente para realizar inversiones petroleras *upstream* hacia 2035. Un análisis de la IEA confirma que más de 1600 campos convencionales que obtienen niveles máximos de producción podrían enfrentar caídas anuales de producción de alrededor de 6% al año. Esto puede variar de acuerdo con el tipo de campo, pero la implicación es que se espera que la producción de crudo convencional de campos existentes caiga más de 40 mb/d para 2035. Dentro de las otras fuentes de petróleo, la mayoría no convencional es dependiente de continuas perforaciones para prevenir caídas fuertes a nivel campo. De los 790 mil millones de barriles de producción total requeridos para cumplir con las proyecciones de demanda para 2035, más de la mitad se necesita sólo para contrarrestar la producción decreciente.

TABLA 1.5.

OFERTA MUNDIAL DE PETRÓLEO SEGÚN EL CASO DE REFERENCIA DE LA OPEP (mb/d)

	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OCDE	21.1	22.8	23.4	23.7	23.9	24.1
<i>Tight oil</i>	2.5	4.4	4.7	3.9	3.3	2.7
Países en desarrollo excluidos OPEP	16.3	17.4	19.1	19.4	19.2	19.2
Eurasia	13.4	13.9	14.3	14.6	14.9	15.3
Ganancias de procesamiento	2.1	2.3	2.5	2.7	2.8	3.0
Total no-OPEP	52.9	56.4	59.3	60.4	60.9	61.6
Crudo	40.4	42.3	42.9	41.6	39.7	38.0
NGL	6.1	6.8	7.4	7.6	7.8	7.9
Otros líquidos	4.3	5.0	6.5	8.5	10.6	12.7
OPEP (incluidos NGLs)	36.8	35.5	37.2	40.5	43.9	47.1

OPEP NGLS	5.5	6.0	6.8	7.6	8.4	8.9
OPEP GTLS	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6	0.7
OPEP crudo	31.1	29.2	29.9	32.3	34.8	37.5
Cambios de <i>stock</i> y misc.	0.8	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2
Oferta mundial	89.7	92	96.5	100.9	104.8	108.7

Fuente: World Oil Outlook 2013. OPEP.

Oferta y demanda petrolera mundial

El nuevo escenario de demanda y oferta implica reordenar los flujos de comercio internacional del petróleo hacia los mercados asiáticos, con serias implicaciones para los esfuerzos cooperativos que buscan asegurar la seguridad energética petrolera (World Energy Outlook 2013).

Los requerimientos netos de Norteamérica (en particular de Estados Unidos) por importaciones de petróleo crudo casi desaparecerán para 2035; la IEA prevé que la región se convierta en un gran exportador de productos petrolíferos. Asia se posiciona en el centro indiscutible del comercio internacional del petróleo, a medida que la región atrae —vía un número limitado de rutas estratégicas de transporte— una porción creciente del petróleo crudo disponible.

Las entregas de petróleo hacia Asia no sólo vienen de Medio Oriente, donde las exportaciones totales de crudo empiezan a quedar cortas en relación con los requerimientos de importación asiáticos, sino que llegan de Rusia, el mar Caspio, África, América Latina y Canadá. Una nueva capacidad de refinación en el Medio Oriente, orientada a la exportación, aumenta la posibilidad de que los productos petrolíferos, más que el petróleo crudo, representen una parte sustancial del comercio mundial, pero mucha de esta nueva capacidad eventualmente servirá para abastecer la creciente demanda dentro de la región (World Energy Outlook 2013).

Renovables

Según la IEA, los renovables representan casi la mitad del aumento en la generación energética para 2035, con fuentes variables —eólica y fotovoltaicas solares— el cual equivale a 45% de la expansión en los mismos. En China se observará el aumento absoluto más grande en generación de fuentes renovables, mayor que el aumento combinado entre la Unión Euro-

pea, Estados Unidos y Japón. En algunos mercados, la participación creciente de renovables variables crea desafíos en el sector energético, lo cual genera preguntas sobre el diseño del mercado actual de renovables y su habilidad para asegurar inversiones adecuadas y oferta confiable a largo plazo.

El aumento en generación de renovables tiene una participación en la mezcla global energética arriba del 30%, adelantándose a la del gas natural en los próximos años y casi alcanzando al carbón como el combustible líder para la generación de energía en 2035. La actual tasa de construcción de plantas de energía nuclear ha sido aminorada por revisiones de regulaciones de seguridad después de Fukushima, pero la energía nuclear eventualmente aumenta por dos tercios, liderada por China, Corea, India y Rusia. Un amplio uso de lo denominado captura y secuestro de carbono (*Carbon Capture and Storage, CCS*) aceleraría la caída anticipada en la intensidad de emisiones de CO_2 en el sector energético, pero en proyecciones de la EIA, sólo alrededor de 1% de las plantas de energía globales abastecidas con combustibles fósiles estarán equipadas con CCS para el 2035 (World Energy Outlook 2013).

Carbón

En el escenario de la IEA, la demanda global de carbón aumentará 17% para 2035, donde dos tercios del incremento se registrarán para 2020. Por otro lado, la demanda de carbón se expandirá por un tercio en países no-OCDE, predominantemente en India, China y el sudeste de Asia, a pesar de que China esté llegando a una planicie en su demanda para 2025. India, Indonesia y China representan 90% de crecimiento en la producción del carbón.

Gas

En cuestión del gas, la IEA establece que las condiciones de mercado varían considerablemente en diferentes regiones del mundo, pero la flexibilidad y los beneficios del gas natural, en comparación con otros combustibles fósiles, lo ubica en una posición para prosperar a largo plazo. El crecimiento más fuerte se da en los países emergentes, notablemente en China, donde el uso de gas se cuadruplica para 2035, y en Medio Oriente. Pero en la Unión Europea, el gas permanece atrapado entre una participación creciente de renovables y una posición competitiva débil frente al carbón en generación de energía, y el consumo lucha para volver a niveles de 2010, después de las recientes crisis económicas.

América del Norte continúa beneficiándose de la amplia producción de gas no convencional, con una pequeña pero significativa parte de este gas encontrando su camino a otros mercados, contribuyendo junto con otros desarrollos convencionales y no convencionales en

África Oriental, China, Australia y otros a una mayor diversificación de la oferta mundial de gas. Nuevas conexiones entre mercados actúan como catalizadores para cambiar la forma en que se determina el precio del gas, incluyendo una adopción más amplia de formación de precios basados en el *hub*³, aunque el gas se comercializa en forma regional, debido a la falta de infraestructura para transportarlo a través del mundo.

El panorama petrolero de Estados Unidos

Es importante analizar las tendencias actuales y futuras del mercado energético y petrolero de Estados Unidos, ya que es el principal destino de las exportaciones mexicanas.

Según el informe anual de la IEA del Departamento de Energía de Estados Unidos, a través del Annual Energy Outlook de 2014, la producción doméstica creciente de gas natural y petróleo continúa reformulando la economía energética de Estados Unidos, en gran parte debido a la creciente producción de energético en LTO, pero el efecto puede variar substancialmente dependiendo de las expectativas sobre recursos y tecnologías.

De acuerdo con el mismo documento, la producción industrial se expandirá a lo largo de los siguientes 10 a 15 años, mientras la ventaja comparativa de los precios del gas natural provee un incentivo al sector industrial intensivo en el uso de este energético, lo que lleva a mayor competitividad y crecimiento económico. Hay expectativas positivas sobre la producción de petróleo y gas natural en Estados Unidos; una mayor producción local puede acelerar aún más el crecimiento industrial y disminuir el uso de petróleo importado. Mejoras en eficiencias de vehículos de uso ligero o *light duty vehicle* (LDV), compensan el crecimiento modesto en millas recorridas por vehículo (MRV), que refleja cambios en los patrones de manejo de la población, llevando a una caída fuerte en uso de energía de LDV.

El análisis anterior implica que la demanda de energéticos importados disminuirá en Estados Unidos en las próximas décadas. Es importante que México tome en cuenta este cambio sustancial en los patrones de consumo de energía en Estados Unidos, para posicionar sus exportaciones petroleras en otras partes del mundo, particularmente en la región Asia Pacífico, donde la demanda de hidrocarburos crece.

El Congreso de Estados Unidos recientemente aprobó el Acuerdo Transfronterizo de Hidrocarburos México-Estados Unidos (*US-Mexico Transboundary Hydrocarbon Agreement*), que busca facilitar el desarrollo conjunto de petróleo y gas en partes del Golfo de México. Otras leyes han sido presentadas para lograr la aprobación de proyectos de infraestructura en Norteamérica, incluyendo oleoductos de gas y petróleo (Seelke *et al.*, 2014).

³ Los *hub*, también llamados cabeceras, son lugares físicos formados por varios gasoductos conectados a una instalación que permite trasvasar el gas de un gasoducto a otro (www.powerencounter.mx).

Capítulo 2. Modelos petroleros

En el mundo existe una diversidad de modelos petroleros. Desde el extremo de Estados Unidos, donde la actividad petrolera es totalmente privada, hasta el caso de México, donde la actividad actualmente está en manos del Estado. En el medio existen diversos esquemas de coparticipación entre el gobierno y el sector privado, como en Angola y Azerbaiyán.

Hay diferentes modelos de exploración y producción que se pueden tomar en cuenta para analizar los cambios estructurales y regulatorios que se han dado en varios países, con el fin de incrementar niveles de exploración, producción y restitución de reservas.

Los países con recursos petroleros se apoyan en diferentes modelos petroleros para maximizar el valor de sus reservas. Los principales ejes de estos modelos son: el resguardo de la seguridad energética, mejor desempeño del sector, captura de la mayor renta petrolera posible, participación de la industria nacional y generación de beneficios económicos y sociales (Pemex, Memorias de Labores 2007).

Modelos para exploración y producción:

- » Un grupo de países cuenta con empresas petroleras estatales, las cuales son responsables de realizar en forma exclusiva las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Se observa que la gran mayoría se apoya en terceros bajo mecanismos modernos de colaboración para la explotación de los recursos del país.
- » Países que administran la riqueza petrolera con instrumentos regulatorios y fiscales, delegando la exploración y explotación de los recursos que existen en el subsuelo a terceros, asegurando la captura de la renta petrolera por parte del Estado.
- » Países que combinan los dos esquemas anteriores, con el fin de asegurar que se cuenta con la capacidad de ejecución que sustente las actividades de la industria y el acceso a tecnología cada vez más sofisticada que requieren los nuevos yacimientos.

Brasil, Noruega, Colombia, Cuba, Azerbaiyán y Angola han promovido la participación de diferentes empresas internacionales, sin descuidar el desarrollo de sus empresas estatales, con el objeto de acceder al conocimiento y al desarrollo tecnológico que les permitan maximizar

el valor de la renta petrolera. Estados Unidos es uno de los pocos países que delega la exploración y explotación de la riqueza que existe en el subsuelo a empresas privadas.¹

El Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) realizó un comparativo entre países, donde se muestra la participación del Estado y del sector privado.

TABLA 2.1.

PARTICIPACIÓN DEL ESTADO Y DEL SECTOR PRIVADO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

		Noruega	Brasil	Colombia	Arabia Saudita	Cuba	México
Exploración y Producción	Concesiones + Asociaciones con terceros	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
	Empresa estatal con operaciones internacionales en upstream	Sí	Sí	Sí	Sí		No
Refinación, Petroquímica y Comercialización	Asociación en downstream	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
	¿Participación privada o extranjera en refinación?	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
	Múltiples empresas y precios liberalizados en combustibles	Sí	Sí	Sí	No	No	No
	Empresa estatal con operaciones internacionales en downstream	Sí	Sí	No	Sí	No	Sí ²

Fuente: Senado de la República, 2013.

La forma en que cada país organiza la exploración y explotación de sus recursos petroleros guarda relación con dos definiciones fundamentales: la propiedad de los hidrocarburos (que se mencionó anteriormente), y el esquema bajo el cual se exploran y explotan los recursos petroleros.

Los esquemas de contratación en el mundo en materia petrolera se reducen a tres tipos de contratos (Octega Lomelin, 1995):

¹ Pemex, 2007, e investigación propia.

² En asociación con una compañía internacional de petróleo.

1. Contratos de servicios (contratos de alianza / servicios)
2. Contratos de producción compartida (contratos de riesgo)
3. Concesiones (contratos de riesgo)

Contratos de servicios

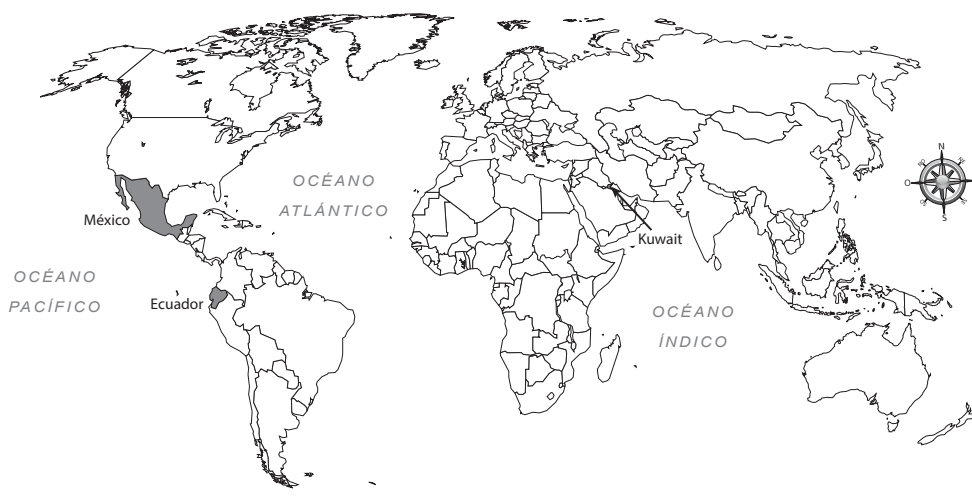
En los contratos de servicio la producción pertenece al gobierno o a la compañía nacional de petróleo. En estos casos el contratista sólo recibe un pago en efectivo con base en los precios definidos contractualmente, los que pueden tener como referencia los trabajos realizados o los volúmenes de producción. La ganancia del contratista no guarda relación con el valor de los hidrocarburos producidos (Ortega Lomelin, 1995).

El contrato *buy-back* es un contrato de servicios donde la compañía petrolera desarrolla un proyecto de petróleo o gas y se le reembolsa de los ingresos de las ventas, pero no se le comparte las utilidades del petróleo del pago o reembolso. Iniciada la producción, el proyecto es asumido por una empresa estatal quien lo operará o administrará (Ortega Lomelin, 1995).

En el mapa 2.1 se ven los únicos países en el mundo, México, Ecuador y Kuwait, que cuentan exclusivamente con contratos de servicios (cabe advertir que Irán también tiene algunos contratos de servicios), mientras que el resto cuentan además con contratos de riesgo, ya sean concesiones o contratos de producción compartida.

MAPA 2.1.

PAÍSES QUE USAN CONTRATOS DE SERVICIOS



Éste es el mecanismo que usan otras naciones para aumentar significativamente su capacidad de gestión y su tasa de incorporación de tecnología, a la vez que reducen o eliminan sus riesgos.

Contratos de producción compartida

En los contratos de producción compartida, la producción se comparte entre el gobierno huésped, la compañía nacional de petróleo y empresas privadas. La producción se reparte en función de la inversión.

Entre las características más importantes de estos contratos en algunos países están:

- » Ser un contrato para la exploración y explotación de gas y petróleo entre el gobierno y un inversionista privado nacional y extranjero.
- » En algunos casos, los ministerios o secretarías de energía ejecutan los trabajos.
- » El contrato es un mecanismo por el cual se comparte la producción medida en ingresos, los cuales se basan en porcentajes de participación de las partes del contrato.
- » Los costos de operación son recuperados de la producción a través de fórmulas definidas en el contrato.
- » El inversionista tiene derecho a tomar y usar de manera independiente su porción de petróleo y gas.
- » La propiedad de los hidrocarburos, en algunos casos, pasa al inversionista en el punto de exportación o de entrega (Ortega Lomelin, 1995).

Concesiones

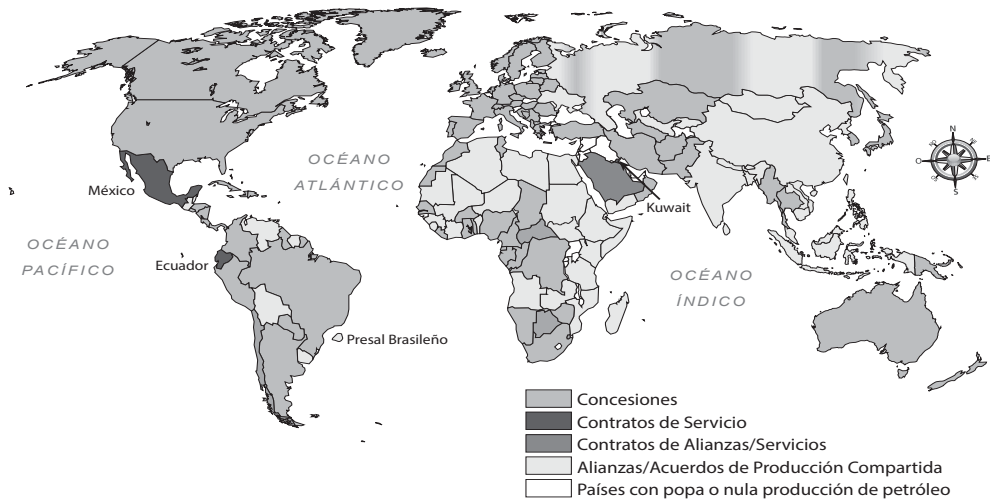
En el esquema de concesiones, el recurso es de la nación (el Estado), pero se puede concesionar la exploración y explotación a una empresa petrolera, la cual la convierte en dueña de la producción, y por la cual paga una regalía por dicho derecho de propiedad, e impuesto por las utilidades obtenidas (Ortega Lomelin, 1995).

En el mapa 2.2 se aprecia cómo prácticamente todo el mundo ha adoptado el contrato de riesgo como estándar, por ser el mecanismo a través del cual el dueño del recurso –la nación– transfiere a un tercero el riesgo de desarrollar sus recursos, a cambio de una compensación determinada por su éxito, sin por ello afectar sus derechos. Es decir, la nación nunca pierde su propiedad o potestad sobre sus recursos, pero tampoco corre el riesgo de desarrollarlos, el cual es adoptado por un tercero. Esta transferencia del riesgo no implica la transferencia de la renta petrolera. El dueño, es decir, la nación, captura la renta a través de impuestos, regalías y derechos, mientras que la compensación al operador que asumió el riesgo se da

con base en su éxito. Es decir, sólo gana dinero si aumenta las reservas y la renta petrolera del Estado (Senado de la República, 2013).

MAPA 2.2.

CONTRATOS DE RIESGO. EL ESTÁNDAR GLOBAL



En el continente americano, desde Estados Unidos y Canadá hasta países con modelos económicos diferentes, como Cuba y Venezuela, han adoptado estos mecanismos de contratación, en particular, las concesiones. Las naciones de la OCDE también prefieren este tipo de contratos. Además de otros socios comerciales de México, otros países han adoptado contratos de producción o de utilidad compartida (Senado de la República, 2013).

Capítulo 3. El impacto macroeconómico de la industria petrolera

La actividad petrolera tiene la capacidad de insertarse en distintas variables económicas que impactan e influyen en el crecimiento, empleo y desarrollo de un país. El petróleo juega un papel preponderante como materia prima para sectores clave como la agricultura, la industria, los servicios y el transporte. Cuando un país crece –lo cual se mide por medio de herramientas macroeconómicas como el Producto Interno Bruto (PIB) y el PIB per cápita–, la demanda de energéticos aumenta. Países como China y la India, que han crecido considerablemente en los últimos años, han incrementado su demanda energética. China, en particular, ha buscado nuevas regiones fuera de su delimitación nacional para invertir en exploración petrolera. Los países que tienen abundancia de oferta de hidrocarburos, como México, Angola y Azerbaiyán, ocupan una posición privilegiada porque pueden abastecer internamente sus necesidades energéticas, al mismo tiempo que exportan sus excedentes.

TABLA 3.1.
 MODELO MACROECONÓMICO DE LA DEMANDA AGREGADA Y OFERTA AGREGADA

<i>Políticas económicas</i>	<i>Modelo</i>	<i>Objetivos macroeconómicos</i>
Monetaria	Demanda agregada:	PIB creciendo
Fiscal	• Consumo familias	Ingreso nacional creciendo
Externa	• Inversión empresas	PIB per cápita alto
Cambiaria	• Gasto público	Empleo
Ingresos	• Exportaciones	Precios estables
	• - Importaciones	Tipo de cambio estable
	Oferta agregada:	Balanza comercial estable
	• Costo de factores	Eficiencia
	• (T, L, K)	Equidad

Fuente: Elaboración propia con base en Samuelson, 1998.

A la vez que el nivel del PIB afecta a la actividad petrolera, ésta influye en el nivel del mismo, en el ingreso nacional y en el empleo, a través de un modelo macroeconómico. El impacto en países importadores es diferente que en exportadores. Los primeros pueden tener efectos inflacionarios y cambiarios considerables, dado que los precios del petróleo son determinados de forma exógena, mientras que los segundos, como México, pueden tener mayores beneficios, en particular en su crecimiento económico. La buena administración de los ingresos de las exportaciones petroleras es clave para que el bienestar sea extensivo y de largo plazo.

El modelo macroeconómico de la demanda agregada plantea que, por medio de un cambio en la misma, cambian el PIB, el ingreso nacional, el empleo, el nivel de precios, el tipo de cambio y la balanza comercial, entre otras variables. Las políticas económicas, como las monetarias y fiscales, pueden afectar a la demanda agregada con sus medidas.

Dependiendo de la forma de la oferta agregada (oferta total de la economía) con la cual interactúa la demanda agregada, también hay una modificación en el nivel de precios de la economía, los cuales pueden aumentar y generar efectos inflacionarios, en particular en países importadores. La producción creciente y el adecuado abastecimiento de energéticos también pueden generar precios competitivos que favorecen la cadena productiva, la industrialización y el crecimiento económico. Este escenario se presentó en México en el período denominado *desarrollo estabilizador* o *milagro mexicano*, cuando los niveles del PIB llegaron a niveles superiores a 7% anual en algunos años, entre 1954 a 1970. En este período, la industria petrolera mexicana no tenía como objetivo exportar, sino proveer energéticos al mercado interno a precios competitivos.

La demanda agregada es el gasto total de todos los agentes económicos de un país, familias, empresas, gobierno y sector externo. Este gasto proviene del consumo privado de las familias, la inversión privada de las empresas, el consumo e inversión del gobierno y el gasto del sector externo (en forma de exportaciones); y se le resta el gasto nacional en importaciones. En el modelo tradicional de la demanda agregada, la inversión privada, el gasto del gobierno y las exportaciones tienen un efecto “multiplicador” sobre el PIB y el ingreso nacional. De acuerdo con los niveles de ahorro y consumo de un país, una propensión marginal al ahorro¹ de 25% generaría un efecto multiplicador de cuatro veces en una inversión de 100 pesos, por ejemplo.

¹ La propensión marginal al ahorro (PMA) y la propensión marginal al consumo (PMC) son las que tienen los habitantes de un país por cada peso adicional de ingreso. La suma de ambos es igual a uno. La propensión marginal a ahorrar siempre es menor a la propensión marginal a consumir. El ahorro es fundamental para la inversión porque es fuente de recursos para la misma. Mayor ahorro genera mayor inversión, pero hay que evitar la “paradoja de la frugalidad”, donde el ahorro puede ahogar al consumo. Japón y algunos países europeos tienen altas propensiones marginales a ahorrar. Hay casos donde llegan a 25% de PMC contra 75% de PMA, mientras otros países pueden tener PMA menores a 10%, lo que afecta su crecimiento de mediano y corto plazo.

$$\begin{aligned} \text{Inversión} &= 100 \\ \text{PMA} &= 0.25 \\ \text{Multiplicador} &= 1/.25 = 4 \\ 100 \times 4 &= 400 \end{aligned}$$

El efecto multiplicador de la inversión se explica en términos simples con el siguiente ejemplo: si se invierte en una plataforma petrolera, se gasta en insumos de casi todos los sectores económicos (agropecuario, industrial y de servicios), lo que genera, a su vez, PIB, ingreso y empleo en los mismos (alimentos, textiles, maderas, hierro, automóviles, servicios financieros, etcétera). El efecto multiplicador también se da en los gastos del gobierno y en las exportaciones dentro del modelo de la demanda agregada.

Componentes de la demanda agregada

Consumo privado de las familias

El consumo privado registra los gastos de las familias en bienes finales percederos (alimentos y vestido) y no percederos (refrigeradores, televisores, etcétera). En muchos países, este componente de la demanda agregada representa más de 50% del gasto agregado y es el principal motor del mismo. El consumo privado proviene del ingreso disponible, y lo que queda de excedente se destina al ahorro, que es la principal fuente de la inversión productiva.

Inversión privada de las empresas nacionales

La inversión, también denominada formación bruta de capital fijo (en México) o consumo de capital fijo e inversión directa a la economía (en Azerbaiyán), comprende el gasto de las empresas en bienes intermedios (materias primas) y de capital (maquinaria). En algunos países se incluye la vivienda como rubro de inversión. En México se compone por la inversión privada y pública. Además, registra todo el gasto en maquinaria y equipo, pero también en construcción.

Inversión extranjera directa

La inversión extranjera directa (IED) es el gasto de extranjeros en maquinaria y equipo, plantas y fábricas en la nación receptora. La IED complementa la inversión privada nacional y la pública, y se contabiliza aparte de la inversión privada nacional. Los países tienen que registrar una

participación aproximada de 25% de inversión nacional en la demanda agregada para obtener un crecimiento económico potencial de acuerdo con sus factores productivos (trabajo, tierra y bienes de capital). Si es menor, es necesario atraer ahorro e inversión externa para llegar a los niveles de PIB y empleo que cubran las necesidades económicas y de trabajo del país.

Gasto público

Otro componente clave con efecto multiplicador es el gasto público, que se divide en gasto corriente, gasto en capital, gasto social y transferencias. El corriente comprende las erogaciones que se realizan para la operación diaria del gobierno en sueldos y materiales, además del pago de intereses de su deuda. El gasto en capital es destinado a infraestructura: carreteras, puentes, escuelas, hospitales, plantas de electricidad, etcétera. El gasto social se destina a subsidios para las poblaciones vulnerables. Las transferencias son pensiones, becas y seguros de desempleo.

En términos teóricos, el gasto corriente y el gasto en capital del gobierno se incluyen como un todo en una sola categoría de gasto público, pero en México se presenta el primero como consumo del gobierno en forma independiente. El segundo se clasifica como inversión pública y se incorpora con la inversión privada a la medición de la formación bruta de capital fijo. Angola y Azerbaiyán clasifican su gasto público de forma convencional.

Exportaciones

Por otro lado, las exportaciones producen un impacto positivo en el crecimiento económico, debido a su efecto multiplicador dentro de la demanda agregada. Las exportaciones incluyen las ventas de bienes agropecuarios, de extracción y manufactureros.

Actividad petrolera y demanda agregada

La actividad petrolera está presente en las *inversiones* del sector privado, en los egresos del sector público (vía los ingresos que provee) y en las exportaciones del país. Cualquier movimiento en estos tres componentes de la demanda agregada, generado por la actividad petrolera, lleva a un cambio multiplicador en el gasto agregado, el PIB, el ingreso nacional y el empleo.

Movimientos en la inversión petrolera nacional, en conjunto con la inversión extranjera en el sector, pueden activar muchos sectores económicos del país, desde el agropecuario hasta el de servicios. Esto se ve claramente en los casos de México, Angola y Azerbaiyán.

Los cambios en el *gasto público* por ingresos petroleros en las cuentas públicas, por conceptos de gasto corriente en capital y social, propician el crecimiento económico. En México, la actividad petrolera financió el gasto público de mediados de los años setenta y principios de los ochenta, lo que contribuyó a la actividad económica. También puede ser perjudicial cuando caen los ingresos petroleros, como en 1981. Desde mediados de los años ochenta, los ingresos petroleros en México han ayudado a pagar la deuda externa y a dar impulso a inversiones sociales y en capital del gobierno. El mismo efecto multiplicador del gasto público se puede observar en la economía de Angola y Azerbaiyán. Por otro lado, los dos países han evitado endeudarse y han establecido fondos petroleros para aminorar los impactos negativos externos en su economía. Este ahorro ha beneficiado a la inversión interna y a la actividad económica.

El aumento de las *exportaciones* petroleras en los años setenta y ochenta en México tuvo un efecto multiplicador en el PIB y el PIB per cápita. Posteriormente, las exportaciones mexicanas se diversificaron, concentrándose más en las manufactureras. En los casos de Angola y Azerbaiyán, el impacto de las exportaciones petroleras ha repercutido en su crecimiento económico y ha sido considerable, ya que éstas representan más del 80% de las totales, lo que implica que sus economías están muy petrolizadas. Sin embargo, han aplicado varias medidas para empezar a diversificar su producción y exportación.

Sachs y Warner (1995) han estudiado la relación entre exportaciones de recursos naturales y el PIB. Aunque sus resultados son negativos, comprueban la relación entre las exportaciones de bienes primarios y el crecimiento económico. Su base de análisis es un modelo donde relacionan los patrones de comercio internacional e ingreso nacional de más de 90 países.

Los autores mencionan el problema de la enfermedad holandesa y su impacto negativo en los niveles del PIB. Ellos trabajan el modelo en forma económica y estadística. La afección se da cuando la mayoría de la producción y exportaciones del país es de un producto primario, como en el caso mexicano del petróleo en los años setenta, que lleva a que el sector manufacturero no petrolero, la agricultura y el sector servicios se descuiden. También implica una apreciación de la moneda local, debido a los ingresos de divisas provenientes de las exportaciones petroleras, lo que lleva a la disminución de exportaciones no energéticas y la pérdida de competitividad. La caída del precio del petróleo en una economía con este padecimiento puede causar una severa crisis económica interna.

El modelo económico clásico que describe la enfermedad holandesa fue desarrollado por los economistas W. Max Corden y J. Peter Neary (1982), quienes plantean un modelo de dos sectores comerciables: el líder —en general, la extracción de recursos naturales— y el rezagado —manufacturas o agricultura—. Otra importante autora, Christine Ebrahimzadeh (2003) plantea que la enfermedad holandesa generalmente está asociada con el descubrimiento de un recurso natural, aunque también puede deberse a otro hecho que genere un ingreso importante de divisas, como el aumento en los precios de los recursos naturales, la ayuda exter-

na o la inversión extranjera directa. Los economistas han utilizado el modelo de la enfermedad holandesa para estudiar varios eventos históricos, tales como el impacto del flujo de oro, de América a España, en el siglo xvi y los descubrimientos de oro en Australia alrededor de 1850.

México sufrió esta enfermedad en los años ochenta del siglo pasado. Ya en los años noventa, implementó varias medidas para diversificar su producción y exportación hacia las manufacturas, en particular a la industria automotriz. La actividad petrolera actual podría complementar esta diversificación. En el caso de Angola, la actividad productiva y exportadora está concentrada en el petróleo, pero se están tomando medidas para desarrollar sectores de construcción y servicios. En Azerbaiyán se realizan importantes inversiones en infraestructura y manufacturas con el ingreso petrolero para evitar los efectos de la enfermedad holandesa.

Precios y exportaciones

Los precios del petróleo, que analizamos con detalle en el caso mexicano, tienen un impacto considerable en las variables macroeconómicas. German Alarco Tosoni (2006) establece que la vinculación entre las variaciones en los precios reales del petróleo y el crecimiento económico mexicano es directa y positiva. Mayores precios reales del petróleo crudo se asocian con mayores tasas de crecimiento del producto, mientras que las contracciones se relacionan con caídas. La evolución de las variables, tanto del sector energético como de las macroeconómicas, ha modificado sutilmente el análisis: el multiplicador del gasto agregado de la economía se relaciona no sólo con las exportaciones petroleras, sino con las que no lo son.

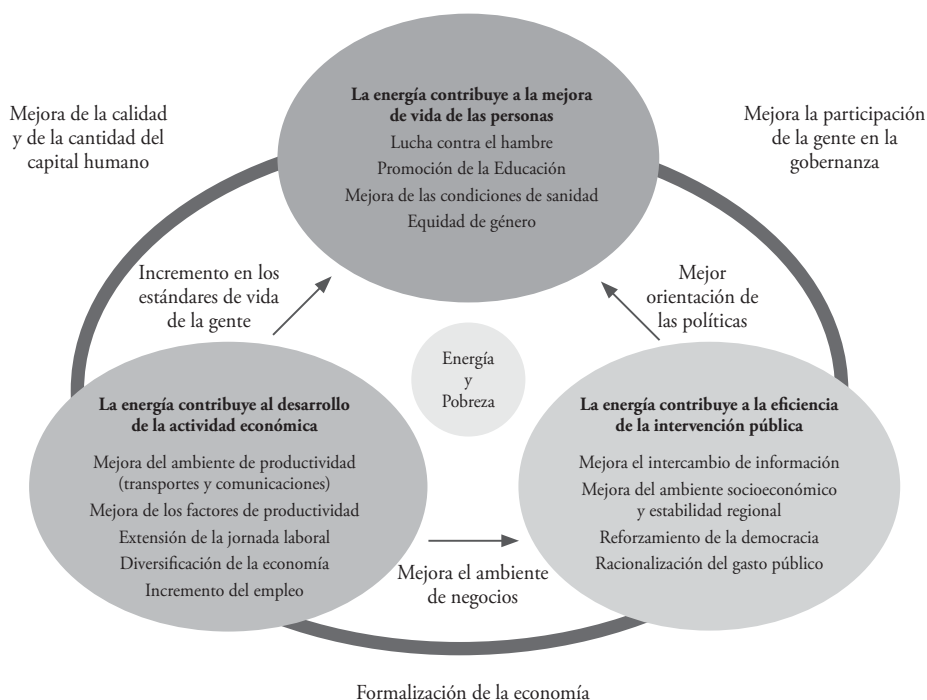
Sin embargo, mayores precios reales del petróleo crudo implican una mayor tasa de crecimiento del producto mexicano. De acuerdo con el autor, todas las políticas que permitan mejorar el multiplicador del gasto son positivas para optimizar las vinculaciones del sector petrolero con el resto de la economía nacional. Un mayor componente de la inversión del sector petrolero y de los otros sectores económicos incrementa los componentes exógenos de la demanda para el mismo nivel de excedente. Las políticas de desarrollo de proveedores de insumos y servicios de ingeniería, el impulso de la producción nacional de bienes de capital y el desarrollo de tecnologías locales son indispensables. Una mejor distribución del ingreso en favor de los asalariados y de los trabajadores independientes mejora el multiplicador del gasto generado por el nivel de componentes exógenos, y lleva a un mayor nivel de demanda agregada-producto nacional.

Energía y desarrollo

Según un estudio del *African Economic Outlook* 2003/2004, el acceso a una oferta de energía de alta calidad es clave para el desarrollo económico, social y político de un país, pues hace posible mejorar sustancialmente las condiciones de vida, al facilitar la lucha contra el hambre y la desnutrición, con la preservación de alimentos por medio de la refrigeración, mayor productividad en la cadena alimenticia y el desarrollo de modos de producción agrícolas más modernos. Constituye una característica esencial para mejorar las condiciones sanitarias por medio de mayor higiene de alimentos y equipo médico más avanzado.

El trabajo indica que el uso de fuentes de energía modernas resulta ser menos peligroso, pues limita la necesidad de recolectar leña, así como la búsqueda de agua de sitios distantes, que son labores que requieren mucho esfuerzo físico y tiempo para las poblaciones involu-cradas. Mientras tanto, la disponibilidad de fuentes de energía modernas abre el camino para una cobertura escolar más general, ya que brinda tiempo para que los niños vayan a la escuela y facilita el desarrollo de clases y de estudio en casa por las noches.

DIAGRAMA 3.1.
VÍNCULOS ENTRE ENERGÍA Y POBREZA



Fuente: African Development Bank and OECD Development Centre (2003-04).

El mejoramiento de las condiciones de vida tiene, a su vez, un impacto directo en el desarrollo de la actividad económica a través de mejoramientos cuantitativos –mayor expectativa de vida y mejor salud–, cualitativos –mejor entrenamiento– y movilidad de la fuerza laboral. Una buena oferta de energía también promueve mayor cantidad de horas de trabajo y la reducción de períodos de inactividad forzada debido a cortes de energía. El uso de fuentes confiables posibilita el uso de otros componentes de producción, principalmente máquinas, y una condición adecuada para la adopción de nuevas tecnologías capaces de promover la diversificación. Finalmente, el entorno empresarial se beneficia directamente de las mejoras registradas en sectores clave, tales como transporte y comunicaciones, que son altamente dependientes de la oferta energética.

Mejor oferta de energía también permite al Estado ofrecer servicios en áreas de educación, salud y comunicación a menores costos y en mayor cantidad. Incluso fomenta la circulación de la información, un factor esencial en el proceso de formación de decisiones políticas. También hace posible dirigirse a poblaciones de mayores carencias, por lo que se genera una política económica adecuada al contexto local y nacional.

Capítulo 4. Caso México

MAPA 4.1.
MÉXICO



Características generales del país

México está localizado en América del Norte; colinda al sur con Belice y Guatemala, y al norte con Estados Unidos. El Océano Pacífico Norte se encuentra en el occidente; el Golfo de México y el mar Caribe en el oriente. Su capital es la Ciudad de México o Distrito Federal, y su idioma mayoritario es el español.

Este país ha gozado de una estabilidad política importante, en comparación con otros lugares de América Latina. No ha tenido golpes de Estado ni períodos inconclusos de gobier-

no. Desde 1924, 17 presidentes han sido elegidos pacíficamente y han completado cabalmente su administración (desde 1934, dicho período es de seis años, sin posibilidad de reelección. Reformas en 2014 permitieron reelección de ciertos cargos públicos, pero no de presidente).

Durante 70 años, el Estado fue liderado por el Partido Revolucionario Institucional (PRI). El año 2000 fue emblemático, pues fue la primera ocasión en que la oposición —el Partido Acción Nacional (PAN)— ganó y gobernó por dos sexenios consecutivos: Vicente Fox (2000-2006) y Felipe Calderón (2006-2012). En 2012, el PRI retomó nuevamente el poder, con un programa político de tercera vía¹, bajo el liderazgo del presidente Enrique Peña Nieto².

A principios del siglo xx, tuvo lugar la Revolución Mexicana, que duró siete años y transformó el escenario económico y político, concretado en la Constitución de 1917; fueron los cimientos del México moderno. A partir de 1924, se instituyó su nuevo desarrollo económico, consolidando la industria por medio de varias políticas económicas, y el campo con la reforma agraria.

A mediados del mismo siglo, se dio el nacionalismo económico, a través del modelo de sustitución de importaciones de 1944-1986. Se inició así lo que se llamó el *milagro mexicano*: un rápido crecimiento y un desarrollo económico sostenido por varias décadas, con un aumento del ingreso y de la clase media. A fines de los años setenta y principios de los ochenta, México estaba en las puertas de otro milagro debido a sus exportaciones petroleras y al alto precio del petróleo, pero determinadas políticas económicas y altos niveles de endeudamiento generaron una grave crisis de deuda externa, que afectó a la producción y al empleo por más de una década.

A fines de los años ochenta y principios de los noventa, se implementaron medidas de modernización y liberalización económica que se denominaron la *perestroika*³ mexicana. Cientos de empresas y bancos fueron privatizados, se abrió el comercio hacia el exterior al adherirse al *General Agreement on Tariffs and Trade* (GATT), y se firmó el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) con Estados Unidos y Canadá. Diversos eventos económicos y políticos desencadenaron una crisis económica en 1994, el llamado “efecto tequila”, que tuvo repercusiones considerables a nivel nacional e internacional. Las medidas económicas de ajuste, implementadas por el presidente Ernesto Zedillo en 1995, el efecto del TLCAN y el apoyo financiero de Estados Unidos al inicio de la crisis ayudaron al país a salir adelante y cerrar el año 2000 con un crecimiento superior al 6%.

¹ Sistema económico mixto que busca optimizar la eficiencia del sector privado y el público.

² Isabel Bagnasco (en prensa). *Manual de Daimler para expatriados en México*. México: Daimler.

³ Palabra rusa que significa reestructuración. Se refiere a la apertura económica de la extinta Unión Soviética, en 1989, hacia modelos de mercado más capitalistas.

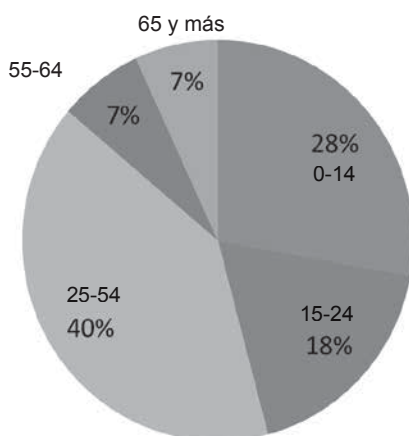
El presidente Vicente Fox continuó con políticas de globalización y consolidó tratados de libre comercio con varios países y con la Unión Europea. La crisis de Estados Unidos de 2008 afectó a México en 2009, en términos de exportaciones y producción. Los últimos años de la presidencia de Felipe Calderón cerraron con una economía estable; sin embargo, los problemas de seguridad generados por el narcotráfico afectaron su mandato.

El actual presidente, Enrique Peña Nieto, ha propuesto varias reformas ya aprobadas: laboral (iniciada y promulgada por Felipe Calderón), educativa, de telecomunicaciones, fiscal, financiera y energética.

Características de la población, educación, sociedad y empleo

De los 120 millones de habitantes de México, 40% tiene entre 25 y 54 años, y 18%, entre 15 y 24 años. Su tasa de crecimiento es de 1.2%, y su esperanza de vida es de 75 años. La urbanización representa 78% del total.

GRÁFICA 4.1.
ESTRUCTURA POBLACIONAL DE MÉXICO (2014)



Fuente: The World Factbook 2014.

Sus gastos de salud son relativamente altos, 6.4% del PIB en 2009, mientras que los correspondientes a educación llegan a 5.1% del mismo. De su población de 15 años o más, 93.5% sabe leer y escribir, y su esperanza de vida escolar es de 8.9 años. Recientemente, se aprobó una reforma educativa para mejorar el nivel de los maestros de diferentes grados escolares, con el fin de promover mayor competitividad y eficiencia. Hay 2,219 universidades; la prin-

principal es la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), reconocida internacionalmente por sus investigaciones sociales y científicas. Existen muchas instituciones privadas que realizan actividades de investigación, como la Universidad Anáhuac, además de universidades tecnológicas en todo el país. En 1965 se creó el Instituto Mexicano del Petróleo para apoyar la investigación científica y el desarrollo tecnológico para la industria petrolera.

En 2013, su fuerza laboral consistía en 51.48 millones de personas; 61.9% se dedica a los servicios, 24.1% a la industria, y 13.4% a la agricultura. En ese mismo año se registró un nivel de desempleo de 4.9%. La población que vive en nivel de pobreza representa 52.3% del total, lo que exige políticas económicas de crecimiento y desarrollo.

Modelo petrolero mexicano

Participación extranjera y primeros intentos de un modelo estatal (1911-1938)

En este período, la mayoría de la industria petrolera estaba en manos de inversionistas extranjeros. En 1911, en plena Revolución Mexicana, nació la vocación exportadora del petróleo: por primera vez se vendieron 900 mil barriles, lo que convirtió a México en el cuarto productor mundial de petróleo.

A finales de la Primera Guerra Mundial, la demanda y los precios se encontraban en niveles muy altos, lo que llevó a que el país, gracias a los descubrimientos en la Faja de Oro de la Huasteca veracruzana, se convirtiera en un importante proveedor del mercado mundial y de Estados Unidos (Uththoff, 2010).

En 1918, se inició un *boom* petrolero que duró hasta 1925. La producción llegó a un pico de 193 millones de barriles de petróleo en 1921, de 64 millones que había en 1918. En ese último año, México era el segundo exportador de petróleo en el mundo. En 1926, empezó a decaer para promediar aproximadamente 40 millones de barriles hasta la expropiación de 1938 (Álvarez, 2006).

El crecimiento promedio del PIB en el período fue de 3.5%. El país se estabilizaba política y económicamente. La caída de la bolsa en Nueva York en 1929 y la depresión mundial que le siguió afectaron el crecimiento económico mexicano, generando una recesión. El PIB cayó -6.6% en 1930, y -14.83% en 1932, cuando se dio una devaluación de 30% del peso.

El Estado mexicano creó varias empresas para tratar de controlar la industria. En 1926, formó el Control de Administración de Petróleo Nacional (CAPN), cuyo principal objetivo era abastecer el mercado interno, especialmente cubrir necesidades del gobierno (ferrocarri-les), y capacitar personal mexicano. En 1933, creó Petróleos de México, S. A. (Petromex), una empresa de capital mixto (gubernamental y privado). En 1937, fundó otra organización que dependía directamente del Ejecutivo, la Administración General del Petróleo Nacional (AGPN), a la que traspasó las propiedades de Petromex y le asignó los mismos propósitos. Fue

la AGPN la que, el 19 de marzo de 1938, se hizo cargo provisionalmente de los bienes expropiados a las compañías petroleras (Álvarez, 2006).

Expropiación petrolera (1937-1938)

En 1937 estalló un conflicto laboral entre los trabajadores y las industrias petroleras extranjeras en México. Las autoridades legales del país fallaron en favor de los obreros, y las compañías se ampararon. Al emitirse otro fallo que favorecía a los mismos, las empresas no lo aceptaron, y el 18 de marzo de 1938 el presidente Lázaro Cárdenas decretó la expropiación de los bienes de 17 compañías petroleras. El 7 de junio del mismo año se formó Petróleos Mexicanos (Pemex).

Consolidación del modelo estatal y enfoque hacia el mercado interno (1938-1946)

El gobierno creó dos instituciones para concentrar y coordinar la infraestructura de las compañías expropiadas: Petróleos Mexicanos (Pemex), que se encargaría de la exploración, producción y refinación, y la Distribuidora de Petróleos Mexicanos, a cargo de la distribución de petróleo y derivados, tanto de Pemex como de la AGPN, dentro y fuera del país. Surgieron problemas de administración entre los dos, lo que llevó a que en 1940 todo el manejo de la industria le fuera adjudicado a Pemex (Álvarez, 2006). A mediados de los cuarenta, la empresa firmó un importante contrato colectivo de trabajo con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.

La formación de Pemex se dio entre 1938 y 1946. En los dos primeros años actuó como parte del grupo de empresas creado por el gobierno a partir de la expropiación y, en los últimos seis, como la única compañía encargada del manejo de toda la industria. Durante este período, también se conformó el marco legal que le dio a Pemex el carácter de empresa pública y las facultades necesarias para llevar a cabo su objetivo, que consistía en mantener la producción y el mercado de hidrocarburos (Álvarez, 2006).

Durante los primeros años de la Segunda Guerra Mundial (1939 a 1941), la exportación de petróleo crudo llegó a promediar 8 millones de barriles por año; sin embargo, a partir de 1942, la exportación empezó a caer. Las compañías petroleras extranjeras impusieron un bloqueo económico por la expropiación realizada en 1938. La producción en ese período fluctuaba entre 35 y 40 millones de barriles de petróleo anuales, lo que dejaba poco excedente. El mercado interno y externo se vio afectado por esta situación, y entraron pocas divisas. Debido a esto, Estados Unidos y México entrarían en un período de cooperación estratégica en el petróleo (Álvarez, 2006).

Con el desarrollo de nuevos pozos, la producción petrolera tendría que ser destinada al mercado interno con precios bajos para la industria. Este esquema apoyaba al modelo de sus-

titución de importaciones que implementó el gobierno desde 1944, y ayudó a la competitividad manufacturera y al crecimiento económico, ya que entre 1940 y 1950, el PIB real aumentó, en promedio, 8%; el pico llegó en ese último año, con 9.7%.

En esa época, las exportaciones de petróleo crudo aumentaron 69% con respecto a 1949, debido al conflicto en Corea, llegando a un pico de 12 millones de barriles en 1950 y 13 millones en 1951, cifras que no se volvieron a registrar hasta mediados de los años setenta (Álvarez, 2006).

Modelo estatal: apoyo a la industria nacional (1946-1958)

Durante dos períodos (1946-52 y 1952-58), Pemex dio los primeros pasos en firme hacia la integración vertical. En diciembre de 1946, un nuevo decreto reformó la estructura corporativa original de la empresa. Éste confirmaba a Pemex como una compañía de carácter público, cuyos objetivos eran: conservar los recursos petroleros, seguir atendiendo el mercado interno y exportar sólo sus excedentes, además de expandir su infraestructura; también debía contribuir al gasto público mediante el pago de impuestos (Álvarez, 2006).

Dentro del modelo de sustitución de importaciones, el gobierno tenía como fin desarrollar la industria nacional, por lo que implementó una política de precios bajos y carga fiscal. Dicha política había jugado un papel importante para que los requerimientos de energéticos en el país estuvieran completamente satisfechos, pero repercutió negativamente en la condición financiera de la empresa. La carga fiscal también era considerable; de 1952 a 1958, los impuestos pagados por Pemex equivalían a menos de la mitad de 50% de la inversión en la industria petrolera. Esto impidió que pudiera reinvertir parte de sus ingresos en la expansión de las actividades de exploración, explotación, refinación y transporte, y hubo que empezar a importar petrolíferos (Álvarez, 2006), algo similar a lo que pasó en la década de los ochenta en el sector.

Crisis de producción y exportación (1959-1973)

De 1959 a 1964, la cifra anual de producción de barriles de petróleo rondó los 100 millones. Los cambios en las políticas de exploración llevaron a una caída de las reservas probadas. En el período 1964-1970 se dio mayor impulso a la perforación exploratoria y se localizaron ricos yacimientos en el sureste de México. Sin embargo, los costos de exploración profunda (mayor a 3 mil metros) eran muy altos para Pemex (Álvarez, 2006). Por eso, con los nuevos descubrimientos (como Cantarell al final de los años setenta) se recurrió a créditos externos.

En el período de 1958 a 1970, la economía crecía a niveles de 11% (1964) y de 9.4% (1968). El petróleo mexicano ayudó a este crecimiento con mayor producción y precios bajos y competitivos.

La producción de hidrocarburos creció en una proporción de casi 60% y las reservas apenas alcanzaron un incremento de 25%. Aun así, ésta no pudo enfrentar el incremento del consumo interno, que tuvo una tasa de crecimiento anual de casi 10% entre 1960 y 1972, mientras que el de la producción fue de sólo 4.1%. Consecuentemente, Pemex recurrió a la importación de crudo para satisfacer la demanda dentro del país. Hubo problemas en las actividades de exploración, producción y refinación que, en conjunto con el incremento de la demanda interna y las complicaciones económicas derivadas de la incapacidad de la empresa para financiar con recursos propios su costosa expansión, derivaron en una crisis de autoabastecimiento que había estallado en la década de 1960 (Álvarez, 2006).

En 1966, por primera vez en su historia, Pemex dejó de exportar crudo y redujo sustancialmente las exportaciones de derivados y gas natural. Imposibilitada para cerrar la brecha comercial entre la oferta y la demanda, la empresa recurrió a la importación de crudo y productos petrolíferos en 1971. Asimismo, como síntoma de la mala situación financiera por la que atravesaba, en 1973, incrementó los precios de sus productos por primera vez para complementar sus ingresos (Álvarez, 2006).

La compañía comenzó a recobrar el camino hacia la autosuficiencia productiva a mediados del período 1970-1976, debido a que echó a andar un nuevo y ambicioso programa de perforaciones de desarrollo, que tuvo como objetivo intensificar la explotación de los mantos de Reforma (Chiapas-Tabasco), descubiertos algunos años atrás, y de la plataforma continental de Campeche.

Otros organismos que regulan la actividad petrolera en México

La Secretaría de Energía es un organismo del Ejecutivo que regula la política energética del país dentro del marco constitucional, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la nación. La actividad petrolera es manejada por medio de la Subsecretaría de Hidrocarburos (Secretaría de Energía, 2014).

La Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene como objetivo fortalecer al Estado mexicano, al consolidarse como un organismo de autoridad y autonomía técnica en la regulación, supervisión y evaluación de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (Comisión Nacional de Hidrocarburos).

Tipos de petróleo mexicano

Las políticas económicas mexicanas —en particular la fiscal— toman como referencia el precio internacional del petróleo para realizar sus pronósticos presupuestales (ingresos-gastos). Sin

embargo, en México existen tres tipos de petróleo que se comercializan interna y externamente con diferentes precios.

TABLA 4.1.
TIPOS DE PETRÓLEO MEXICANO

Istmo: Crudo ligero mexicano (33° API)
Olmeca: Crudo extra ligero mexicano (38° API)
Maya: Crudo pesado mexicano (22° API)

Fuente: www.red.pemex.com

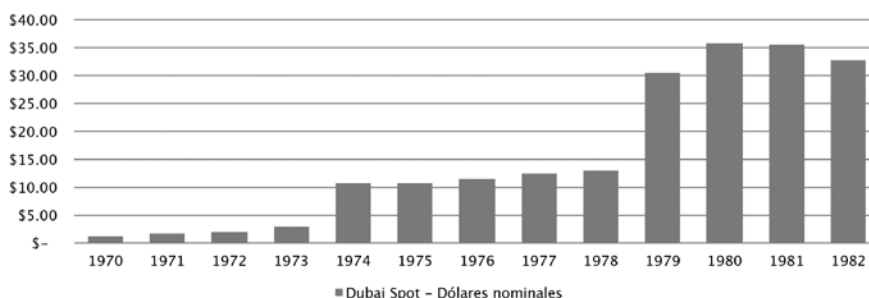
El 87% de las exportaciones petroleras son del tipo Maya; en segundo lugar se encuentra el Olmeca y, finalmente, el Istmo.

Impacto económico del modelo petrolero mexicano en los años setenta

La administración de la abundancia

El embargo petrolero de la OPEP a Occidente en el otoño de 1973, que surgió a partir de un conflicto bélico en Medio Oriente, llevó a un aumento de 5.5 veces en el precio del petróleo, es decir, pasó de niveles de alrededor de dos dólares por barril a once dólares. Esto propició una crisis energética mundial, ya que la demanda estaba en un momento altamente inelástico, tanto en la industria como a nivel de consumo general; la oferta estaba crecientemente concentrada en los países de la OPEP, por lo que se originó un problema de estanflación (recesión con inflación mundial).

GRÁFICA 4.2.
PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO (1970-1982)

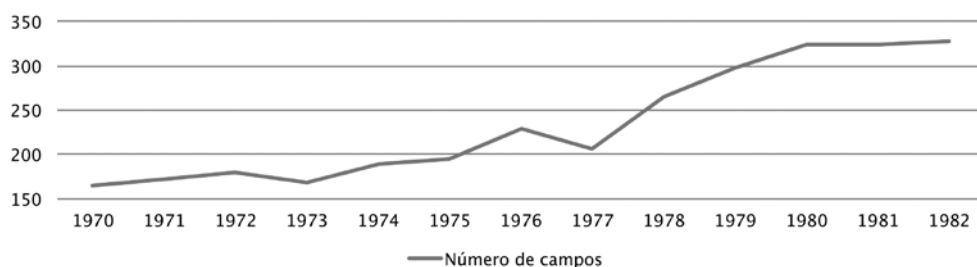


Fuente: www.oecd.org

En México, esta coyuntura internacional se presentó como una gran oportunidad, en particular en el sexenio del presidente José López Portillo (1976-1982). El entonces director de Pemex, Jorge Díaz Serrano, le propuso explorar nuevos yacimientos petroleros en el Golfo de México. Las exploraciones fueron exitosas, como se observa en las gráficas siguientes, que indican el número de campos explotados, lo cual derivó en el crecimiento del crudo extraído en miles de barriles de 1970 a 1982.

En 1971, un pescador de Campeche –Rudecindo Cantarell– informó a Pemex de la presencia de una mancha de aceite que brotaba del fondo del mar en la Sonda de Campeche, 80 kilómetros al norte de Ciudad del Carmen. En 1976, se exploró la Sonda⁴ junto con el pozo Chac No. 1, perforado en la plataforma continental del Golfo de México. Esto marcaría el principio de la explotación de uno de los yacimientos marinos *offshore* más impresionantes, jamás encontrados a nivel mundial, y al cual se le denominó Cantarell, en honor a su descubridor.

GRÁFICA 4.3.
CAMPOS EN EXPLOTACIÓN (1970-1982)



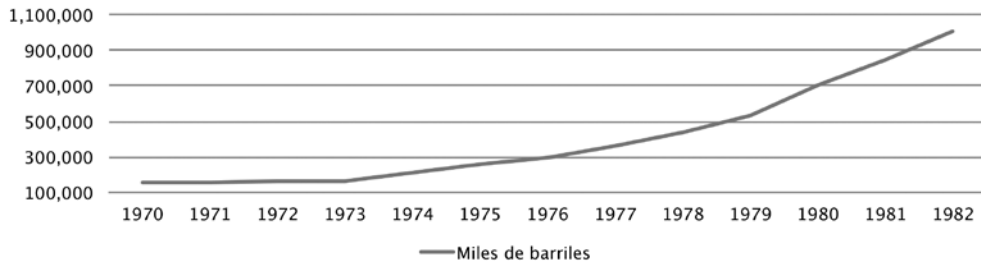
Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

A partir de 1976, estos hallazgos marinos elevan las reservas a 11 mil millones de barriles. En 1977, Cantarell empieza a mostrar su potencial, y las reservas se incrementan a 16 mil millones de barriles; para 1978, llegan a más de 40 mil millones.

En 1979, la perforación del pozo Maloob 1 confirma el descubrimiento del yacimiento Ku-Maloob-Zaap, el segundo más importante del país, después de Cantarell, y el vigésimo tercero a nivel mundial, en términos de reservas.

⁴ www.pemex.org

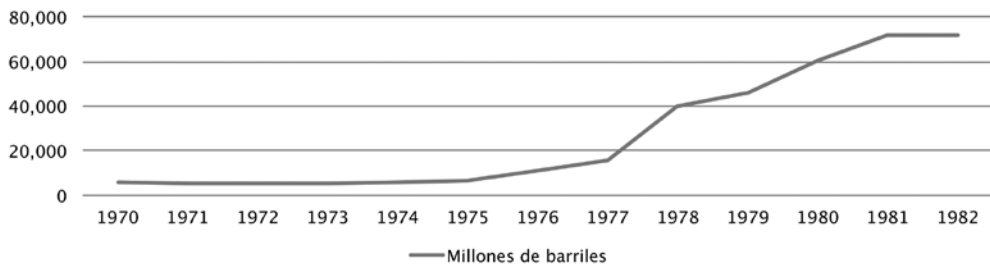
GRÁFICA 4.4.
CRUDO EXTRAÍDO (1970-1982)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Todos estos descubrimientos llevaron a que las reservas se incrementaran de manera exponencial: de 5,568 millones de barriles en 1970 a 72,008 millones en 1982.

GRÁFICA 4.5.
RESERVAS DE HIDROCARBUROS (1970-1982)

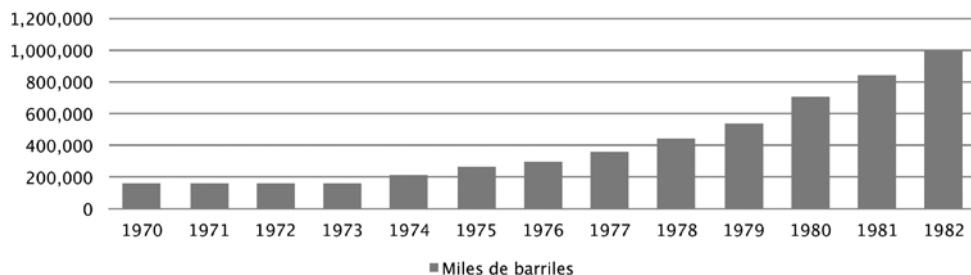


Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

A mediados de los años setenta, el país se convirtió en un importante productor y exportador de petróleo debido a sus exitosos descubrimientos en el Golfo de México.

El volumen de producción aumentó cinco veces, llegando a niveles de un millón de barriles anuales.

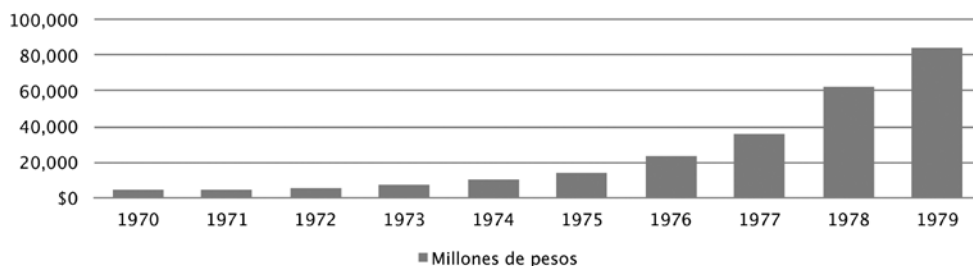
GRÁFICA 4.6.
VOLUMEN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO (1970-1982)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Al ingresar tantos recursos, la inversión fija bruta en Pemex también se incrementó, lo que llevó a mayor infraestructura en exploración, producción y comercialización. En 1976, se inauguró la refinería “Miguel Hidalgo” en Tula, Hidalgo. En 1979, se abrieron las refinerías “Héctor R. Lara Sosa”, en Cadereyta, Nuevo León, y “Antonio Dovalí Jaime”, en Salina Cruz, Oaxaca. Durante 1981, inician actividades petroquímicas, en particular operaciones en el Complejo Petroquímico La Cangrejera.

GRÁFICA 4.7.
INVERSIÓN FIJA BRUTA DE PEMEX (1970-1979)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

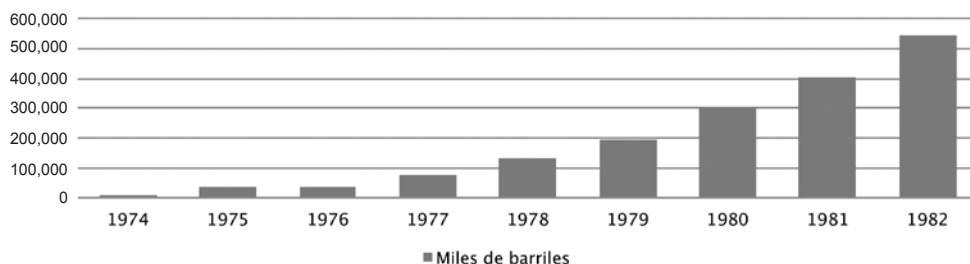
Después de haber suspendido sus ventas en el exterior en 1966, el incremento sin precedente de la producción permitió a Pemex volver a exportar en 1974. En ese año, México pasó de

importar 6 mil barriles diarios a exportar 37 mil. Para 1981, se exportaban 401 mil barriles diarios de petróleo. El país llegó a percibir 28 mil millones de dólares por concepto de exportaciones en aquel año.

A partir de la administración de Jorge Díaz Serrano, Pemex hizo de la exportación masiva el eje fundamental de su expansión. Esta nueva política de exportaciones se debía a los planes del gobierno, que consideró a las divisas generadas por el petróleo como la “palanca” que sacaría al país de la crisis económica y como “motor” del desarrollo nacional. Las actividades de exploración para acrecentar el volumen de reservas exportables se intensificaron rápidamente, pues las condiciones internacionales eran propicias para los países productores independientes, como México. Durante el primer año bajo la dirección de Díaz Serrano, Pemex incrementó en 57% las ventas al exterior, en relación con el año anterior (Álvarez, 2006).

GRÁFICA 4.8.

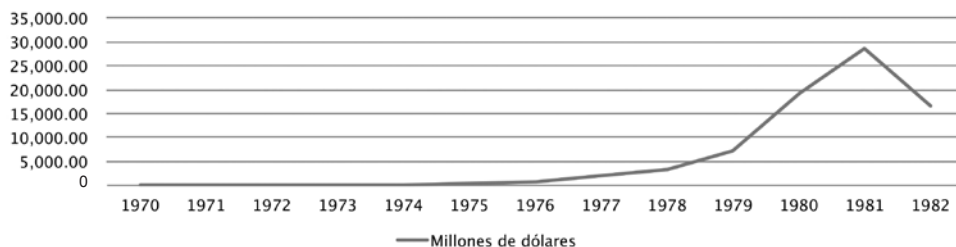
EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO (1974-1982)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

GRÁFICA 4.9.

VALOR DE LAS EXPORTACIONES PETROLERAS (1970-1982)

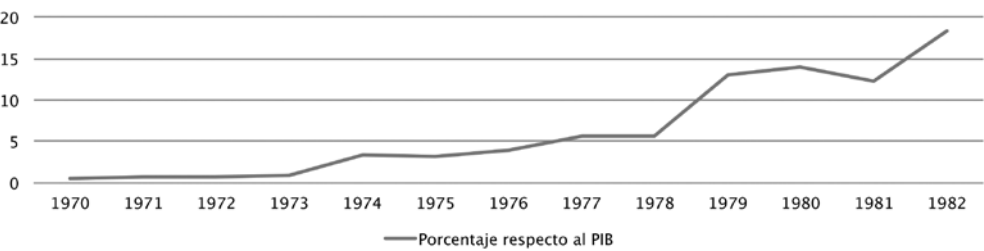


Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

De 1966 a 1974, México no exportó petróleo crudo debido a problemas en la producción.

Las rentas petroleras del período fueron muy significativas y tuvieron un impacto multiplicador en la economía mexicana, en términos de producción y consumo nacional, a través del gasto público.

GRÁFICA 4.10.
RENTAS PETROLERAS (1970-1982)



Fuente: World Data Bank.

Impacto en los componentes de la demanda agregada en los años setenta

Inversión

La inversión, tanto pública como privada⁵, creció a la par que la industria petrolera. Hubo un incremento considerable en gasto de maquinaria y equipo, principalmente de origen nacional.

TABLA 4.2.
FORMACIÓN BRUTA DE CAPITAL FIJO SEGÚN SECTOR DEMANDANTE
Y ORIGEN NACIONAL E IMPORTADO (MILLONES DE PESOS A PRECIOS DE 1970)

Año	Total	Pública	Privada	Nacional	Nacional	Importado	Importado
				Construcción	Maquinaria y equipo	Construcción	Maquinaria y equipo
1940	6,008	2,948	3,060	3,844	845	678	641
1955	24,758	7,836	16,922	13,588	3,955	6,232	984
1960	34,294	11,259	23,035	20,070	5,895	7,315	1,015

⁵ Medida con la formación bruta de capital fijo en México.

1965	52,075	19,164	32,911	27,812	10,023	12,809	1,432
1970	88,661	29,250	59,411	50,755	22,018	15,855	33
1975	132,316	54,733	77,583	71,743	36,446	23,941	187
1976	132,910	50,597	82,312	74,576	36,719	21,337	277
1977	123,987	47,212	76,774	72,608	35,945	15,200	233
1978	142,799	62,122	80,677	82,185	42,655	17,738	221
1979	171,714	72,753	98,961	92,923	49,268	29,301	222
1980	197,364	84,470	112,494	104,563	54,318	38,320	164

Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

GRÁFICA 4.11.
INVERSIÓN PÚBLICA Y PRIVADA (1970-1982)

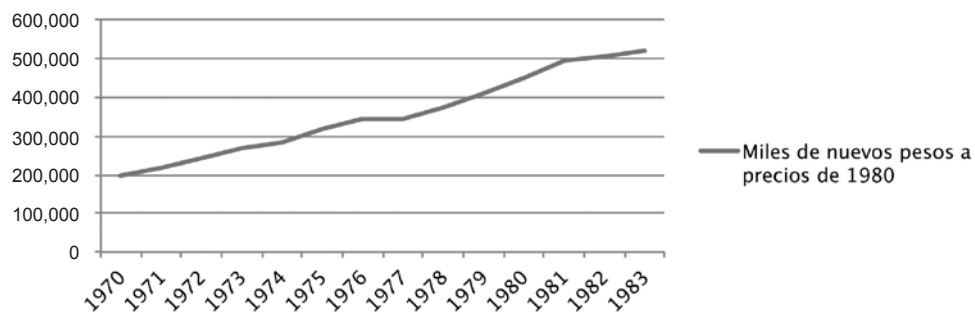


Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Consumo del gobierno

Éste comprende el gasto en sueldos, materiales y otras erogaciones para el funcionamiento corriente del sector público. Se observa un crecimiento considerable de este componente de la demanda agregada, en particular desde 1976, cuando se da el *boom* petrolero.

GRÁFICA 4.12.
CONSUMO DEL GOBIERNO (1970-1983)

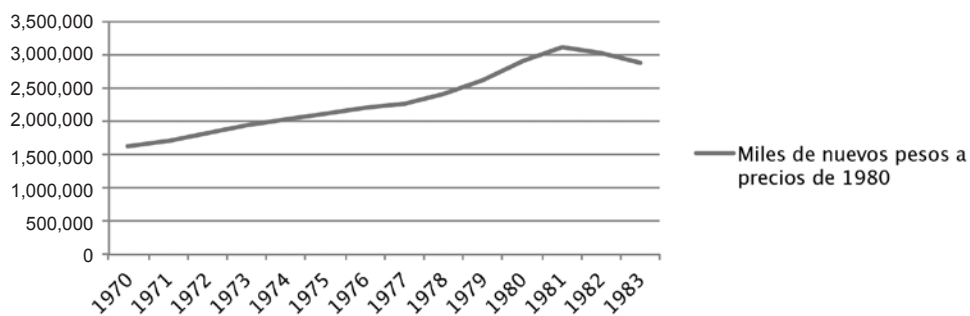


Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Consumo privado

Éste comprende más de 50% de la demanda agregada y creció exponencialmente en la época de la abundancia petrolera.

GRÁFICA 4.13.
CONSUMO PRIVADO (1970-1983)

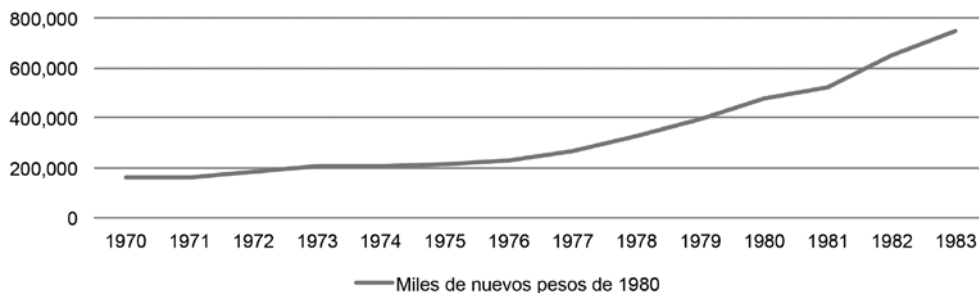


Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Exportaciones totales

En 1979, las exportaciones petroleras representaron 42.7% del total de exportaciones del país; en 1981, llegaron a 60%.

GRÁFICA 4.14.
EXPORTACIONES TOTALES (1970-1983)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Demanda agregada total

La demanda agregada total –el gasto de todos los sectores de la economía (privado, público y externo)– creció en este período gracias al impulso de sus componentes: consumo del gobierno, inversión y exportaciones totales.

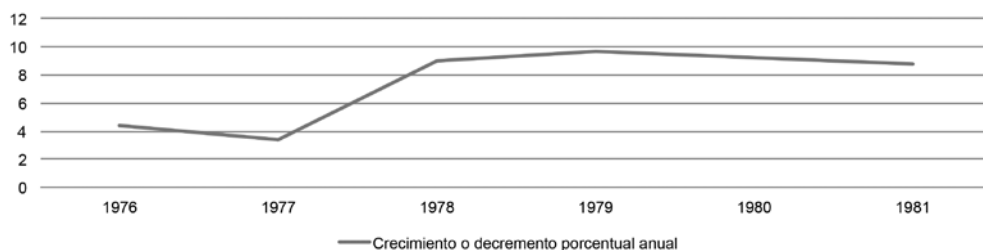
GRÁFICA 4.15.
DEMANDA AGREGADA TOTAL (1970-1983)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Por lo tanto, el impacto macroeconómico de la actividad petrolera en los componentes de la demanda agregada fue positivo, lo que generó una evolución creciente en el PIB durante el período de 1970 a 1982, llegando a más de 6% por año, en promedio.

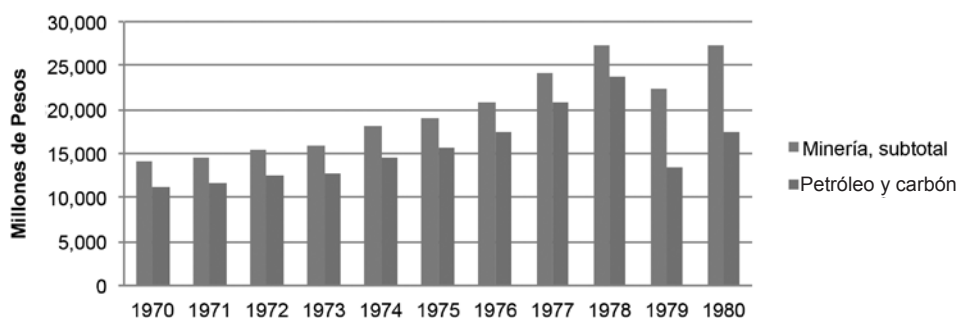
GRÁFICA 4.16.
PIB DE MÉXICO (1976-1981)



Fuente: World Data Bank.

Mayor presencia del sector petrolero en el PIB: En la década de los años setenta, México era una economía concentrada mayoritariamente en el sector servicios, pero la actividad minera, donde el petróleo y el carbón representan el 80%, tenía una participación significativa de 5%.

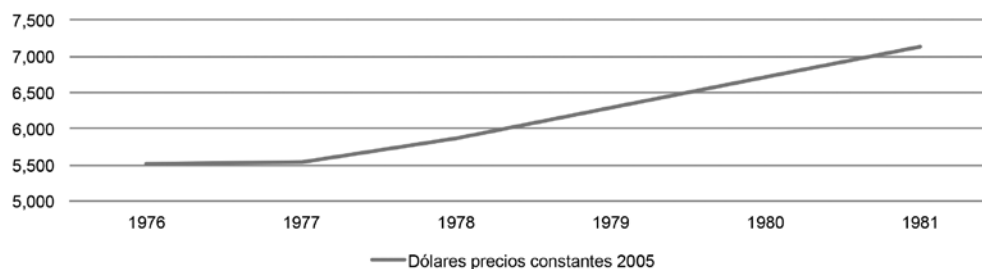
GRÁFICA 4.17.
MINERÍA SUBTOTAL: PETRÓLEO Y CARBÓN EN EL PIB (1970-1980)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

El PIB per cápita creció casi 30% a partir de 1976 hasta 1981, cuando la actividad petrolera en el país inició intensamente. México es clasificado un país de ingreso alto medio para el Banco Mundial.

GRÁFICA 4.18.
PIB PER CÁPITA DE MÉXICO (1976-1981)



Fuente: The World Bank.

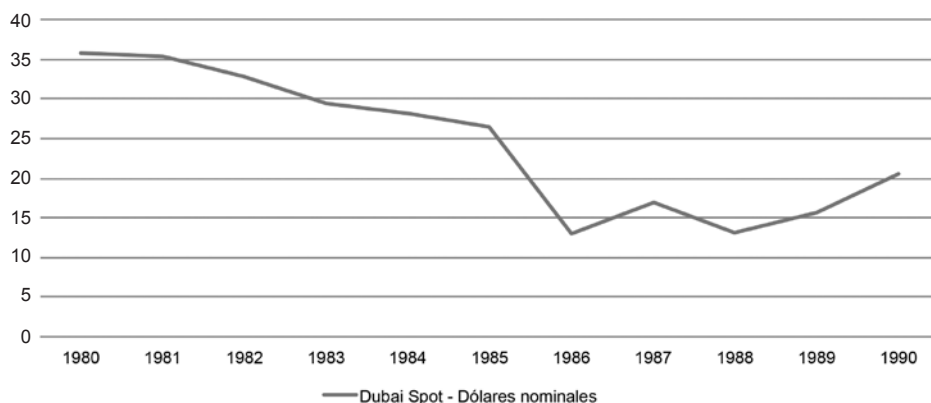
Impacto económico del modelo petrolero mexicano en los años ochenta

La década perdida: crisis de deuda

La exploración petrolera de Pemex en México se realizó con préstamos externos que se garantizaban con las exportaciones petroleras. Esto llevó a que la producción, las exportaciones y el PIB, además de la deuda, estuvieran excesivamente petrolizadas.

A principios de los años ochenta se generó un problema de sobreoferta (denominado internacionalmente como el *1980's oil glut*), por caídas en la demanda que llevaron a menores precios del petróleo (U.S. News & World Report 1980). Los altos precios del mismo, desde el conflicto de Medio Oriente en octubre de 1973 y la guerra Irán-Irak en 1979, desembocaron en disminuciones graduales de la demanda debido a menor actividad económica, medidas de conservación de energéticos y desarrollo de sustitutos del petróleo. El precio internacional llegó a un pico de 35 dólares en 1980, y fue cayendo debajo de 15 dólares el barril hasta 1987. Esto afectó considerablemente a los países productores independientes, como México.

GRÁFICA 4.19.
PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO (1980-1990)



Fuente: www.oecd.org

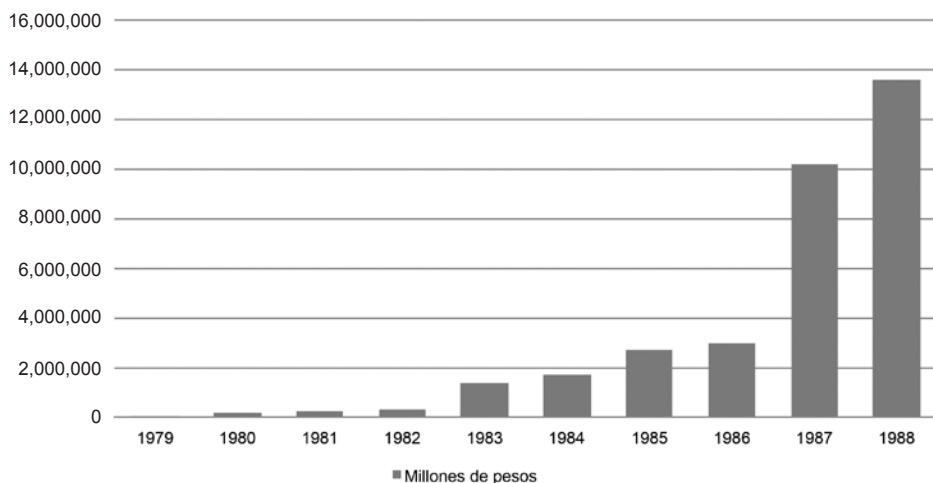
La Organización de Países Productores de Petróleo intentó contrarrestar los efectos de la depresión estableciendo precios fijos y topes de producción, pero no todos los países miembros se ajustaron a estas acciones coordinadas. Arabia Saudita, Irán e Irak siguieron produciendo y saturaron aún más el mercado. En 1980, los precios de exportación de los crudos de tipo Istmo y Maya eran de 19.2 y 16.5 dólares respectivamente; en 1986 habían descendido dramáticamente a 5.8 y 4.6 dólares (Álvarez, 2006).

Las causas económicas de este desplome se deben a que la demanda mundial de energéticos estaba muy elástica por una serie de medidas que tomaron los países consumidores con respecto al uso del automóvil, como los límites de velocidad, o el desarrollo de nuevos productos sustitutos en el hogar para el ahorro de energía. Los automóviles empezaron a operar con seis y cuatro cilindros, en comparación con los anteriores de ocho cilindros. El aumento de la oferta petrolera mundial generó un sector también más elástico. El mercado de consumidores y productores era más elástico al precio, lo que llevó a consecuencias importantes en la economía mexicana.

El presidente López Portillo sostuvo su postura de no bajar sus precios ante la coyuntura del mercado mundial, lo que indujo a una caída de las ventas mexicanas de petróleo. El país comenzó a dejar de percibir alrededor de 16,000 millones de dólares anuales. Esto, indudablemente, terminó por afectar severamente los pagos de la deuda externa mexicana, lo que derivó en una cesación de pagos en 1982.

Desde ese período, los ingresos fiscales, petroleros y otros fueron destinados a pagar servicios y capital de la deuda, lo que restringió el presupuesto de Pemex, además del desarrollo del sector y del país.

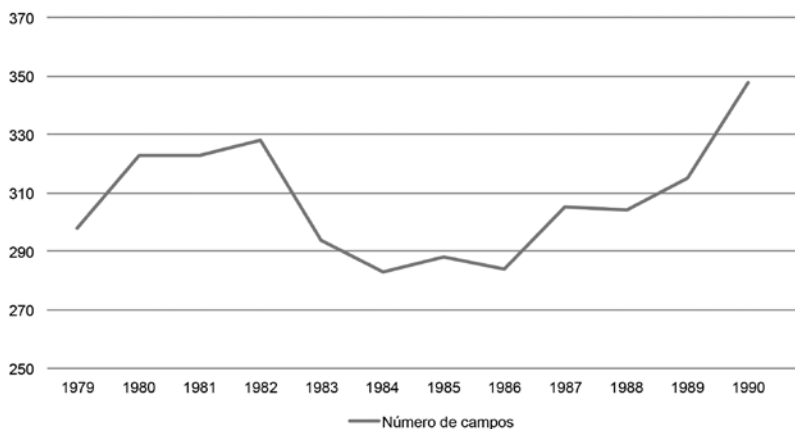
GRÁFICA 4.20.
IMPUESTOS PAGADOS POR LA INDUSTRIA PETROLERA (1979-1988)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

La exploración petrolera se vio afectada, los campos en explotación quedaron en niveles de 350, y los pozos en rangos de 4,000. La situación del mercado internacional llevó a Pemex a cambiar sus políticas de producción a partir de 1983. La empresa aplicó planes más restrictivos y cautelosos con el fin de lograr ahorros y hacer más eficiente su desempeño (Álvarez, 2006).

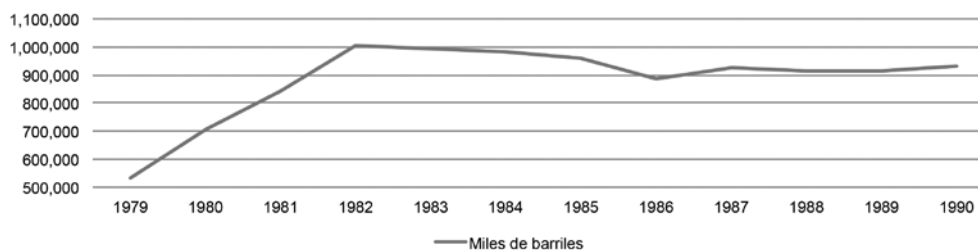
GRÁFICA 4.21.
CAMPOS EN EXPLOTACIÓN (1979-1990)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

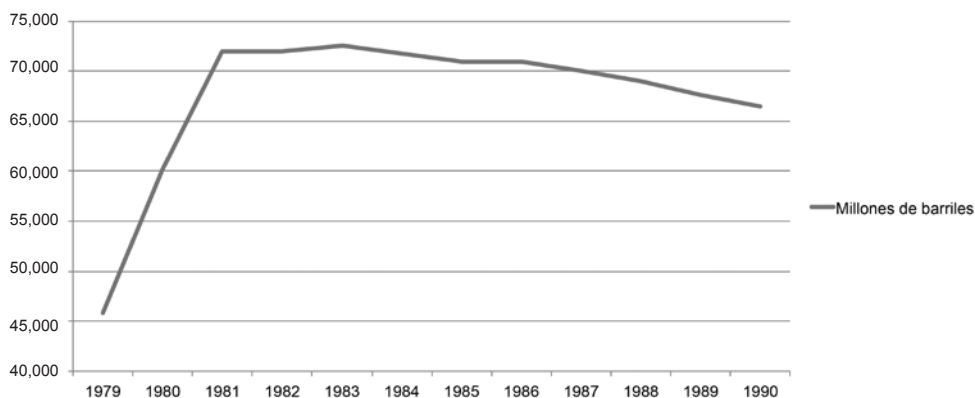
Las principales zonas de extracción continuaron dentro de las regiones de Chiapas-Tabasco y la Sonda de Campeche, con la peculiaridad de que ésta se había consolidado definitivamente como la mayor productora del país. En 1986, las 23 plataformas marinas instaladas allí por Pemex producían 64% del total (Álvarez, 2006). La extracción de crudo y las reservas de hidrocarburos también se estancaron en este período, debido a la falta de fondos destinados a la petrolera estatal.

GRÁFICA 4.22.
CRUDO EXTRAÍDO (1979-1990)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

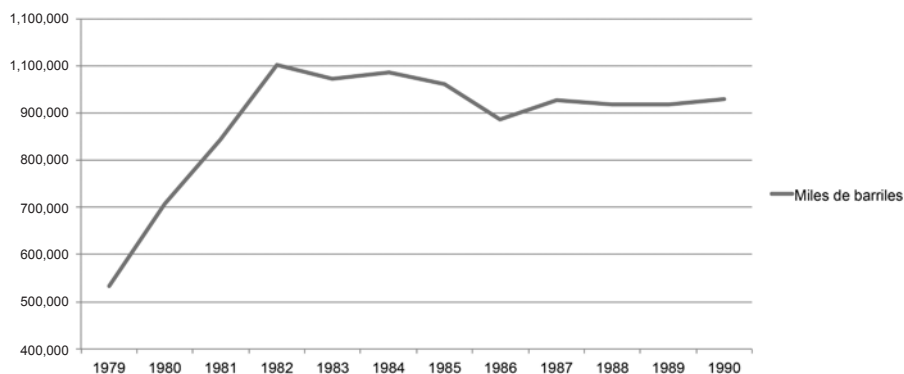
GRÁFICA 4.23.
RESERVAS DE HIDROCARBUROS (1979-1990)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Debido a este estancamiento en exploración, la producción petrolera se mantuvo por 10 años en casi los mismos niveles y, por consiguiente la producción y la exportación decayó.

GRÁFICA 4.24.
VOLUMEN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO (1979-1990)

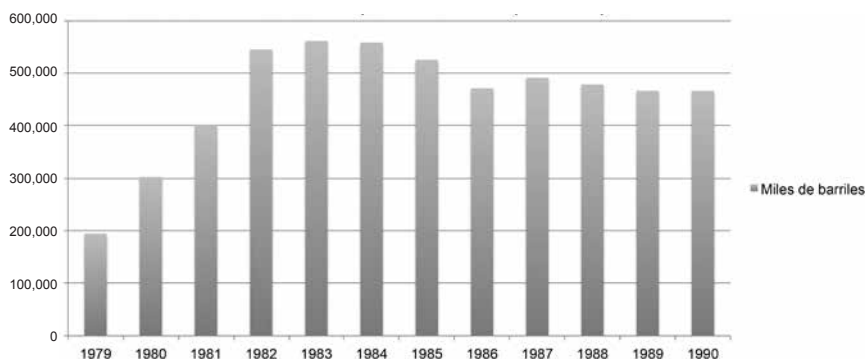


Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

A finales de 1981, aunque el gobierno integró la actividad petrolera a las necesidades del mercado interno, las exportaciones seguían siendo prioridad. Sin embargo, la caída de precios del *oil glut* afectaron las ventas al exterior (Álvarez, 2006).

Adicionalmente, debido a las caídas de campos, pozos explotados y la consecuente producción, Pemex se propuso reducir los envíos de petróleo al exterior como parte de una estrategia más cuidadosa que contempló precios fijos y topes de exportación, pero la sobreoferta en el mercado internacional la hizo disminuir las exportaciones por debajo de las expectativas. En 1986, el volumen anual de crudo exportado descendió a 470 millones de barriles, una reducción de 12.5% con respecto a 1983, año en que Pemex había alcanzado el nivel de exportaciones más alto hasta entonces (Álvarez, 2006).

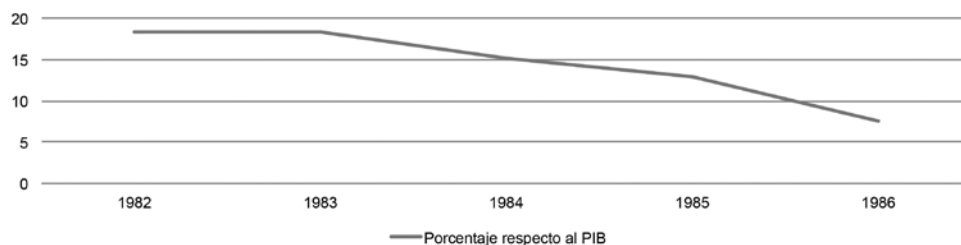
GRÁFICA 4.25.
EXPORTACIÓN DE CRUDO (1979-1990)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

La caída internacional de precios del petróleo en 1981 y las subsecuentes reducciones en exportaciones e ingresos mermaron las rentas petroleras. Aunque se disminuyó la participación del petróleo en las exportaciones, permaneció la contribución de la renta petrolera al presupuesto gubernamental. Esto implicó el cobro de derechos de hasta 80 o 90% a Pemex. Este flujo de recursos generó una caída en la inversión en infraestructura de Pemex, lo que creó un atraso en los procesos de exploración, refinación y comercialización. Limitar la inversión fue una decisión económica para recuperar ingresos para las finanzas públicas. El punto de quiebre fue cuando Pemex se volvió insuficiente para mantener producción y exportaciones petroleras por la carga tributaria.

GRÁFICA 4.26.
RENTAS PETROLERAS (1982-1986)



Fuente: World Data Bank. www.worldbank.org

El impacto en los componentes de la demanda agregada

La enfermedad holandesa se manifestó porque la economía mexicana, altamente petrolizada (60% de las exportaciones totales en 1981), descuidó a los sectores manufactureros tradicionales. La caída de las rentas petroleras y la crisis de la deuda complementaron el panorama desolador. La actividad económica se vio integralmente afectada y se dio una caída en los componentes de la demanda agregada, el PIB y el PIB per cápita.

Inversión

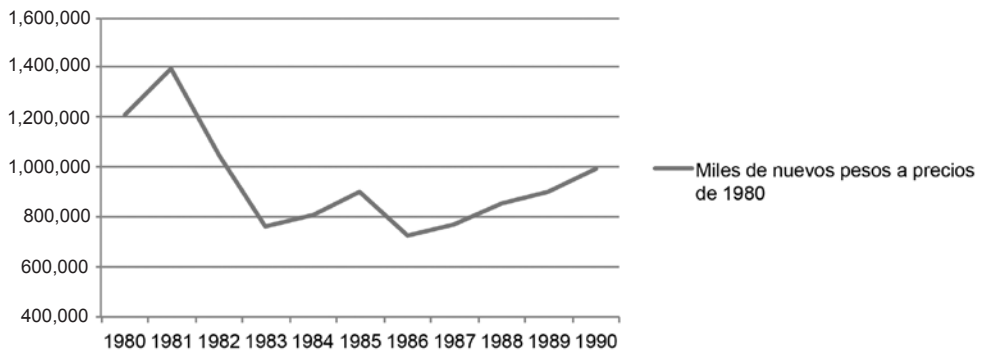
La inversión, tanto pública como privada, cayó considerablemente en este período de la década pérdida.

TABLA 4.3.
FORMACIÓN BRUTA DE CAPITAL FIJO SEGÚN SECTOR DEMANDANTE
Y ORIGEN NACIONAL E IMPORTADO (A PRECIOS DE 1980)

<i>Año</i>	<i>Total</i>	<i>Pública</i>	<i>Privada</i>	<i>Nacional</i>	<i>Nacional</i>
				<i>Construcción</i>	<i>Maquinaria y equipo</i>
1980	1,106,758	476,385	630,373	621,038	260,790
1981	1,286,376	583,375	703,001	706,701	293,432
1982	1,070,371	473,538	596,833	661,191	248,316
1983	767,667	302,969	464,698	512,462	178,199
1984	817,006	315,407	501,599	532,515	197,752
1985	881,160	318,209	562,951	551,736	227,893
1986	777,198	272,901	504,297	496,869	188,281
1987	776,246	234,454	536,792	506,344	186,534
1988	821,117	229,343	591,774	500,021	206,932
1989	873,599	237,542	636,057	515,890	228,424
1990	988,265	267,798	720,467	553,433	264,059

Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

GRÁFICA 4.27.
INVERSIÓN PRIVADA Y PÚBLICA (1980-1990)

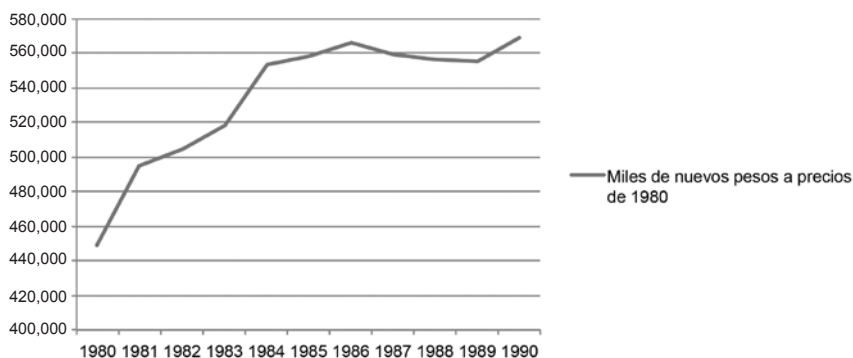


Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Consumo del gobierno. Gasto público corriente

El gasto corriente del gobierno aumentó en la década, principalmente el pago de intereses de la deuda pública.

GRÁFICA 4.28.
CONSUMO DEL GOBIERNO (1980-1990)

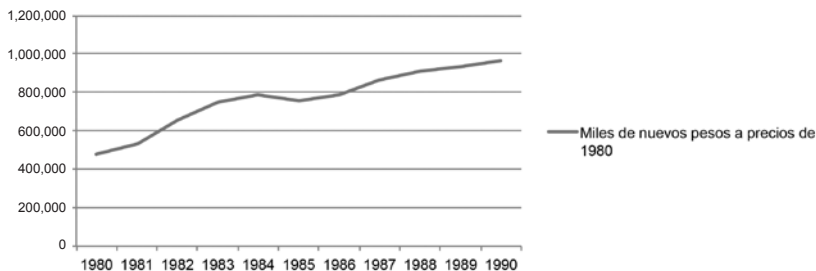


Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Exportaciones totales

La caída de las exportaciones petroleras afectó a las totales hasta mediados de la década de los ochenta. Las exportaciones a partir de 1985 sólo representaban 19% del total. México decidió ya no depender de la actividad petrolera para no caer nuevamente en la enfermedad holandesa, cuando en 1986 se adhirió al Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT), y empezó a diversificar sus exportaciones.

GRÁFICA 4.29.
EXPORTACIONES TOTALES (1980-1990)

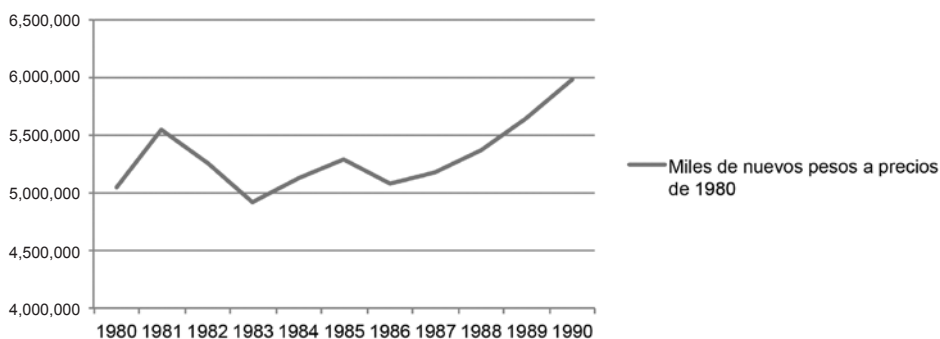


Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Demanda agregada total

La demanda agregada se vio afectada en este período por la caída de las inversiones, del gasto del gobierno y de las exportaciones en la primera mitad de la década. Dado los cambios estructurales de la economía mexicana al ingresar al GATT y diversificar el contenido de sus ventas al exterior, la demanda agregada se fue recuperando a fines de los años ochenta.

GRÁFICA 4.30.
DEMANDA AGREGADA (1980-1990)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

La segunda crisis petrolera se manifestó en 1986, cuando los precios cayeron considerablemente por el aumento de la producción en Arabia Saudita.

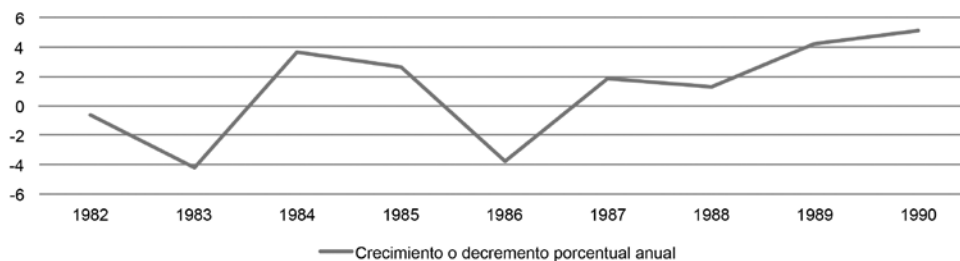
Desde ese momento, México llevó a cabo profundas reformas estructurales para revertir la enfermedad holandesa, lo cual generó diversificación en el sector exportador, redujo el peso de las ventas petroleras y amplió la oferta con mayores exportaciones manufactureras, las cuales representan actualmente más de 50% de las exportaciones totales.

En 1986, México se adhirió al General Agreement on Tariffs and Trade (GATT) y, posteriormente, firmó el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), que entró en operación el 1 de enero de 1994, con el fin de diversificar la producción, exportación e inversión manufacturera a sectores no petroleros. Esto llevó a que las exportaciones petroleras, que representaban 61.6% de las mismas en 1980, llegaran a ser apenas 7.3% en el año 2000.

Se realizaron importantes reformas a la inversión extranjera para permitir la entrada de empresas a sectores estratégicos como el automotriz, que actualmente se ha convertido en el más importante a nivel de exportaciones del país. Esto permitió corregir una parte de la enfermedad holandesa, al tener México un sector manufacturero exportador más diversificado.

La evolución del PIB en el período refleja las caídas de inversión y gasto público en la primera mitad de la década. Posteriormente, se ve una recuperación por las nuevas medidas para generar una diversificación productora y exportadora.

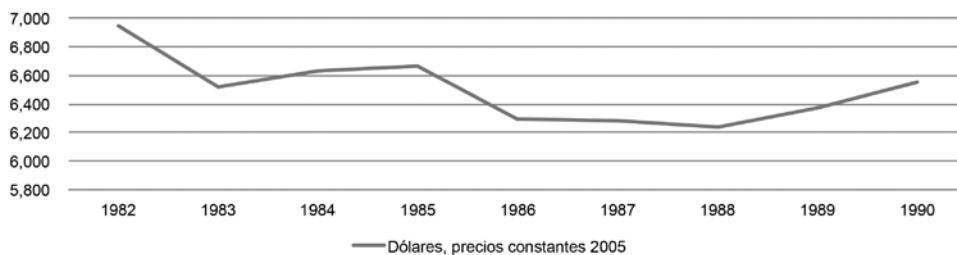
GRÁFICA 4.31.
PIB DE MÉXICO (1982-1990)



Fuente: World Data Bank.

El PIB per cápita regresó a niveles de los años setenta, aunque empieza a recuperarse a finales de la década.

GRÁFICA 4.32.
PIB PER CÁPITA DE MÉXICO (1982-1990)



Fuente: World Data Bank.

Década de los noventa: diversificación productiva y exportadora

En los años noventa se empiezan a reflejar los resultados de las políticas internas y externas orientadas a reducir la dependencia económica del país en la producción y exportación petrolera. La apertura económica hacia el exterior, diversificó la actividad productiva y exportadora del país hacia sectores manufactureros no petroleros. Por lo tanto, la inversión privada nacional y las exportaciones estaban centradas en actividades productivas innovadoras

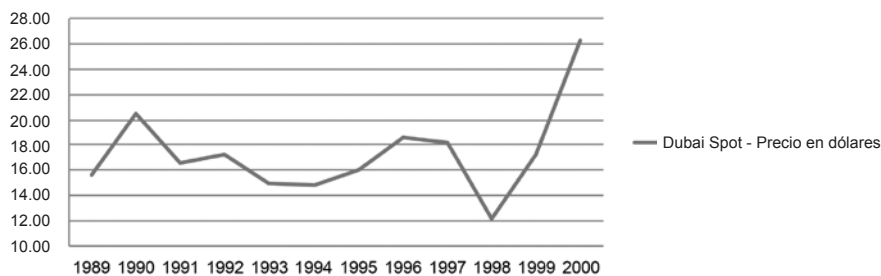
como la industria automotriz, alimentos-bebidas y tabaco (cerveza y panadería en particular), y la construcción (cemento, por ejemplo).

Sin embargo, el gasto gubernamental (inversión pública en maquinaria y equipo y gasto corriente) todavía era altamente dependiente de los ingresos petroleros. Más de 30% de la recaudación fiscal dependía de los flujos monetarios externos de hidrocarburos; por lo tanto, la situación petrolera internacional todavía tenía un peso considerable sobre el gasto e inversión pública de la demanda agregada nacional. El panorama petrolero mundial en la década de los noventa fue muy fluctuante, lo que impactó en las exportaciones petroleras mexicanas y el ingreso de divisas.

En la década de los noventa ocurrieron dos eventos que tuvieron impactos considerables en el precio internacional del petróleo, tanto en la demanda, como en la oferta petrolera. El primero se suscitó a principios de dicho período, cuando el mercado petrolero se vio envuelto en la Primer Guerra del Golfo, iniciada por la invasión de Kuwait por parte de Iraq, en agosto de 1990, a la que también se le denominó crisis petrolera de 1990. El conflicto duró nueve meses y tuvo un impacto menor que las crisis petroleras de 1973 y 1979-1980. El precio subió de niveles de 15.68 en 1989, a 20.50 dólares el barril en 1990, un incremento de 31%. Sin embargo, aumentó de 17 dólares en julio a 36 en octubre. La victoria de Estados Unidos y sus aliados en el conflicto tranquilizó a los mercados sobre las perspectivas de oferta disponible, y los precios comenzaron a descender. De hecho, el más bajo se dio en 1994 y llegó a niveles de 1973 (WRTG Economics-1996-2011).

GRÁFICA 4.33.

PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO (1989-2000)



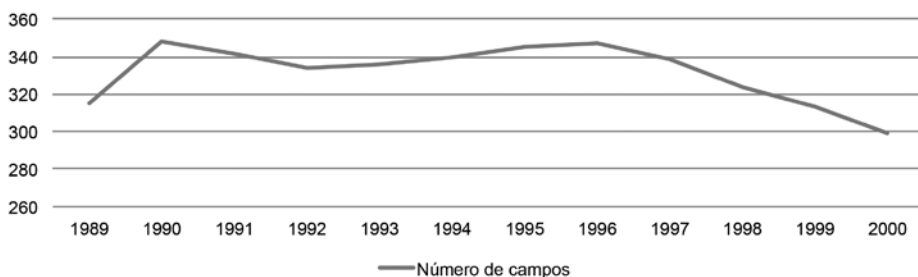
Fuente: www.oecd.org

Desde 1991 a 1997 la economía mundial estaba en expansión considerable, lo que llevó a que la demanda mundial aumentara a 6.2 millones de barriles diarios. En esta etapa, el consumo asiático, que representaba el 95% de la cifra anterior, contribuyó a la recuperación de los precios. Caídas en la producción rusa también impactaron al mercado (WRTG Economics 1996-2011).

El segundo evento importante fue la crisis financiera asiática de 1997, que inició con la devaluación del Baht cuando Tailandia se quedó sin reservas internacionales. Muchos países del sudeste asiático, como Indonesia, Corea del Sur, Hong Kong, Malasia, Laos, Filipinas, Taiwán, Singapur, Brunei y Vietnam, se vieron afectados. Se dio una caída de la demanda mundial de bienes y un colapso de varias bolsas de valores en el mundo.

Estas fluctuaciones del precio del petróleo internacional afectaron los ciclos de exploración, producción y exportación, del petróleo mexicano. Es importante destacar que la reserva de hidrocarburos cayó significativamente.

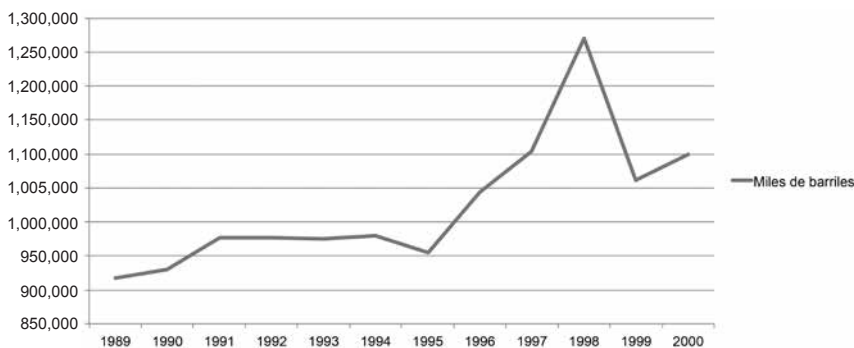
GRÁFICA 4.34.
CAMPOS EN EXPLOTACIÓN (1989-2000)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

El petróleo crudo extraído se mantuvo estancado entre 1989 y 1995; tuvo un pico importante en 1996, pero después de las crisis financieras internacionales asiáticas y rusas cayó la producción, para recuperarse levemente al final del siglo.

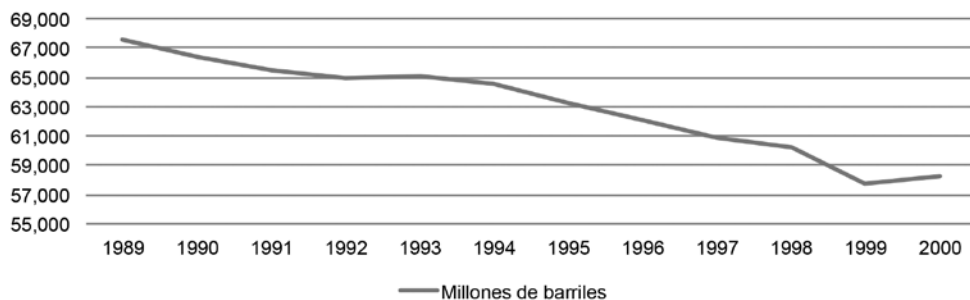
GRÁFICA 4.35.
PETRÓLEO CRUDO EXTRAÍDO (1989-2000)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Las reservas de hidrocarburos cayeron significativamente hacia el final de la década.

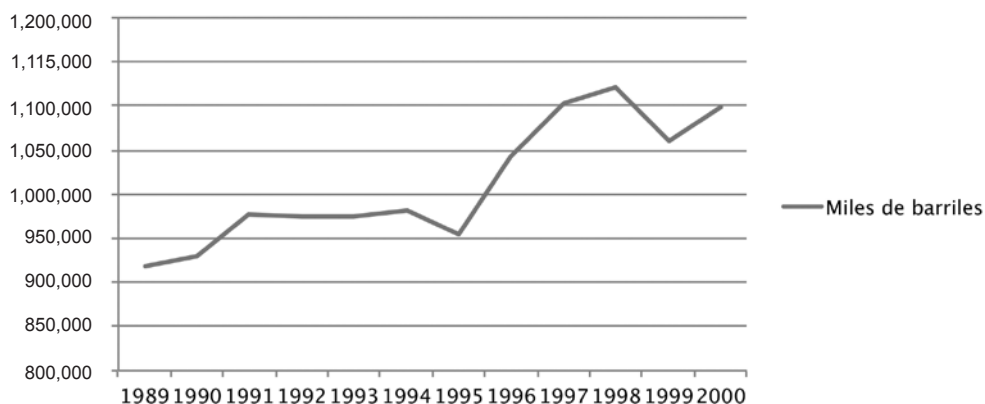
GRÁFICA 4.36.
RESERVAS DE HIDROCARBUROS (1989-2000)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

La producción petrolera mexicana sufrió fluctuaciones considerables durante la década de los noventa, debido a los eventos internacionales que estaban afectando al precio internacional del petróleo.

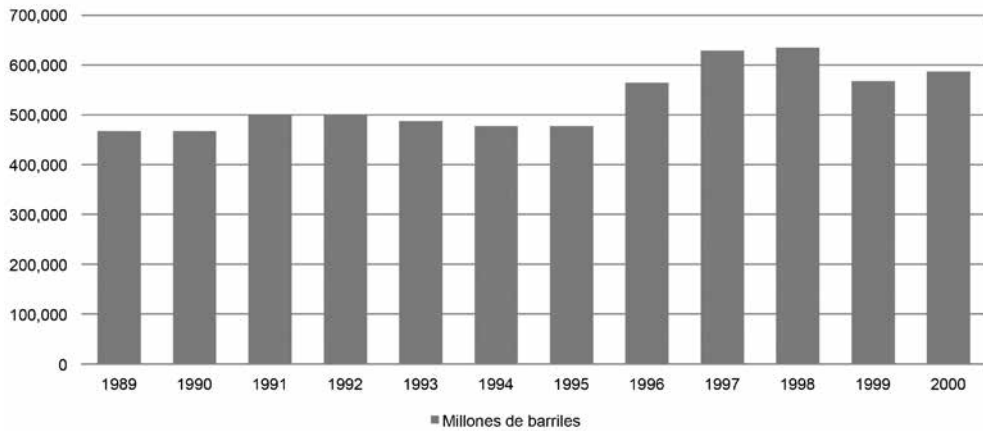
GRÁFICA 4.37.
VOLUMEN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO (1989-2000)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

En este contexto, las exportaciones petroleras siguieron la tendencia de los precios internacionales y la producción nacional.

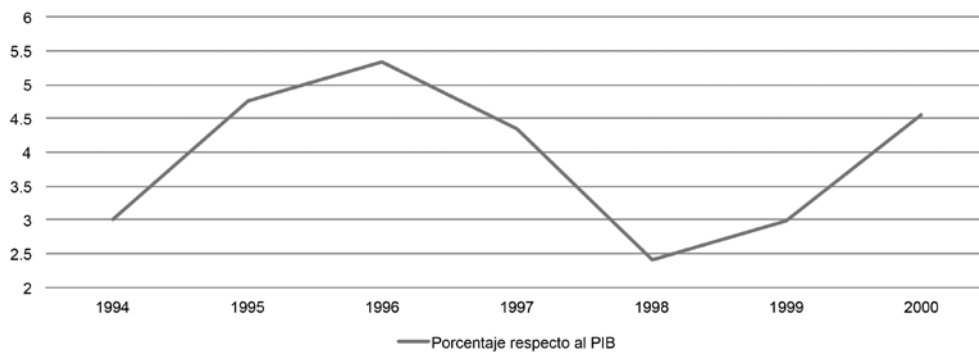
GRÁFICA 4.38.
EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO (1989-2000)



Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Las rentas petroleras se vieron seriamente afectadas, y esto afectó la contribución de Pemex al erario público.

GRÁFICA 4.39.
RENTAS PETROLERAS DE MÉXICO (1994-2000)



Fuente: World Data Bank.

El impacto en los componentes de la demanda agregada

Inversión

La inversión pública y privada creció en este período, pero la segunda tuvo mayor dinamismo y fuerza. Su participación en la inversión total fluctuó entre 70% y 80%. Esto se debe a un cambio de ideología económica en los años noventa: las autoridades mexicanas decidieron reducir la participación económica del gobierno en la economía y fomentar más la privada, a través de una serie de medidas externas e internas. En las cifras de 1995 se observa el impacto de la crisis económica generada a fines de 1994, cuando el peso se devaluó un 100%, y se detonó una severa caída del sector financiero, en particular de los créditos bancarios.

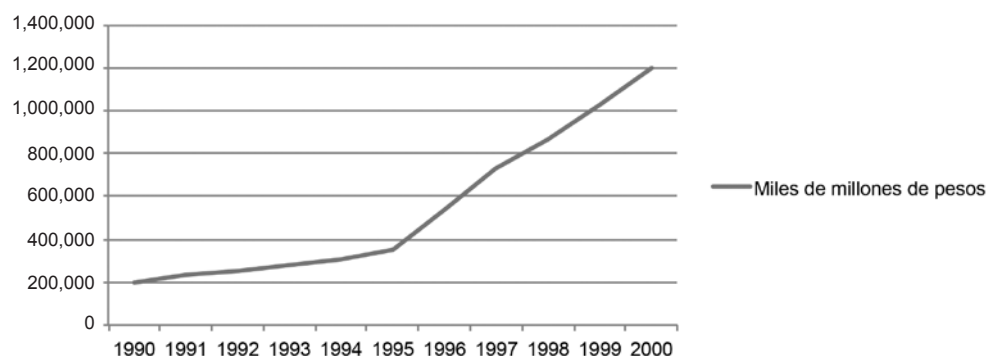
TABLA 4.4.
FORMACIÓN BRUTA DE CAPITAL FIJO POR SECTORES (1990-2000).
MILLONES DE PESOS A PRECIOS DE 1993

<i>Año</i>	<i>Total</i>	<i>Pública</i>	<i>Privada</i>
1990	194,455	48,404	146,051
1991	215,833	48,676	167,157
1992	239,227	47,071	192,155
1993	233,179	47,263	185,915
1994	252,745	48,635	204,109
1995	179,442	44,580	134,861
1996	208,860	37,991	170,868
1997	252,797	41,837	210,960
1998	278,787	38,713	240,074
1999	300,278	42,862	257,416
2000	334,383	53,673	280,710

Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Gasto del gobierno

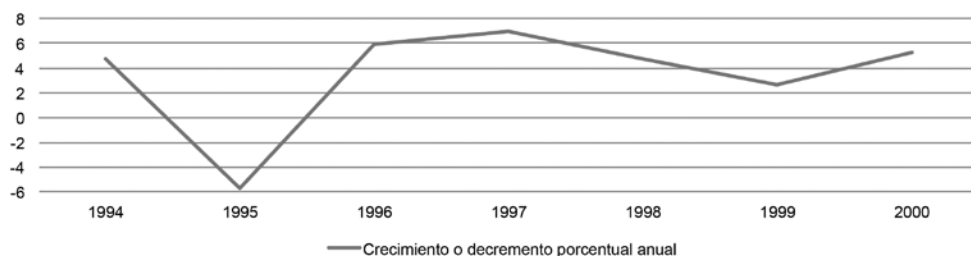
GRÁFICA 4.40.
GASTO DEL SECTOR PÚBLICO (1990-2000)



Nota: Gasto público: incluye Gobierno Federal y sector paraestatal controlado presupuestalmente.
Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

El PIB mexicano, aunque ya más diversificado en la ponderación de sus sectores agropecuarios, industriales y de servicios, se vio levemente afectado por la evolución de la industria petrolera. Sin embargo, el principal causante de la caída del PIB fue la crisis económica de 1994, denominada “Efecto Tequila”. La caída de la economía fue generada por una combinación de impactos devaluatorios con insolvencias bancarias. La recuperación a partir de 1995 fue alentada por las políticas comerciales tomadas en el sexenio anterior, principalmente la adhesión al GATT, y la firma del TLCAN. Estos dos acuerdos ayudaron a México a reducir la dependencia del PIB de la evolución de la producción y exportación petrolera.

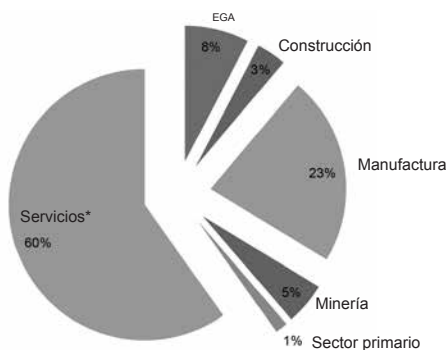
GRÁFICA 4.41.
PIB DE MÉXICO (1994-2000)



Fuente: World Data Bank.

Se puede observar en las siguientes gráficas cómo el PIB mexicano redujo su participación en el sector minero-petrolero y diversificó su producción en diferentes sectores.

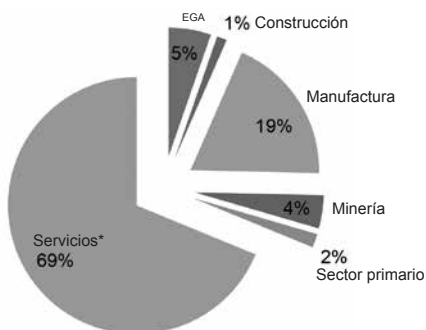
GRÁFICA 4.42.
COMPOSICIÓN SECTORIAL DEL PIB (1990)



* Servicios: comercio, transporte, servicios financieros, servicios comunales.

Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

GRÁFICA 4.43.
COMPOSICIÓN SECTORIAL DEL PIB (2000)

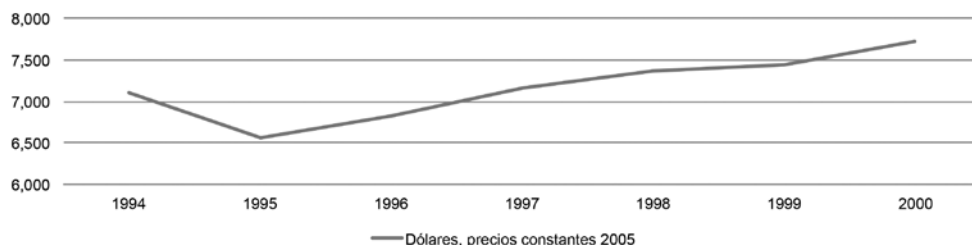


* Servicios: comercio, transporte, servicios financieros, servicios comunales.

Fuente: Estadísticas históricas de México, INEGI, 2009.

Las medidas económicas externas e internas que se tomaron a fines de los años ochenta y principios de los noventa, tuvieron un impacto positivo en el PIB y en el PIB per cápita. A partir de 1995, la diversificación productiva y exportadora ayudó a salir de la crisis económica de finales de 1994.

GRÁFICA 4.44.
PIB PER CÁPITA DE MÉXICO (1994-2000)



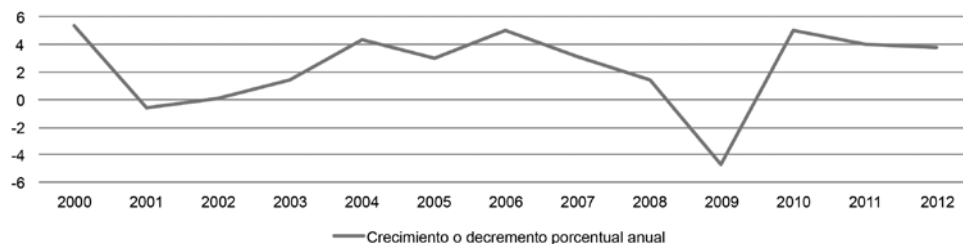
Fuente: World Data Bank.

Situación actual de la economía y el petróleo en México: siglo XXI. ¿Se necesita un nuevo modelo petrolero?

México inicia el nuevo siglo con una economía globalizada y diversificada. Las exportaciones de automóviles dominan el sector externo. La actividad petrolera contribuyó a la economía mexicana a través de los altos ingresos de divisas que llegaron al país, debido a los altos precios del petróleo que se registraron a fines de la década del primer siglo. Estos flujos monetarios externos ayudaron a reactivar el gasto público y la inversión productiva. Sin embargo, la producción y las exportaciones petroleras se han visto afectadas por problemas estructurales.

La primera década registró eventos políticos y económicos preponderantes que afectaron al crecimiento mundial y mexicano. En particular, la actividad económica mexicana fluctuó por el efecto de dos crisis económicas: la recesión de 2001 en Estados Unidos y la Gran Recesión Mundial de 2009. La primera llevó al PIB a territorio negativo, y la segunda a una caída de 6.7%.

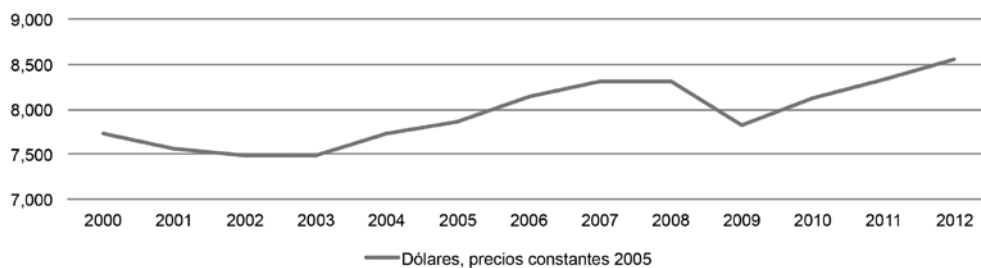
GRÁFICA 4.45.
PIB DE MÉXICO (2000-2012)



Fuente: World Data Bank.

El PIB per cápita siguió la evolución del PIB, afectado por las recesiones mundiales.

GRÁFICA 4.46.
PIB PER CÁPITA DE MÉXICO (2000-2012)

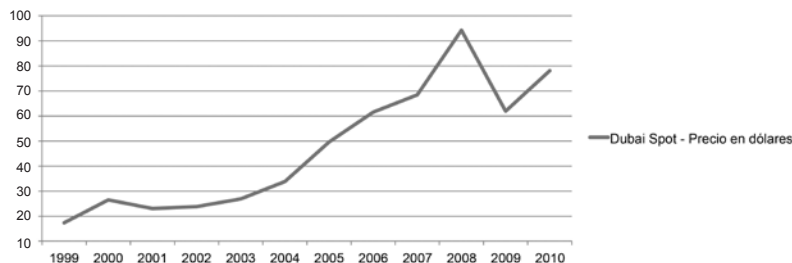


Fuente: World Data Bank.

En el mercado petrolero mundial hubo muchos cambios en niveles de oferta y de demanda. Desde fines de 1999 la OPEP había reducido su producción, lo que llevó a un alza de precios de 25 dólares el barril. En septiembre 11 de 2001, un ataque destruyó los edificios denominados Torres Gemelas, en Nueva York. Esto detonó, en marzo de 2003, una actividad militar masiva de Estados Unidos en Medio Oriente, afectando a países productores claves de la OPEP, como Irak. Los niveles de inventarios mundiales estaban bajos, hubo una pérdida de producción de Irak y Venezuela, y la demanda energética de Estados Unidos y Asia estaba en aumento (WTRG Economics 1996-2011).

Esta baja de capacidad excedente petrolera llevó a precios de entre 40 y 50 dólares el barril. Otros factores que contribuyeron al aumento de los precios del petróleo fueron: un dólar débil; el crecimiento acelerado de las economías asiáticas y su consumo de petróleo; los huracanes y problemas de refinación en Estados Unidos, como cambios tecnológicos en la gasolina. Al principio de la Gran Recesión de 2008-2009, los precios del petróleo aumentaron considerablemente; la especulación en los mercados de futuro del petróleo fue excepcional. El 3 de julio de 2008 en la bolsa de transacción de materias primas y petróleo (NYMEX-New York Mercantile Exchange) el precio cerró en 142.59 dólares. Ante el peligro de la recesión y la caída de la demanda internacional, llegó a 40 dólares en diciembre de 2008 (WTRG Economics 1996-2011).

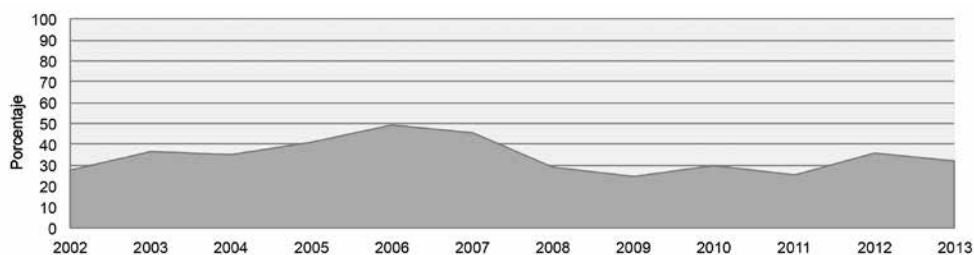
Las reducciones en la oferta de la OPEP a principios de 2009 y la fuerte demanda de Asia incrementaron los precios. En febrero de 2011, los precios subieron por la pérdida de las exportaciones de Libia debido a la guerra en ese país. Preocupaciones por interrupciones debido a problemas políticos en Medio Oriente y en el Norte de África mantienen altos los precios del petróleo hasta hoy (WTRG Economics 1996-2011).

GRÁFICA 4.47.**PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO (1999-2010)**Fuente: www.oecd.org

A pesar de estos altos precios, a fines de la primera década del siglo, la actividad petrolera se ha visto gravemente afectada por agotamiento de campos y pozos petroleros, caídas en producción y disminución de exportaciones.

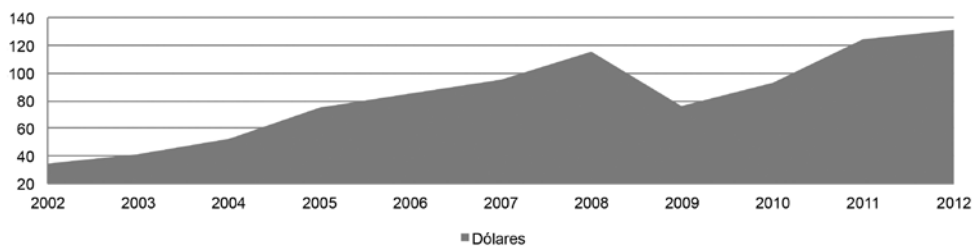
La situación actual en el sector petrolero mexicano nos lleva a cuestionar si es necesario un cambio de modelo en el sector. Hoy es muy difícil que un país pueda cubrir todas las necesidades de la cadena productiva petrolera, en particular en el área de exploración. Se han realizado avances tecnológicos considerables, y muchos países se han especializado en varias etapas de exploración. A pesar de importantes esfuerzos de Pemex en exploración, producción y comercialización, en los últimos años se han presentado dos fenómenos que han afectado la actividad petrolera y su potencial futuro en el país.

1. La excesiva carga impositiva que sufre Pemex forma parte de un ingreso sustancial del presupuesto público que, aunque ha beneficiado al país en diferentes categorías de las erogaciones del gobierno —como educación, salud e infraestructura—, ha afectado a la empresa en su capacidad de inversión tecnológica y de modernización en toda su cadena productiva.

GRÁFICA 4.48.**INGRESOS PETROLEROS DEL GOBIERNO DEL TOTAL DE INGRESOS (2002-2013)**Fuente: www.pemex.org

2. En los últimos años, los pozos petroleros se han venido agotando, principalmente el de Cantarell, lo que ha afectado significativamente los volúmenes de producción y exportación. Los altos precios internacionales en años recientes han permitido contrarrestar el problema de caídas en el volumen de producción, pero la caída de Cantarell implica reconocer que hay una dificultad coyuntural y estructural en la actividad petrolera. Estas caídas en producción también han afectado la capacidad de refinación, llevando a que México alcance casi 40% de las importaciones petroleras en gasolinas, lo que, a su vez, afecta la balanza comercial en materia energética. Al mismo tiempo, estos altos precios de combustibles afectan a todas las cadenas productivas, al PIB, y a la inflación.

GRÁFICA 4.49.
PRECIO DE LA GASOLINA (2002-2012)



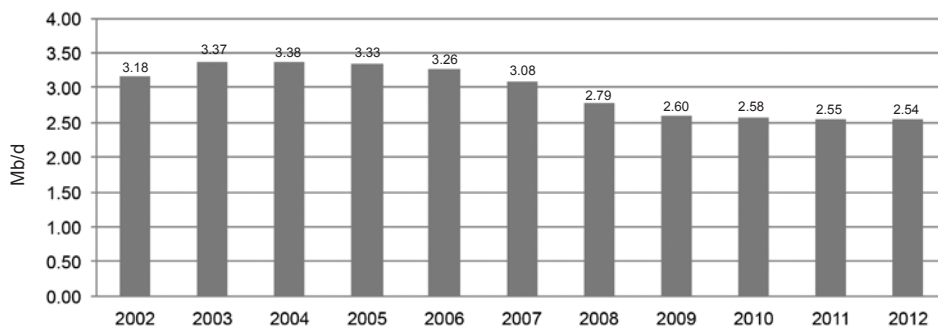
Fuente: www.pemex.org

En 2011, México era el quinto productor de petróleo crudo en el mundo y el tercero más grande en el hemisferio occidental. Pemex es la onceava compañía petrolera más grande del mundo. Es una empresa fuertemente integrada a nivel mundial. Sin embargo, la producción ha decrecido en los últimos años debido a las caídas en la producción del campo Cantarell, lo que ha llevado al país a ser el noveno productor mundial.

El sector petrolero sigue siendo un componente importante de la economía mexicana, aunque ya no es un mono-exportador como en los años ochenta. En 2010, la industria petrolera todavía generaba 14% de los ingresos provenientes de exportaciones del país. Las ganancias financian el gasto público; 32% de los ingresos totales del país provienen de impuestos y pagos de derechos directos de Pemex.

La industria del crudo se ha reducido continuamente desde 2005. Aunque la producción de gas se ha elevado, ésta no compensa en términos de valor ni de renta petrolera la caída en la producción de petróleo. La producción máxima de crudo de Pemex se alcanzó en 2004 con 3.383 millones de barriles diarios. A partir de ese momento, se ha registrado una constante disminución. Desde el punto máximo se han dejado de producir más de 300 mil diarios. En 2007, la producción de crudo fue de 3.082 millones de barriles diarios, lo que la ubicaba en el tercer lugar mundial, aunque en años posteriores se presenció una significativa y preocupante caída.

GRÁFICA 4.50.
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO (2002-2012)

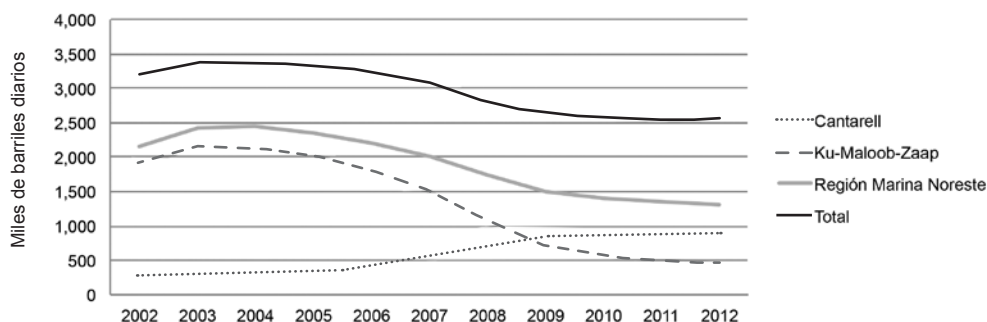


Fuente: www.pemex.org

Desde 1997 la producción de crudo de Pemex ha provenido, en buena medida, de la explotación de Cantarell. En ese año se realizó un proyecto importante diseñado para optimizar la explotación del yacimiento. En 2004 alcanzó su máximo de 2.12 millones de barriles diarios. A partir de 2005 inició su proceso de declinación natural a tasas crecientes, como ocurre en todos los yacimientos a nivel mundial una vez que alcanzan su etapa de madurez. Entre 2006 y 2007, dicha declinación fue de 15%, alcanzando en el último año una producción de 1.47 millones de barriles diarios. Desde 2007 la producción ha caído significativamente (Pemex, 2012).

En 2004 se confirmó la existencia de hidrocarburos en aguas profundas, lo que dio nuevas esperanzas de exploración y producción.

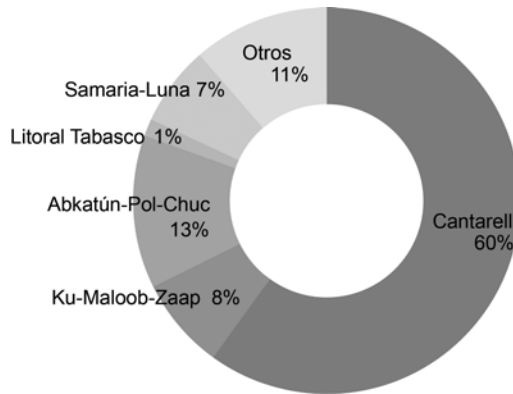
GRÁFICA 4.51.
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR REGIÓN Y ACTIVO (2002-2012)



Fuente: *Anuario estadístico* de Pemex, 2013.

GRÁFICA 4.52.

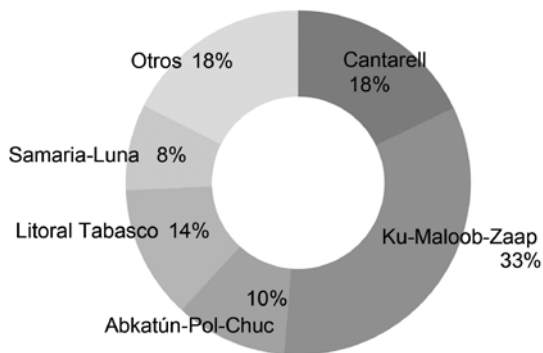
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR CAMPO
(3.1 MILLONES DE BARRILES POR DÍA) (2002)



Fuente: *Anuario estadístico* de Pemex, 2013.

GRÁFICA 4.53.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR CAMPO
(2.5 MILLONES DE BARRILES POR DÍA) (2012)



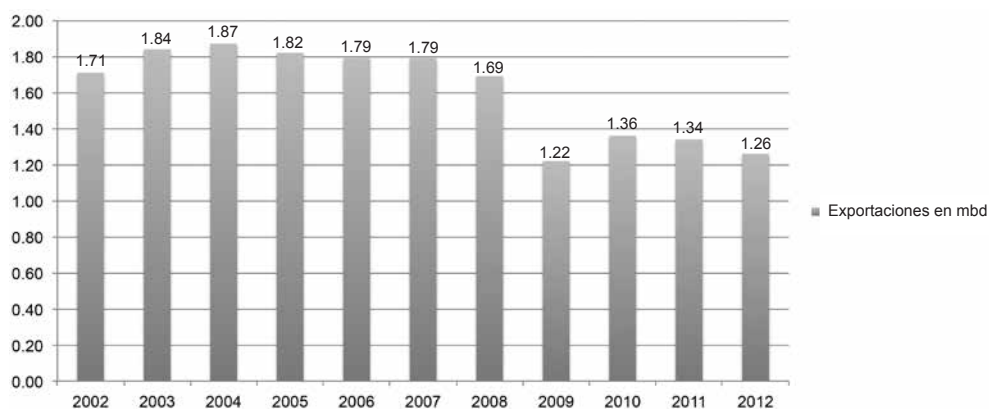
Fuente: *Anuario estadístico* de Pemex, 2013.

La participación de crudos pesados ha aumentado en la producción total de crudo, pasó de 52% en 1997 a 66% en 2007, lo que implicó adecuar la infraestructura para su manejo y procesamiento doméstico, además de una estrategia comercial para colocarlo en el mercado internacional.

Exportaciones

Las exportaciones de crudo de Pemex se han reducido desde 2005, lo que refleja la caída de la producción nacional. En 2007 se exportaron 1.686 (mb/d), 9.8% menos que en 2004. Posterior a 2008, se refleja una caída importante en el volumen de exportaciones, llegando a 1.26 mb/d en 2012.

GRÁFICA 4.54.
VOLUMEN DE EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO (2002-2012)

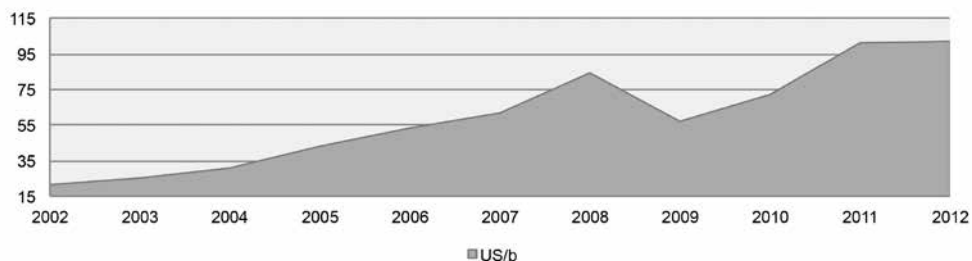


Fuente: www.pemex.org

Si no hubiera estado acompañada de un incremento de los precios, la menor exportación habría generado una caída en los ingresos públicos. La mezcla mexicana pasó de 10.18 dólares por barril en 1998 a 31 dólares por barril en 2004, hasta llegar a un nivel de 79.5 dólares por barril en diciembre de 2007. A mediados de marzo de 2008, se alcanzó un precio superior a los 92 dólares por barril (máximo histórico de la mezcla mexicana de exportación).⁶

⁶ www.pemex.org

GRÁFICA 4.55.
PRECIO POR BARRIL DE LA MEZCLA DE PETRÓLEO CRUDO (2002-2012)



Fuente: www.pemex.org

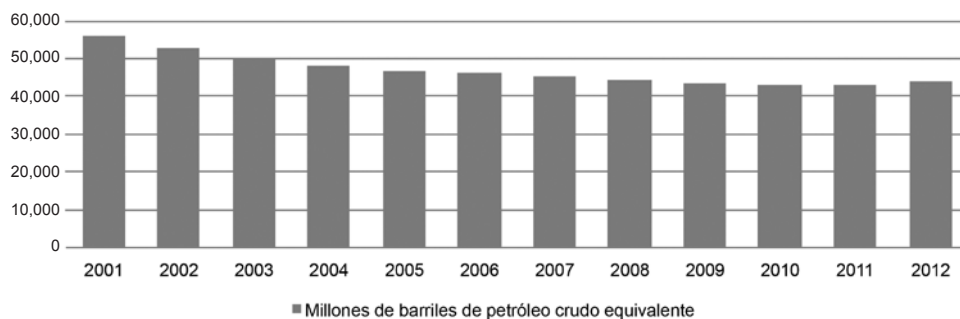
Reservas

Las reservas se determinan cuando se han perforado pozos exploratorios y se han identificado yacimientos de hidrocarburos; su nivel de certidumbre indica si son probadas, probables o posibles. Las de mayor certidumbre son las reservas probadas.

En 2007, Pemex tenía un nivel bajo de reservas probadas y una tasa de restitución del orden del 50%.⁷ Esto mejoró a partir de 2008. La tasa de restitución integrada de reservas probadas, que incluye adiciones, revisiones y desarrollos, alcanzó 104.3%, cifra que es de suma relevancia ya que Pemex Exploración y Producción (PEP) cumple por segundo año consecutivo con valores de tasa de restitución superiores al 100%. El logro anterior es producto del esfuerzo y resultados positivos por parte de PEP en el desarrollo de los campos, lo que ha permitido reclasificar reservas probables y posibles a probadas.

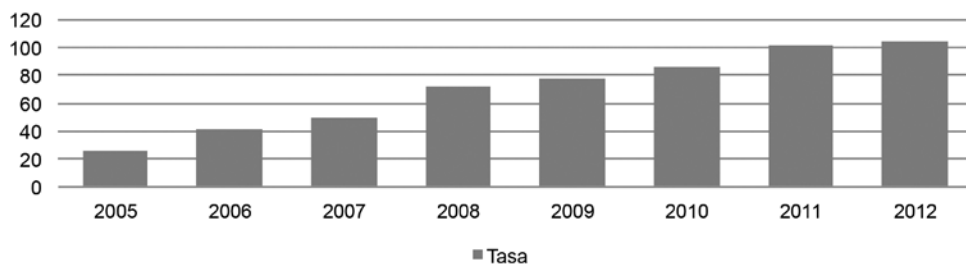
⁷ La tasa de restitución indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un período dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos entre la producción. Generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales. Antes de 2002 se realizaron reclasificaciones de reservas para ajustarlas a criterios internacionalmente aceptados, que también significaron un ajuste a la baja, el cual se debió principalmente a la reclasificación de buena parte de los hidrocarburos localizados en Chicontepec, los cuales estaban clasificados como probadas y se reclasificaron como reserva posible.

GRÁFICA 4.56.
RESERVAS TOTALES (2001-2012)



Fuente: www.pemex.org

GRÁFICA 4.57.
TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRADA DE RESERVAS PROBADAS I (2005-2012)



Fuente: Pemex Exploración y Producción. Memoria de Labores Pemex, 2012.

La administración de reservas es fundamental para mantener los niveles de producción y maximizar la renta petrolera a lo largo del tiempo. Por ello, la mayoría de los países realizan actividades exploratorias sustantivas con el objetivo de incorporar anualmente reservas en una magnitud igual o superior al monto producido, y evitar así reducir su capacidad para proveer hidrocarburos en el futuro.

Lo anterior debe darse en concordancia con los períodos de maduración de los proyectos de explotación de crudo y gasto, que son cada vez más largos, debido a la creciente complejidad de los campos. Así, en el largo plazo se requiere de un nivel mínimo de reservas que tome en cuenta los períodos de maduración de los proyectos que se estarán desarrollando en los siguientes años.⁸

⁸ www.pemex.org

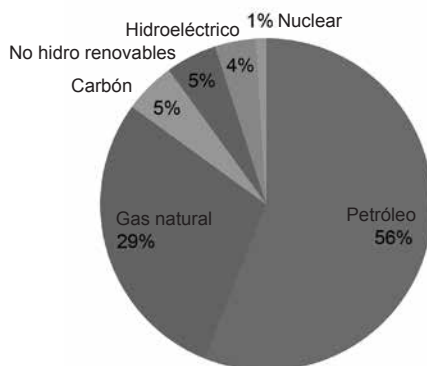
Para Pemex, el principal reto no es sólo financiero, debido a la pérdida de recursos trasladados al gobierno federal para su gasto público, sino operativo, tecnológico y de capacidad de ejecución. Divulgación de información y de alineación de los objetivos hacia la maximización de valor. El desafío es lograr aumentar los niveles de exploración, producción y comercialización para abastecer el mercado nacional y, además, recuperar los niveles de exportación para contribuir al crecimiento económico mexicano y a la seguridad energética (Pemex, 2012).

Problemas de seguridad energética nacional: la demanda

Ante esta situación preocupante en exploración y producción se presenta el consumo de energía en México, que sigue siendo preferentemente petrolero, con 56% del consumo final. El país necesita garantizar su seguridad energética, buscando formas de descubrir nuevos yacimientos y recuperar la actividad productora y de refinación.

GRÁFICA 4.58.

CONSUMO POR TIPO DE ENERGÍA (2010)



Fuente: www.pemex.org

Conclusión

México tiene problemas de exploración y producción petrolera. Es necesario realizar proyectos de exploración de riesgo *offshore* para mejorar los niveles de reservas y de producción. Los niveles, tanto de la demanda interna, como externa, de productos energéticos son muy altos. Los ingresos petroleros de las exportaciones tienen un impacto importante en la macroeconomía, por lo que deben recuperarse. El modelo exclusivamente estatal se agotó debido a la imposibilidad de Pemex de auto gestionarse y a su excesiva carga fiscal para financiar el presupuesto general.

Desde la década de los ochenta, las rentas petroleras no han ayudado significativamente al crecimiento económico, aunque se puede argumentar que 32% de los ingresos petroleros se traducen en proyectos económicos y sociales clave para la sociedad mexicana, como las escuelas, pero no hay comprobación directa de ingresos petroleros a inversión en infraestructura. La contribución fiscal proveniente de éstos se mantuvo entre 30 y 40%, lo que implicó un menor flujo monetario para Pemex, en particular para sus áreas de exploración y producción. La carga fiscal de Pemex se ha compensado con financiamiento externo, que ha ayudado a su presupuesto de inversiones. La empresa tiene un plan de financiamiento para tener los recursos complementarios para llevar a cabo inversiones de acuerdo con las estrategias del Plan de Negocios. En 2012, por ejemplo, el Congreso de la Unión autorizó un endeudamiento neto máximo de 4,109.3 millones de dólares. Se han realizado varias emisiones de bonos en mercados internacionales como Canadá, Estados Unidos y Suiza. Los recursos obtenidos por estos medios son clave y complementan, en cierta forma, lo perdido por la carga fiscal, pero la baja de impuestos ayudaría a desplegar más tecnologías y manejar oportunamente los proyectos.

Esta situación ha llevado a que, a principios del siglo xxi, la actividad petrolera mexicana haya sido seriamente afectada por falta de inversión en exploración, producción e infraestructura. Por lo tanto, el país necesita inversiones considerables en el sector energético. La pregunta es: ¿el sector público, en particular Pemex, puede generar los ingresos necesarios para realizar estas inversiones sin afectar al resto de la economía del país? Una posible respuesta es permitir la inversión extranjera en el sector a través de diferentes esquemas que ayuden a impulsar la cadena productiva energética. El estado mexicano enfrenta dificultades para continuar invirtiendo en la cadena productiva del petróleo. Pemex necesita recuperar sus ingresos y generar una industria petrolera acorde y competitiva para el siglo xxi.

México pasó de ser un país exportador de gasolina a uno importador. Este deterioro en las cuentas externas de la empresa petrolera afectó el desarrollo de la misma y presentó una disyuntiva: o se canalizaban más recursos hacia Pemex y se reducía su aporte al presupuesto gubernamental, o se permitía la entrada de empresas extranjeras en el sector energético.

La primera opción era difícil, porque si el gobierno retiraba su presión impositiva a Pemex, el impacto en las finanzas públicas sería dramático. Una reforma fiscal sería un primer paso para reducir la carga impositiva, pero es necesario recuperar la empresa con capital. El Estado mexicano tiene dificultades financieras y económicas para realizar esa recuperación sin poner en peligro prioridades en educación, salud y seguridad. Por lo tanto, una opción es atraer inversión extranjera para complementar la privada y compensar la falta de inversión gubernamental debido a la caída de ingresos de Pemex.

Muchos otros países con empresas 100% estatales han enfrentado el mismo problema, que lleva a una cuestión de seguridad y riesgo energético para el futuro.

¿Cuáles serían las opciones ante el panorama actual? ¿Mantener la empresa estatal con otras estructuras, disminuir la carga fiscal para liberar fondos para la inversión interna, o generar esquemas de coinversión con empresas extranjeras?

A partir de los años noventa, muchos países han hecho lo último, lo que ha implicado una modernización considerable del sector petrolero, restitución de reservas, niveles altos de producción y exportación, e impactos multiplicadores en la macroeconomía nacional.

Diversas naciones han optado por la opción de inversión extranjera en el sector petrolero como complementario de la inversión nacional para apuntalar al sector. Es también importante destacar que un solo país no puede ser totalmente autosuficiente en la exploración, producción y comercialización petrolera. En toda la cadena productiva existen insumos y productos que requieren diferentes economías de escala. Hay países que se han especializado en diferentes partes de la cadena; por ejemplo, Noruega en barcos y China en plataformas. Países tan divergentes como Estados Unidos y Cuba incentivan la inversión extranjera en el sector como sustituto y complemento.

En 2008 y 2013-2014, se realizaron dos importantes reformas al sector energético en México, que permiten mayor participación del sector privado nacional y extranjero en el sector (véase Anexo 2).

Según algunas consultoras internacionales, en 2016 llegarían 10 mil millones anuales de inversión a México, si se implementan de manera efectiva las reformas energéticas de 2013-2014.⁹ En Colombia y Brasil la Inversión Extranjera Directa (IED) relacionada con el petróleo empezó a acelerarse 4 a 12 años después, respectivamente, de aprobadas sus reformas. Se espera que la IED aumente entre 20 a 100% en los próximos cinco años.

En 2008, cuando se aprobó la respectiva Reforma Energética, la Secretaría de Economía de México registró inversión extranjera directa de 4,349.2 millones de dólares en el sector petrolero. En 2013, con la expectativa de la segunda reforma, ingresaron 2,767.4 millones.

Lo importante es analizar si esta inversión extranjera genera suficiente renta petrolera para fomentar un crecimiento económico importante, aumento del empleo y baja inflación.

Debido a que no es posible analizar los efectos en México, ya que todavía no se ha reflejado el aporte macroeconómico de la inversión extranjera en petróleo, procederemos a analizar los modelos petroleros de Angola y Azerbaián.

⁹ Nomura Securities: www.bloomberg.com

Capítulo 5. Caso Angola

MAPA 5.1.
ANGOLA



Características generales del país

Angola se localiza en la costa atlántica, en la parte sur del continente africano (tiene a Zambia al Este, Namibia al Sur y la República Democrática del Congo al Norte). Es el segundo productor más importante de petróleo en África. Tiene una población de 18 millones de personas. Su capital es Luanda, y su principal idioma es el portugués, además del bantú. Angola logró su independencia de Portugal en 1975 (www.cia.gov).

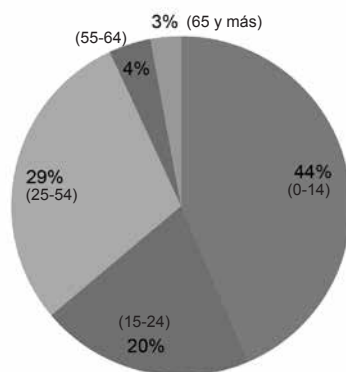
Angola se está todavía reconstruyendo después de la guerra civil que, tras 27 años, finalizó en 2002, debido a conflictos entre el Movimiento Popular de Liberación de Angola (MPLA), de José Eduardo Dos Santos, y la Unión Nacional para la Independencia Total (UNITA), de Jonas Savimbi.

La paz parecía inminente en 1992 cuando Angola tuvo sus elecciones nacionales, pero los enfrentamientos reiniciaron en 1993. Se perdieron casi 1.5 millones de vidas, y 4 millones de personas fueron desplazadas por la guerra. La muerte de Savimbi en 2002 terminó con la insurgencia de la UNITA y consolidó el poder del MPLA de Dos Santos, quien, como presidente, estableció una nueva constitución en 2010. Las elecciones de 2012 lo llevaron nuevamente a la presidencia (www.cia.gov; www.iea.org-Angola).

Características de la población, la educación, la sociedad y el empleo

Angola tiene una población total de 21.5 millones de personas, con un promedio de edad de 17.5 años, lo que implica un considerable potencial laboral; y su tasa de crecimiento es de 2.8%. Ha tenido un crecimiento considerable en sus ciudades y puertos; 59.2% de la población está urbanizada. Su fuerza laboral es de 8.7 millones, de la que 85% se dedica a la agricultura y 15% a la industria.

GRÁFICA 5.1.
ESTRUCTURA POBLACIONAL POR EDADES (2012)



Fuente: The World Factbook.

Los gastos en salud y educación son importantes para la región; en 2010 representaron 3.5% del PIB, mejorando sus niveles después de la guerra civil. De la población que cuenta con 15 años o más, 70.4% sabe leer y escribir. Desde la independencia, la educación es gratuita y obligatoria para los niños y las niñas de entre 6 y 9 años. En el ciclo lectivo de 2000,

1,178,485 alumnos estaban inscritos en la enseñanza primaria. Las tasas de escolarización en las enseñanzas secundaria y superior fueron de 19 y 1%, respectivamente. El gobierno se ha comprometido a realizar un drástico incremento de la tasa de alfabetización (estimada en casi 42%).

En 2008 y 2009 se hicieron inversiones muy importantes en el sector de enseñanza primaria, tanto en infraestructura, como en la forma de contratación de miles de profesores. La tasa de permanencia en la escuela es de 10 años. Hasta 2010 se fundaron casi 20 universidades privadas, en su mayor parte en Luanda, pero también en Benguela y Lubango.

Modelo petrolero¹

En 1979 se creó el Ministerio del Petróleo como un órgano responsable de la política, supervisión y control nacional de las actividades relacionadas con el petróleo en Angola. Su papel es implementar la política petrolera y las guías para la industria, aprobando los planes de desarrollo de las compañías, y la *angolanización* de la política de contenido local, así como las disposiciones legales y contractuales para lograr los objetivos nacionales.

Angola se unió a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) el 1 de enero de 2007. La división principal del Ministerio para el sector *upstream* es el Directorio Nacional de Petróleo.

Sonangol: Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola E.P.

Sonangol es la compañía nacional de Angola. Fue establecida en 1976 y administra la producción y distribución de petróleo. La empresa controla totalmente las operaciones del sector y autoriza todas las inversiones en actividades de exploración y producción.² Los principales objetivos de Sonangol son “la prospección, la investigación, el transporte, la comercialización, el refinado y la transformación de hidrocarburos líquidos o gaseosos y sus derivados, incluidas las actividades petroquímicas”.³ Puede crear nuevas empresas, adquirir parte o la totalidad de otras sociedades e intervenir en su administración, en la medida en que posea parte o la totalidad de las acciones con derecho a voto; también puede establecer formas adecuadas de asociación o cooperación (como empresas conjuntas) con otras entidades nacionales o extranjeras.⁴

¹ www.sonangol.ao

² www.wto.org

³ www.wto.org - Decreto N° 19/99, artículo 4.

⁴ www.wto.org - Decreto N° 19/99, artículo 6.

En algunos casos estableció empresas conjuntas para la explotación del petróleo, para proceder a los acuerdos de subvención de regalías a cambio de participación en la producción, dejando la responsabilidad de la administración a los extranjeros.

TABLA 5.1.
PRINCIPALES LEYES Y REGLAMENTOS SOBRE PETRÓLEO EN ANGOLA

<p>Ley No. 13/78. Ley sobre concesión de Sonangol. Establece la exclusividad de las concesiones para la exploración y explotación de los recursos a la compañía estatal. Según esta ley, y la Constitución angoleña, las reservas petrolíferas del país son patrimonio del pueblo de Angola, en la forma de propiedad estatal (Brandariz <i>et al.</i>, 2005). La ley finalizó con la existencia de varias concesionarias y reguló el inicio de la actividad de Sonangol como un concesionario exclusivo de la industria petrolera en Angola. Se introdujo una ley de regulación de actividades petroleras y una política para fomentar el entrenamiento de técnicos nacionales de la industria.</p>
<p>Ley 5/98 de junio de 1998. Ley de Base del Medio Ambiente define los conceptos y los principios básicos de la protección, preservación y conservación del medio ambiente, promoción de la calidad de vida y del uso racional de los recursos naturales, de acuerdo con los n° 1, 2 y 3 del artículo 24 y el n° 2 del artículo 12 de la Ley Constitucional de la República de Angola (Capítulo 1, Artículo 1).*</p>
<p>Decreto No. 39/00 que regula la protección ambiental durante las actividades petroleras.</p>
<p>Ley No. 10/04 del 12 de noviembre. Ley de Actividades Petroleras. La principal legislación que regula el sector petrolero que sustituyó a la Ley N° 13 de 1978 junto con el Decreto N° 37/00, de octubre de 2000, que regula el procesamiento, la distribución, el transporte y la comercialización de productos derivados del petróleo. (Modificado por el Decreto Ejecutivo Conjunto N° 122/04. Ministerio del Petróleo y Ministerio del Medio Ambiente.)**</p>
<p>Ley No. 11/04 del 12 de noviembre. Régimen Aduanal aplicable al Sector Petrolero. Por el alto riesgo de las actividades petroleras y por el gran volumen de inversión que requieren se establece un régimen aduanero diferente a las otras actividades económicas.***</p>

* www.repconangola.es

** www.wto.org

*** Ley No. 11/04. www.repconangola.es

Ley No. 13/04 del 24 de diciembre. Régimen tributario especial de la industria petrolera. Impuesto sobre la producción de petróleo, Título III, Capítulo 1. Impuesto sobre el importe del petróleo pagado por las empresas petrolíferas que actúan en el régimen de operación conjunta con Sonangol.

Las empresas encuadradas en el régimen de contratos de riesgo (PSA - Contratos de reparto de producción) podrán deducir de la base de cálculo, como coste de la inversión, hasta el 50% del petróleo producido.

- a. Asociación de Cabinda: 20%
- b. Asociación FS y FST: 16.67%
- c. En determinadas condiciones de profundidad de agua y zonas terrestres de difícil acceso la tasa podrá reducirse hasta el 10%.

Ley No. 13/04 del 24 de diciembre. Régimen tributario especial de la industria petrolera. Impuesto sobre el rendimiento del petróleo, Título III, Capítulo 3.

Impuesto sobre los beneficios de las empresas petrolíferas.

En el régimen de contratos de Asociación en Participación también será deducido de la base de cálculo el pago del impuesto de producción (1.2.3.1) y del impuesto de transacciones (1.2.3.3)

Incentivos fiscales: serán deducidos de la base de cálculo un incentivo a la producción (en la práctica, ajustados a los costes de producción) y un incentivo a la inversión (fracción de los costos de inversión históricos).

- a. Asociación de Cabinda: 20%
- b. Asociación FS y FST: 16.67%
- c. En determinadas condiciones de profundidad de agua y zonas terrestres de difícil acceso la tasa podrá reducirse hasta el 10%.

Asociación en participación: 65.75%

PSA: 50%

Ley No. 13/04 del 24 de diciembre. Régimen tributario especial de la industria petrolera. Impuesto de transacciones sobre el petróleo, Título III, Capítulo 3.

Impuesto sobre el beneficio, derivado de la producción en la provincia de Cabinda en régimen de explotación conjunta con Sonangol

Decreto 17/09 del 26 de junio, que regula el reclutamiento y desarrollo de la fuerza laboral en las actividades petroleras.

La reorganización del sector con la nueva ley de actividades petroleras, regímenes fiscales y de aduana fomentó una importante serie de inversiones de empresas extranjeras, lo que contribuyó al aumento de la producción petrolera.

Sin embargo, la Ley de Actividades Petroleras (Ley no. 10/04 del 12 de noviembre) reafirma el principio fundamental de propiedad estatal de los recursos petroleros consagrado a la Ley Constitucional, como un régimen de concesionaria exclusiva dentro del ámbito de concesiones petroleras.

La Concesionaria Sonangol E.P. es la entidad en que son atribuidos los derechos mineros y puede ejecutar operaciones petroleras asociadas a empresas nacionales o extranjeras de terceros que puedan probar la idoneidad, capacidad técnica y financiera. Al igual que ENDIAMA (empresa de diamantes de Angola) en el sector de los diamantes, es productora –individualmente o a través de empresas conjuntas o de la tenencia de acciones en otras empresas– y distribuidora de petróleo, y además, es el único órgano que puede otorgar concesiones a otros. Por ello, su poder e influencia en el sector son considerables.

Sonangol puede transferir el ejercicio de los derechos de exploración y producción a otros y concluir contratos con terceros con ese fin.⁵ Actualmente existen 30 concesiones de petróleo y gas en Angola, principalmente frente a las costas, explotadas por empresas extranjeras a través de empresas conjuntas con arreglo al régimen de “impuestos y cánones” o acuerdos de distribución de la producción en asociación con la filial productora de Sonangol, Sonangol Pesquisa e Produção (Sonangol P&P).⁶ La concesión para ejecutar operaciones petroleras en una determinada área es atribuida por un decreto de concesión del gobierno.

Según la Ley 19/03 del 12 de agosto sobre los contratos de cuenta en participación, consorcios y agrupación de empresas de Angola, los contratos de cooperación entre empresas vienen adquiriendo una particular importancia desde la segunda mitad del siglo pasado, y especialmente desde finales de la Segunda Guerra Mundial.

De acuerdo a la ley la aproximación entre empresas, con vistas a una competencia cada vez mayor, es frecuentemente una condición de su supervivencia en el mercado. Razones de índole técnica, de innovación tecnológica, de racionalización de medios humanos y financieros, y de índole comercial, así como factores de orden político, inducen a la asociación cada vez más frecuente y económicamente cada vez más importante entre empresas, tanto a nivel interno como internacional.

En los términos de la ley, la asociación puede revestir las siguientes formas.

⁵ Decreto N° 19/99, artículo 10.

⁶ Régimen fiscal angoleño aplicado al petróleo en FMI (2005b).

TABLA 5.2.
CONTRATOS EN CUENTA DE PARTICIPACIÓN

Cuenta en participación es un contrato por el cual una persona, física, colectiva o jurídica, *el asociado*, se asocia a una actividad económica ejercida por otra, *el asociante*, para participar en los beneficios o en los beneficios y pérdidas que resulten de ese ejercicio. Es elemento esencial del contrato la participación en los beneficios, pudiendo ser dispensada la participación en las pérdidas.

Agrupación de empresas

La asociación se da entre personas físicas o jurídicas, sin perjuicio de su personalidad jurídica, con el fin de mejorar las condiciones de ejercicio o de resultado de sus actividades económicas.

Contrato de consorcio

Consorcio es el contrato por el cual dos o más personas, físicas o jurídicas, se obligan entre sí, de forma concertada y temporal, a realizar cierta actividad o efectuar cierta contribución, con vistas especialmente a la:

- a) realización de actos, materiales o jurídicos, preparatorios de una determinada iniciativa o actividad;
- b) ejecución de determinada iniciativa o actividad;
- c) abastecimiento a terceros de bienes o servicios iguales o complementarios entre sí, producidos por cada uno de los miembros del consorcio;
- d) investigación o explotación de recursos naturales;
- e) producción de bienes que puedan ser repartidos, en especie, entre los miembros del consorcio.

Contratos de Cooperación

Las personas físicas o jurídicas podrán celebrar otros *contratos de cooperación*, especialmente las asociaciones en participación, para la realización conjunta de un objeto económico común, especialmente en las siguientes áreas:

- a) distribución y comercialización;
- b) producción;
- c) explotación de recursos naturales;
- d) investigación, tecnología y asistencia técnica;
- e) administración general.

Contrato de producción compartida (CPC)

La producción se comparte entre el gobierno huésped y la compañía nacional de petróleo. La producción se reparte en función de la inversión. Es un contrato para la exploración y explotación de gas y petróleo entre el gobierno y un inversionista privado o extranjero. Se comparte la producción medida en ingresos, los cuales se basan en porcentajes de participación de las partes del contrato. El inversionista puede tomar y usar de manera independiente su porción de petróleo y gas.

Contrato de servicios de riesgo (CSR)

En un contrato de asociación genérico tipo Acuerdo de Producción Compartida (Production Sharing Agreements, PSA), las compañías internacionales exploran por su cuenta y riesgo, y adquieren derechos de propiedad sobre la fracción del flujo de recursos producidos que queda después de entregar una parte de la producción a la empresa estatal petrolera y después de las regalías. Una parte del recurso extraído se usa para recuperar costos de inversión y de exploración (al comienzo de la explotación) y, posteriormente, otra parte de la extracción se contabiliza como “petróleo de ganancia” (Ecopetrol-Colombia 2010).

Fuente: www.repconangola.es - Ley 19/03 y Ecopetrol, Colombia 2005.

Modelo de contrato de producción compartida⁷

Sonangol, que posee los derechos de exploración y producción de los hidrocarburos líquidos o gaseosos, permite la asociación con terceros (grupo contratista) que asume integralmente el riesgo y el gasto de la ejecución de las operaciones petroleras. En caso de un descubrimiento comercial, el grupo contratista recibe una compensación con una parte de la producción del petróleo para recuperar los gastos. Un porcentaje para la recuperación de los costos está establecido en los contratos, definida como petróleo bruto para recuperación de costos (*cost oil*).

Después de la recuperación de costos, la producción remanente –denominada petróleo de lucro (*profit oil*)– es compartida por la concesionaria y el grupo empresarial con base en una escala establecida en el contrato. Otros parámetros económicos, conocidos como incentivos para el cálculo de petróleo crudo para la recuperación de costos, son:

- » Amortización: 25% anual.
- » Premio o premio a inversión (*uplift*) negociable en cada contrato.

⁷ Consultar www.sonangol.ao; www.pwc.com/africaOGguide

Régimen fiscal en la industria petrolera de Angola⁸

Impuesto sobre la Producción de Petróleo (IPP)

Calculado con base de 20% (Asociación de Cabinda) sobre la cantidad de petróleo y gas natural producido con la posible reducción hasta el 10% en zonas remotas. Asociación FS y FST 16.67%.

Impuesto sobre el Rendimiento del Petróleo (IRP)

Se centra en los ingresos obtenidos en el ejercicio. Incide sobre las ganancias por ejercicio de operaciones petrolíferas:

- » 50% en Contratos Compartidos de Producción (Contrato de Producción Compartida CPC o PSA).
- » 65.75% sobre Contrato de Asociación en Participación.

Impuesto de transacción de petróleo

Incide sobre las ganancias por el ejercicio de operaciones petrolíferas en el ámbito de Asociaciones de Participación, calculado sobre la base de 70%.

Impuesto de superficie

Pago anual de una tasa de USD 300 por km².

Contribución formal para capacitación del personal⁹

USD 0.15 por barril producido.

USD 300,000 al año para empresas en actividades de exploración y prospección.

⁸ Consultar www.repangol.es (Ministerio de Finanzas de Angola, mayo 2007).

⁹ www.pwc.com/africaOGuide

Empresas extranjeras

Una nueva ley petrolera entró en vigor en 2004 para estandarizar acuerdos futuros de producción compartida y clarificar los papeles del Ministerio de Petróleo, Sonangol y las compañías operadoras, en un esfuerzo para atraer más inversión privada nacional y extranjera.

Sonangol opera como concesionario, inversionista y operador. Tiene 14 concesiones en áreas de producción y 20 en áreas de exploración. Trabaja con 15 operadores y 27 socios.

Las empresas petroleras que operan mayoritariamente en Angola son BP (Reino Unido), Chevron (Estados Unidos), Total (Francia), Statoil (Noruega), Petrobras (Brasil), ENI (Italia) y ExxonMobil (Estados Unidos). En los sondeos para identificar nuevos yacimientos de petróleo y gas están involucradas otras compañías de Alemania, Argentina, España, Portugal, Japón y Suecia (www.sonangol.co.ao/operators).

Actividades gubernamentales para mejorar el impacto de la industria petrolera¹⁰

El gobierno de Angola está mejorando la capacidad de recolectar y disseminar estadísticas relevantes de energía, y otros datos socioeconómicos para mejorar su política gubernamental. Las estadísticas de petróleo *upstream* son de calidad razonable, y se están mejorando las de otros sectores.

Debido a la crisis financiera internacional de 2009, que afectó las exportaciones y las políticas fiscales, Angola estableció un Fondo Soberano de Angola para asegurar el ahorro de futuras generaciones, estimular la diversificación de la economía y proveer instrumentos para tener mayor estabilidad.

En 2000, las autoridades formaron la institución de crédito Fondo de Desarrollo Económico y Social (FDES) para canalizar parte de los grandes ingresos petroleros y apoyar inversiones en el sector privado. El FDES tiene como objetivo otorgar a empresas pequeñas y medianas préstamos que van de 10,000 a 500,000 dólares, canalizados a través de los bancos comerciales.

El FDES ha financiado 170 proyectos, principalmente en transporte y pesca, con un tamaño de crédito promedio de 20,000 dólares, generando más de 45,000 empleos. Además de los esfuerzos para estabilizar el medio ambiente económico, hay nuevas iniciativas para fomentar el desarrollo del sector privado. Existe una nueva ley de inversiones que provee tratamiento igualitario a empresas extranjeras y a las de Angola (con algunas excepciones).

El nuevo código comercial de 2004 reemplaza al de 1888 y a la ley de 1901 sobre compañías de sociedades anónimas. También se estableció la Agencia Nacional de Inversión Privada como centro de registro único de empresas.¹¹

¹⁰ Consultar OECD/IEA 2006 - Angola Towards an Energy Strategy 2006: www.iea.org

¹¹ Consultar OECD/IEA 2006 - Angola Towards an Energy Strategy 2006: www.iea.org

Responsabilidad social¹²

En Angola, la mayoría de las empresas internacionales petroleras están actualmente involucradas en programas sociales, incluyendo actividades en salud, educación y de desarrollo, tales como:

- » Abastecimiento de medicinas y alimentos.
- » Construcción y rehabilitación de escuelas.
- » Construcción de viviendas.
- » Proyectos agrícolas.
- » Proyectos de energía solar.
- » Programas de prevención de VIH/sida.
- » Iniciativas de salud y asistencia alimenticia para niños.

Angolanización: contenido local¹³

En Angola, el empuje hacia lograr mayor contenido nacional está relacionado con los programas de responsabilidad social. Las autoridades han expresado su deseo de ver más personal local en las actividades de las empresas petroleras internacionales, y en la nueva ley petrolera hay referencias directas a contenido local.

Contribución al desarrollo de la industria nacional¹⁴

Las compañías que operan en Angola deben:

- » Adquirir bienes y servicios del país, siempre y cuando la calidad sea similar y el precio no sea 10% más caro (Capítulo 2; artículo 27).
- » Apoyar la educación profesional de los ciudadanos de Angola (Capítulo 3; artículo 86).
- » Incluir ciudadanos de Angola en todos los niveles de personal, siempre y cuando posean la experiencia requerida. Los pagos y otras condiciones deben ser iguales (Capítulo 8; artículo 86).

¹² Consultar OECD/IEA 2006 - Angola Towards an Energy Strategy 2006: www.iea.org

¹³ Consultar OECD/IEA 2006 - Angola Towards an Energy Strategy 2006: www.iea.org

¹⁴ Consultar OECD/IEA 2006 - Angola Towards an Energy Strategy 2006: www.iea.org

El gobierno ha creado un grupo de trabajo con el Ministerio del Petróleo, Sonangol y las compañías petroleras internacionales para evaluar formas de aumentar el contenido local en varios proyectos. Por ejemplo BP inició un proyecto para mejorar la capacidad productiva y competitividad de las compañías locales en Angola. Uno de los objetivos es desarrollar sistemas y procedimientos para maximizar un contenido local que sea efectivo en costos. Una primera fase se concentra en el análisis del mercado, y una segunda en entrenamiento y consultoría para pequeñas y medianas empresas angoleñas, proveedoras de la industria petrolera.

El gobierno angoleño ha fijado metas de contenido local para compañías petroleras en sus políticas de contratación de personal 100% para la *angolanización* de trabajadores no capacitados; 80% para trabajadores de nivel medio, y 70% para el nivel de altos ejecutivos.

Actividad petrolera¹⁵

Angola produce, junto con Nigeria, la mayor cantidad de petróleo de la región africana. Es reconocida como un área de clase mundial en exploración y producción petrolera.

Desde que la producción a gran escala comenzó, a fines de los años setenta, el petróleo ha caracterizado la evolución de la economía de Angola. Aislado de la guerra civil, el sector petrolero ha continuado creciendo, duplicando su producción, de 1990 a 2003, a un millón de barriles diarios. Su explotación se ha consolidado en un conglomerado de empresas denominado Sonangol Group, propiedad del gobierno. Sonangol funciona como concesionario, inversionistas y operador.

La actividad de exploración y descubrimiento petroleros en Angola se ha intensificado con el reciente interés en la importancia geopolítica del Golfo de Guinea como fuente de petróleo.

El potencial *upstream* de Angola es prometedor, debido a su favorable base geológica y de reservas. Éxitos de exploración recientes y términos fiscales atractivos han fomentado mayor inversión y tecnología en producción en aguas profundas. Junto con un aumento en la competencia por recursos escasos de hidrocarburos, y el potencial del Golfo de Guinea, le asegurará a Angola ser un exportador clave en mercados internacionales, particularmente en Estados Unidos y China.

Petróleo y economía¹⁶

La impactante tasa de crecimiento económico de Angola es generada por el sector petrolero. El sector, intensivo en capital, continúa dominando la economía nacional. La mayoría del

¹⁵ Consultar OECD/IEA 2006 - Angola Towards an Energy Strategy 2006: www.iea.org

¹⁶ The World Factbook y www.iea.org (Angola Towards an Energy Strategy - OECD, 2006).

país se beneficia de la producción petrolera en forma de ingresos de exportación, ya que contribuye con 90% de las exportaciones.

Así, los aumentos en la producción petrolera sostuvieron un crecimiento promedio del PIB de 17% de 2004 a 2008, y los altos precios del petróleo produjeron un aumento significativo de ingresos para el gobierno: 1.71 billones de dólares, de acuerdo con el Ministerio de Finanzas. Los ingresos petroleros representan aproximadamente 80% del presupuesto, y de 45 a 52% del PIB. El desarrollo económico de Angola depende de la administración y el uso de estos recursos. Una política bien formulada de desarrollo de petróleo *upstream* está mejorando la sustentabilidad de estos flujos de ingresos.

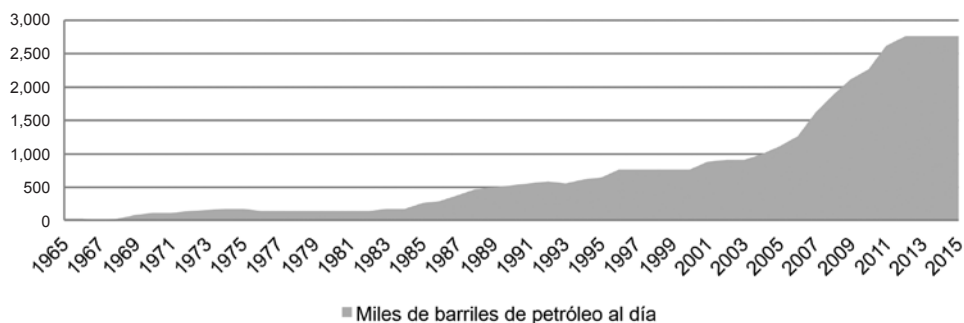
TABLA 5.3.
DATOS DE LA ACTIVIDAD PETROLERA (2012)

Producción de petróleo crudo: 1.872 millones bbl/día (2012, est.)
17 en el mundo
Exportaciones de petróleo crudo: 1.928 millones bbl/día (2010, est.)
7 en el mundo
Importaciones petróleo crudo: 0 bbl/día (2010, est.)
153 en el mundo
Reservas probadas de petróleo crudo: 10.47 billones bbl (1 Enero 2013, est.)
17 en el mundo
Producción de productos petroleros refinados: 38,760 bbl/día (2010, est.)
86 en el mundo
Consumo de productos petroleros refinados: 79,430 bbl/día (2011, est.)
86 en el mundo
Exportaciones de productos petroleros refinados: 17,750 bbl/día (2010, est.)
75 en el mundo
Importaciones de productos petroleros refinados: 55,740 bbl/día (2010, est.)
66 en el mundo

Fuente: The World Factbook.

GRÁFICA 5.2.

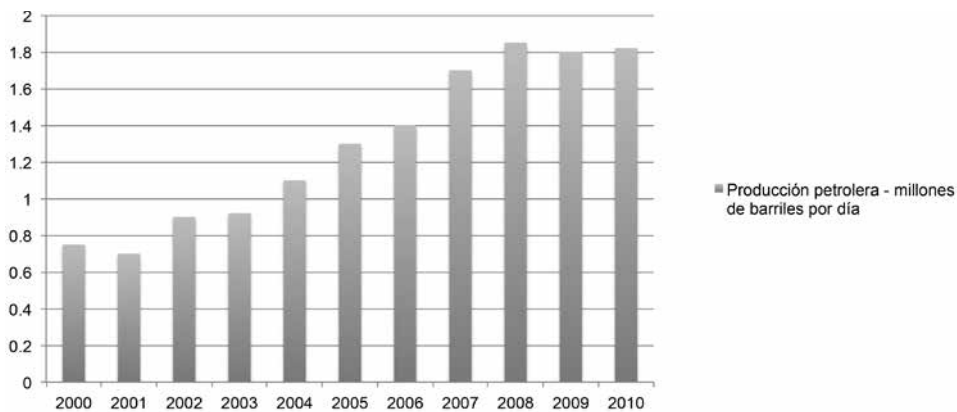
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN ANGOLA. DESDE 1965 PREDICCIONES A 2015



Fuente: Energyinsights.

GRÁFICA 5.3.

PRODUCCIÓN PETROLERA (2000-2009)

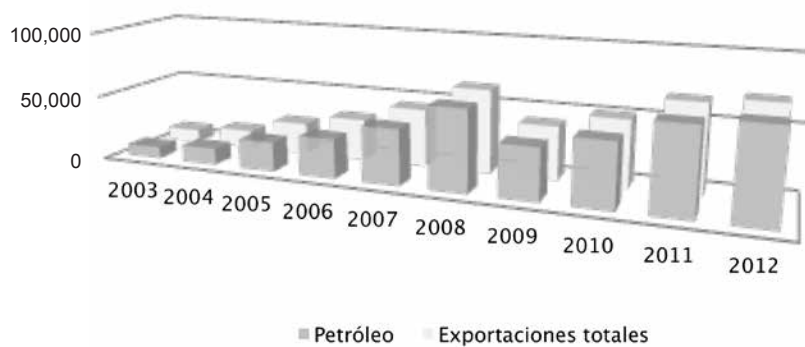


Fuente: www.opec.org

Exportaciones petroleras

Las exportaciones de productos petroleros dominan la balanza comercial de Angola. Los diamantes son el segundo sector exportador. Estos dos productos conforman más del 90% del valor total de las exportaciones del país.

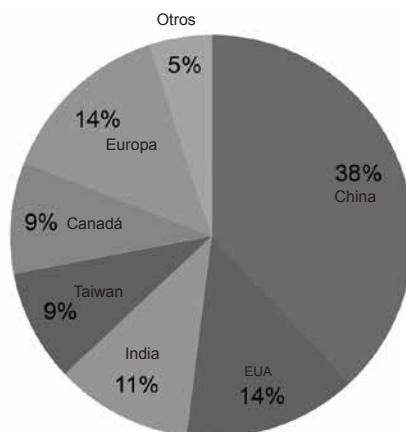
GRÁFICA 5.4.
EXPORTACIONES TOTALES Y DE PETRÓLEO (2003-2012)



Fuente: Banco Nacional de Angola.

China ya superó a Estados Unidos como el principal destino de exportaciones petroleras de Angola.

GRÁFICA 5.5.
EXPORTACIONES PETROLERAS POR DESTINO (2011)

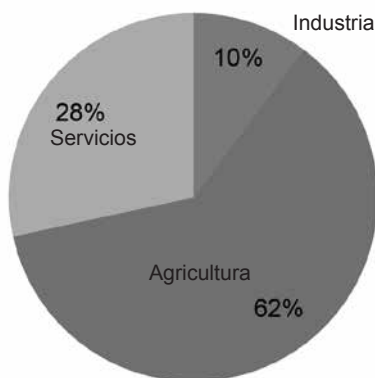


Fuente: Banco Nacional de Angola.

Estructura económica de Angola

Angola todavía es un país con alta participación del sector agrícola en la economía, pero desde la apertura de la inversión extranjera en el sector petrolero, la industria y los servicios han crecido acorde con el desarrollo del sector. Su tasa de crecimiento industrial en 2012 fue de 8%.

GRÁFICA 5.6.
PIB SECTORIAL DE ANGOLA (2011)



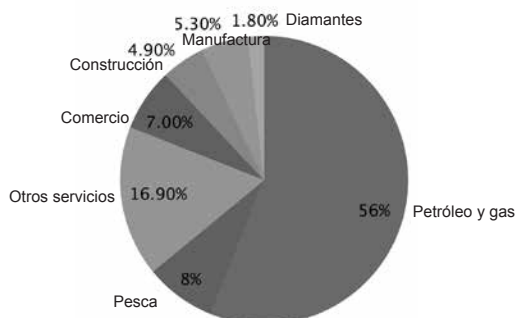
Fuente: The World Factbook.

Su actividad agrícola se concentra en productos como plátano, caña de azúcar, café, sisal, maíz, algodón, mandioca, tabaco y vegetales. Cuenta con abundante ganado, productos forestales y pesca.

El país tiene un sector manufacturero creciente, principalmente en procesamiento de alimentos y bebidas e industrias textiles. Las industrias pesadas, como el cemento, operan a máxima capacidad. Un *boom* de reconstrucción después de la guerra, y la reubicación de población desplazada durante la misma, han llevado a altos crecimientos en la construcción y la agricultura. Lo anterior está ayudando a rehabilitar a buen ritmo la infraestructura destruida durante el conflicto. Hay énfasis en carreteras y puentes (uno reciente sobre el río Cuanza). Esta actividad y el auge en la construcción de edificios residenciales en Luanda han sostenido el sector de construcción, que creció 12.6% en 2003.

En el sector servicios, el sub-sector de comunicaciones creció 35% en la primera mitad de 2004, reflejando el lanzamiento de un segundo operador de teléfonos celulares y un aumento en tráfico de comunicaciones.

GRÁFICA 5.7.
PIB POR SECTORES ESPECÍFICOS (2004-2005)



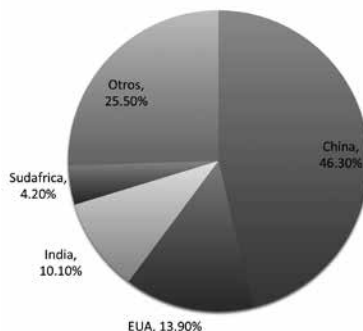
Fuente: African Economic Outlook 2010- OECD Development

Las principales industrias de Angola son el petróleo y el gas, que representan 56% del PIB total; y una importante producción de diamantes, hierro y oro; la producción de cemento y de productos metálicos básicos; el procesamiento de pescado, productos de tabaco, azúcar y textiles, y la elaboración de calzado.

Exportaciones

En 2013, Angola exportó un total de 70.84 billones de dólares. Sus principales productos de exportación son petróleo crudo, diamantes, productos petrolíferos, café, sisal, pescado y sus productos, madera y algodón. Los destinos principales de estos productos son China, Estados Unidos, India y Sudáfrica.

GRÁFICA 5.8.
DESTINO DE EXPORTACIONES TOTALES (2012)



Fuente: The World Factbook.

Importaciones

Angola importó un total de 26.09 billones de dólares en 2012, principalmente de equipo, maquinaria eléctrica, vehículos, repuestos, medicinas, alimentos, textiles y bienes militares. Sus cinco principales proveedores son China (20.9%), Portugal (19.5%), Estados Unidos (7.7%), Sudáfrica (7.1%) y Brasil (5.9%).

El impacto económico del modelo petrolero en la demanda agregada

Estabilidad macroeconómica

Tipo de cambio, impuestos, inflación y déficit público

Angola abandonó su tipo de cambio fijo en 2009 y, en noviembre de ese año, firmó un crédito puente (*stand-by*) de 1.4 billones de dólares con el Fondo Monetario Internacional (FMI) para reconstruir sus reservas internacionales. En 2012 el tipo de cambio era de 95.468 cuanzas por un dólar.

Considerables esfuerzos de política monetaria y fiscal llevaron a que la inflación cayera de niveles de 325% en años anteriores, a 10% en 2013.

Políticas fiscales austeras ayudaron a convertir déficits en superávits presupuestales, esto ayudó a disminuir los niveles de inflación y de deuda pública.

Inversión extranjera

Todos los indicadores económicos de Angola sufrieron retrocesos después de la denominada *Gran Recesión* mundial de 2009. Desde 2003 a 2010 el inventario de inversión extranjera directa (IED) se ha mantenido entre 11 a 15 billones de dólares, pero en 2011 y 2012 cayó a 8.8 y 1.9 billones de dólares, respectivamente (www.bna.ao). El inventario de la IED se recuperó en un 1137% en 2013 en relación con 2012, cuando llegó a 23.9 billones de dólares. Angola promueve la inversión extranjera a través de mayor transparencia en el manejo del ingreso petrolero, y el fomento de la diversificación económica, para generar un desarrollo económico más equilibrado (www.ica.org), y así evitar la enfermedad holandesa.

La *inversión productiva nacional*, medida por la formación bruta de capital fijo, que representa desde el 2000 aproximadamente el 13 al 15% del PIB, se mantiene en niveles superiores a los 10 billones de dólares desde 2008, llegando en 2013 a 15.5 billones de dólares, un aumento del 16%. La inversión productiva gubernamental todavía tiene un mayor peso que la privada (www.worldbank.org).

El *consumo privado*, que representa más del 60% del PIB desde el 2000, ha crecido 5 veces desde 2006, de niveles de 18.3 a 89.2 billones de dólares para 2013. Esto es consecuencia de un crecimiento en el ingreso nacional que fomentó una clase media sólida desde la expansión de las exportaciones petroleras. El PIB per cápita (en PPP constante 2011) creció de 3,387 a 7,298 dólares de 2000 a 2013 (www.worldbank.org).

Inversión en capital humano

La inversión en capital humano e infraestructura es parte de la estrategia para ayudar a los hogares de Angola a subir la “escalera energética” (www.iea.org).

TABLA 5.4.
FINANZAS PÚBLICAS (2013)

Impuestos y otros ingresos: 42.5% del PIB
Superávit fiscal: 3.4% del PIB
Ingresos: 52.75 billones de dólares
Egresos: 48.48 billones de dólares
Inversión extranjera: 17.15 billones de dólares (31 de diciembre de 2012)
Deuda pública: 14.7% del PIB
Deuda externa: 22.71 billones de dólares

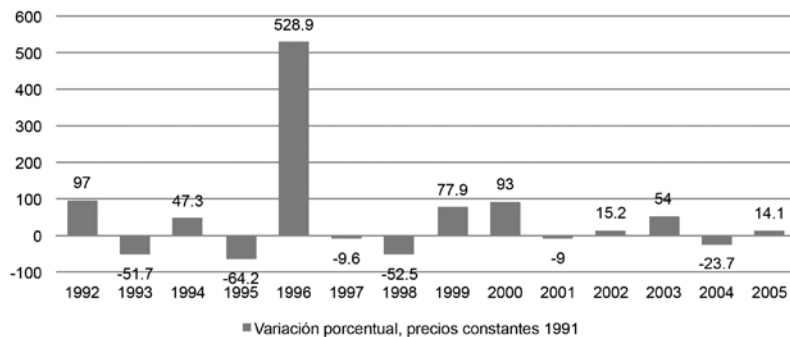
Fuente: The World Factbook.

En los últimos cinco años Angola ha manejado de manera más eficiente y eficaz sus finanzas públicas. Se han aplicado sugerencias del Fondo Monetario Internacional para controlar el gasto gubernamental y proteger a la economía nacional de *shocks* externos como caídas severas del precio del petróleo. El déficit presupuestal pasó de 4.9% a superávits de 7.3% en 2011 y 3.4% en 2013 (Tabla 5.4).

Gasto público

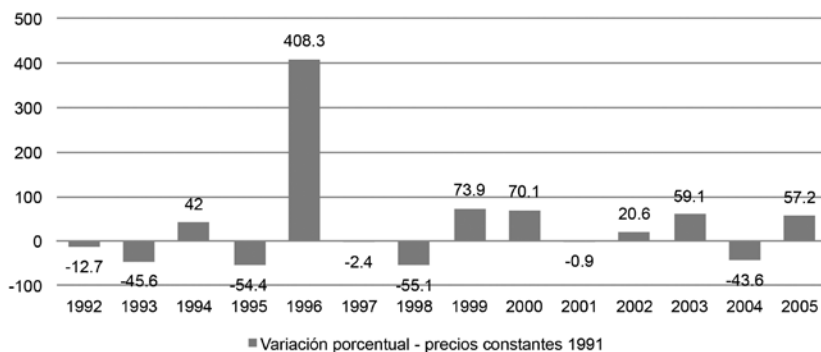
Los ingresos y gastos públicos de Angola dependen principalmente de la actividad petrolera, como se puede observar en las siguientes gráficas.

GRÁFICA 5.9.
INGRESOS PÚBLICOS TOTALES (1992-2005)



Fuente: Ministerio de Finanzas de Angola.

GRÁFICA 5.10.
GASTO PÚBLICO TOTAL (1992-2005)



Fuente: Ministerio de Finanzas de Angola.

Los ingresos fiscales en Angola provienen principalmente de la actividad petrolera, los derechos del sector representan 80% del total. En 2005, el total de ingresos (incluidas donaciones) representaban el 44.1% del PIB, de esta cifra, 6% eran impuestos generales, 36% derechos petroleros, 2% otros recursos. En 2013, el monto de ingresos petroleros bajó a 28%, lo que ilustra el esfuerzo del gobierno de Angola de reducir la dependencia de sus finanzas

públicas de la actividad petrolera. Se han realizado actividades para controlar y administrar mejor el gasto público. Se han reducido los egresos en gasto corriente y se ha reforzado el gasto en capital, en particular en el Programa Nacional de Reconstrucción; por otro lado, se aumentó el gasto en servicios sociales en un 31% del PIB (Angola www.africaneconomicoutlook.com).

Las exportaciones representaban 90% del PIB en 2000, y bajaron a un 59% en 2013, destacando el crecimiento en importancia del consumo privado y la formación bruta de capital fijo en la demanda agregada. Las ventas al exterior, principalmente petróleo (80%), crecieron significativamente desde el 2005 al 2008, de 24 a 56 billones de dólares. En 2009 cayeron un 33% debido a la denominada Gran Recesión, y la caída de la demanda internacional de petróleo en ese año. Se fueron recuperando hasta llegar a 74.1 billones de dólares en 2013. (www.worldbank.org).

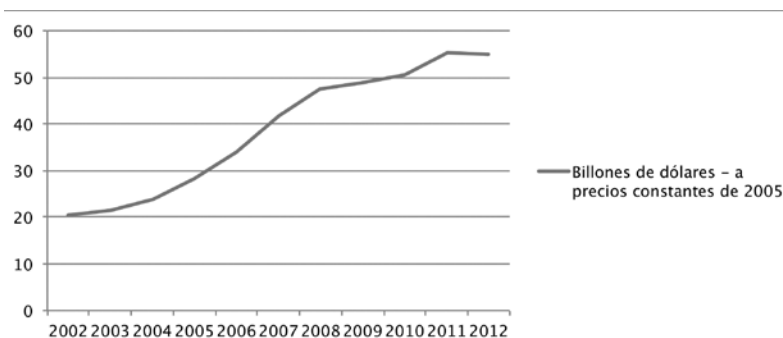
Demanda agregada y PIB

Los movimientos en la demanda agregada, y por lo tanto en el PIB, tuvieron una alta dependencia de la actividad petrolera de Angola, a través de su impacto en las inversiones, el gasto público y las exportaciones.

PIB

Angola ha crecido significativamente desde 2002, con tasas anuales del PIB que han llegado a más de 20% en 2006. Esto se debe, en parte, a la actividad petrolera, exportaciones y los precios internacionales del petróleo. La crisis de 2009 tuvo impactos adversos en la actividad

GRÁFICA 5.11.
PIB DE ANGOLA (2002-2012). BILLONES DE DÓLARES

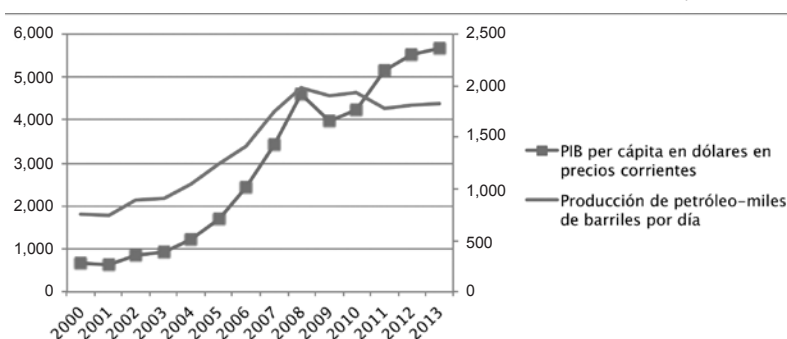


Fuente: World Data Bank.

económica, pero el PIB se ha estado recuperando hasta llegar a un crecimiento de 7%, en 2012, año en que se ubicaba en 55 billones de dólares, lo que lo colocó en la posición 67 del mundo.

Su PIB per cápita ha mejorado en forma importante en la última década, por lo que el Banco Mundial lo ubica como un país de desarrollo creciente. La siguiente gráfica ejemplifica la relación entre la producción petrolera en Angola y el PIB per cápita. También se observa una brecha leve en la relación en los últimos años, lo que indica que el país está tratando de diversificar su producción sectorial para no caer en la denominada enfermedad holandesa.

GRÁFICA 5.12.
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y PIB PER CÁPITA (2000-2013)



Fuente: us Energy Administration and World Data Bank.

Conclusión

Angola es un país africano que ha avanzado considerablemente desde que se independizó de Portugal en 1975, y después de sus dos décadas de cruenta guerra civil. Cuenta con una población joven y crecientemente educada que empuja al país hacia nuevos horizontes. Su modelo petrolero es mixto, con una activa presencia estatal conjuntada con una importante presencia extranjera. Las leyes y contratos relacionados con el petróleo en Angola buscan que las rentas petroleras beneficien a la economía y a la sociedad al mediano y largo plazo. La actividad petrolera ha tenido un impacto positivo en la demanda agregada de Angola, aumentando su PIB y su PIB per cápita, lo que lo ha llevado a ser un país de ingreso medio alto a nivel mundial.

Capítulo 6. Caso Azerbaiyán

MAPA 6.1.
AZERBAIYÁN



Características generales del país¹

La República de Azerbaiyán está ubicada en la zona geográfica euroasiática; es el país más grande en términos territoriales y en densidad de población de toda la región del Cáucaso Sur. Está dividida en 66 regiones (incluye siete regiones de la República de Najichevan), y su capital, Bakú, es una ciudad moderna y desarrollada que convive con pueblos antiguos, congelados en el tiempo.

¹ www.azerbaijan.az

Azerbaiyán está dividida parcialmente entre Europa Oriental y Asia Occidental. En su lado oriental yace el mar Caspio, mientras que en el Norte colinda con la Federación Rusa. Otros países que comparten frontera con Azerbaiyán son Georgia en el oeste-noroeste, Armenia en el sudoeste, e Irán en el Sur. El enclave azerbaiyano de Najichevan bordea Armenia por el Norte y el Este, mientras que Irán comprende el Sur y Sudoeste, y Turquía el Este.

Siete distritos de Azerbaiyán que fueron disputados en la guerra de Nagorno-Karabaj con Armenia, en 1994, continúan en el proceso de discusión. Muchas islas del mar Caspio pertenecen a la República de Azerbaiyán.

Azerbaiyán, Kazakstán y Rusia ratificaron recientemente los tratados de delimitación del fondo del mar Caspio, basados en equidistancia, mientras Irán continúa reclamando una quinta parte del mar.

El azerí es el idioma oficial, aunque debido al largo dominio ruso se hablan las lenguas rusa y turca. En algunas regiones se habla inglés, alemán y árabe.

Azerbaiyán es una república secular y unitaria mayoritariamente de azerís étnicos y musulmanes chiitas. Hay minorías de cristianos ortodoxos, turcos y judíos.

Después de la caída del Imperio Ruso durante la Primera Guerra Mundial, Azerbaiyán, Armenia y Georgia formaron la República Federativa Democrática Transcaucásica.

Cuando la República se disolvió, en 1918, Azerbaiyán declaró su independencia como la República Democrática de Azerbaiyán (RDA). Fue la primera república parlamentaria en el mundo musulmán, pero sólo duró 23 meses, pues fue invadida por el Ejército Rojo Bolchevique en abril de 1920, y los bolcheviques establecieron la República Socialista Soviética de Azerbaiyán en Bakú, el 28 de abril de 1920.

En 1922, la República Democrática se transformó en la República Socialista Federativa Soviética Transcaucásica, miembro constituyente de la Unión de República Socialistas Soviéticas (URSS). En 1936, se disolvió esta república, y Azerbaiyán RSS se convirtió en uno de los 12 estados constituyentes de la Unión Soviética.

En la década de 1940, Azerbaiyán RSS abasteció la mayoría del petróleo soviético para el frente oriental de la Segunda Guerra Mundial. Además, 600 mil ciudadanos de Azerbaiyán pelearon en este frente contra la Alemania nazi. La operación *Edelweiss* fue incentivada por Hitler para ocupar los campos petroleros del Cáucaso y Bakú, pero afortunadamente todas las ofensivas fueron derrotadas.

Después del proceso de la política de *glasnost* (liberación política)² y *perestroika* (libertad económica) de 1989 en la URSS, el descontento civil y las luchas étnicas crecieron en varias regiones de la Unión Soviética, en particular en Nagorno-Karabaj. Los disturbios en Azerbaiyán llevaron a levantamientos que buscaban la independencia y secesión de la URSS, de parte de la región de Nagorno-Karabaj.

² Palabra rusa que significa “publicidad”. Se utilizó para denominar el proceso de apertura política de la Unión Soviética en 1989.

El 18 de octubre de 1991, Azerbaiyán logró independizarse de la URSS; ese mismo año se eliminaron las palabras *socialistas soviéticas* del nombre oficial del país, y adoptaron una declaración de soberanía de la República Democrática de Azerbaiyán. El Consejo supremo adoptó la Declaración de Independencia, que se confirmó con un referendo nacional en diciembre de 1991, cuando la Unión Soviética se disolvió oficialmente.

El presidente Heydar Aliyev estableció las instituciones fundamentales para lograr un estado independiente, en el frente económico, lo que atrajo importante inversión extranjera. Lo sucedió en el poder su hijo Ilham Aliyev, en 2003.

Azerbaiyán comparte con las otras ex repúblicas soviéticas la transición de una economía dirigida a una de mercado, pero sus considerables recursos energéticos determinan su futuro económico y político.

Avances en las reformas económicas de mercado en Bakú reemplazan viejos esquemas y estructuras económicas. El objetivo del gobierno es aumentar la inversión extranjera en el sector no petrolero en términos económicos, y resolver el conflicto con Armenia en la región Nagorno-Karabaj, en términos políticos.

El comercio con Rusia y otras ex repúblicas soviéticas está declinando, mientras crece en importancia el comercio con Turquía y las naciones de Europa.

Su potencial de largo plazo depende de los precios internacionales de petróleo, la ubicación de nuevos oleoductos en la región y la habilidad de Azerbaiyán de manejar su riqueza petrolera.

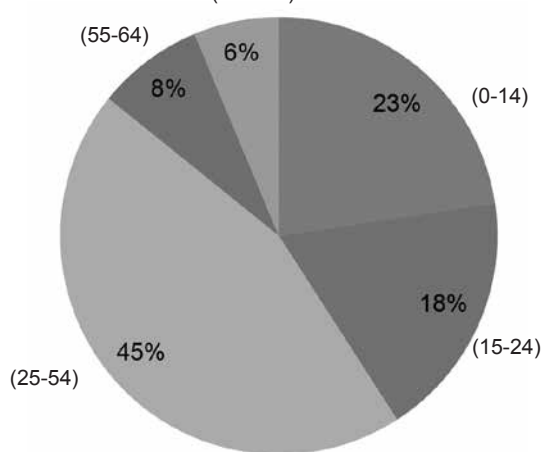
Características de la población, la educación, la sociedad y el empleo³

La República de Azerbaiyán tiene una población de 9,686,210 personas, con una cierta diversidad étnica: azerbaiyano, 91.6%; lezgian, 2%; rusos, 1.3%; armenios, 1.3%; talysh, 1.3%; otros, 2.1%. La mayoría de la población armenia vive en la región en conflicto de Nagorno-Karabaj.

Es una población relativamente joven: la edad promedio es de 29.8 años; el 44.9% tiene entre 25 y 54 años. Su tasa de crecimiento poblacional es baja, sólo 1.01%, y su esperanza de vida es de 71.91 años.

³ The World Factbook.

GRÁFICA 6.1.
ESTRUCTURA POBLACIONAL POR EDADES (2013)



Fuente: The World Factbook.

Azerbaiyán ha aumentado sus gastos en servicios de educación y salud, ya que destina 2.8% y 5.2% del PIB, respectivamente. La tasa de alfabetismo es muy alta; 99.8% de su población de 5 años es capaz de leer y escribir. Su esperanza de vida escolar es de 12 años, lo que indica que posee una fuerza laboral altamente capacitada.

Empleo⁴

En Azerbaiyán, la fuerza laboral es de 4.5 millones de personas, con una tasa de desempleo de 5.7%. El desempleo de jóvenes de 15-24 años es mayor; se ubica en un 14.2%.

Uno de los principales objetivos de la política social reciente ha sido implementar nuevas políticas de empleo y de uso óptimo de la fuerza laboral.

Las importantes reformas económicas realizadas después de la secesión de la URSS en 1991 tenían como objetivo realizar una transición de una economía centralmente dirigida (100% empleo estatal) a una de mercado. El proceso llevó a una intensiva privatización de empresas y organizaciones estatales, misma que generó cambios en la distribución de empleo entre sectores estatales y privados. La calidad del empleo también ha cambiado y ha generado un desarrollo económico dinámico. Otro objetivo de las reformas es proveer un balance

⁴ Consultar The World Factbook - The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan: www.cia.gov; www.stats.gov.az

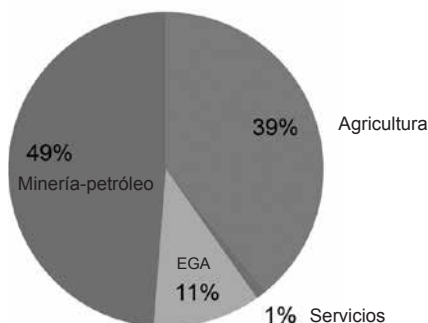
en el desarrollo económico y del empleo regional, aumentando el bienestar, la protección social y el nivel de vida de la población, ya que conviven áreas modernas con otras muy atrasadas en el país.

En el 2000, el número de personas empleadas en el sector estatal era de 33.2%, y se redujo a 26% en 2012. Mientras que los empleados en el sector privado aumentaron 1.3 veces en ese período. Gran parte de los empleos se crearon en medianas y grandes empresas.

Las medidas para fomentar el empleo en Azerbaiyán se implementaron a través del aumento de la inversión extranjera. En 2012, el número de personas empleadas en empresas extranjeras o conjuntas creció 12.5% promedio anual desde 2000. Sólo de 2011 a 2012 creció 26%.

GRÁFICA 6.2.

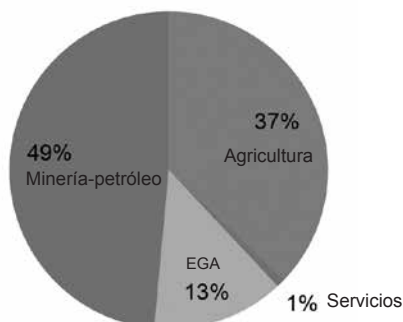
POBLACIÓN OCUPADA POR SECTORES ECONÓMICOS (2000)



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

GRÁFICA 6.3.

POBLACIÓN OCUPADA POR SECTORES ECONÓMICOS (2013)



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

Empleo sectorial⁵

El sector primario mantiene una participación importante en la economía y en la generación de empleo en Azerbaiyán, ocupa el tercer lugar como generador de valor agregado, después del petróleo y la construcción, y el segundo en empleos, después del sector servicios.

El país busca impulsar el empleo en el sector agrícola para complementar la dependencia de la economía en el petróleo. Asegurar la expansión y el desarrollo en áreas rurales es necesario para reducir la pobreza (6% de la población vive debajo de la línea de pobreza).

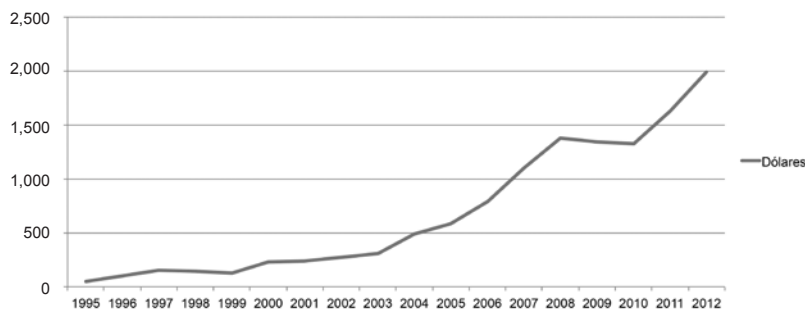
El sector secundario, minería e industria es uno de los más desarrollados, cubre: energía, combustibles, química, ingeniería mecánica, metalúrgica, industria alimenticia e industria liviana, entre otros. La minería, donde se clasifica la industria petrolera primaria, sólo emplea de 0.9 a 1% de la población, mientras que el resto de la industria manufacturera —que incluye procesamiento, operación de electricidad, gas, agua y construcción— ocupa 13% de la población económicamente activa. En 2013, el sector construcción empleaba 45% del total de empleados del sector secundario, más que la industria manufacturera.

Desde 2000, el sector terciario, de servicios, es el mayor generador de empleos, con 49% del total. Las principales actividades de éste son el comercio, transporte y reparación de equipos de transporte, educación, almacenaje, servicios de salud y trabajo social. Cabe destacar la importancia de las actividades de educación y salud —fundamentales en la etapa de la economía centralmente dirigida— que no han perdido su peso en la economía nacional.

Durante los últimos 13 años, 2000-2012, el salario nominal promedio aumentó nueve veces, debido al impulso de mayor participación del sector privado en la economía y a importantes políticas educativas. El salario promedio mensual por empleado en la industria de petróleo y gas ha crecido de forma exponencial (40 veces).

GRÁFICA 6.4.

SALARIO PROMEDIO MENSUAL POR EMPLEADO
EN LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS (1995-2012)



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

⁵ The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan: www.stats.gov.az

Sistema educativo

El gasto de Azerbaiyán en educación es 2.8% del PIB; el 99.8% de su población sabe leer y escribir. Es de destacar que la esperanza escolar es de 12 años, una de las más altas del mundo.

Después de obtener su independencia, en 1991, Azerbaiyán cambió radicalmente en la enseñanza: inició con la transición del sistema soviético a uno acorde con los estándares modernos internacionales.

En 1999, después de la confirmación del Programa de Reformas en la Rama de Enseñanza de la República de Azerbaiyán, se aplicaron reformas en todo el sistema educativo, incluso en el nivel superior, donde se otorgó mayor independencia curricular del Estado. El número de instituciones privadas aumentó de 12 a 171, en el período 2005-2011. En 2000, seis universidades, entre ellas la Academia Estatal de Petróleo de Azerbaiyán, adquirieron autonomía. Las reformas implementaron sistemas más democráticos en la administración de las instituciones educativas, con el objetivo de descentralizar las decisiones sobre planes de estudio y sistemas educativos.

El programa implementó mecanismos modernos de evaluación de la actividad de las instituciones educativas ante sugerencias del Banco Mundial, donde se evalúan tanto el éxito estudiantil como el progreso de los profesores.

La República de Azerbaiyán destina 0.2% del PIB al gasto en el desarrollo de las ciencias. Se ha realizado un proceso de perfeccionamiento de escuelas profesionales y técnicas para mejorar las metodologías de estudio orientadas a las necesidades económicas, sociales y políticas. Existe colaboración importante entre las instituciones educativas y las empresas petroleras establecidas en el país: a principios de 2000, una importante biblioteca de la Universidad Estatal Económica de Azerbaiyán fue provista de nuevas tecnologías de información e Internet con apoyo financiero de compañías extranjeras y el gobierno de Japón, país que, además, ha contribuido con la construcción de 20 escuelas a lo largo del país.

Además, Azerbaiyán estableció acuerdos con países como Estados Unidos, Francia, Inglaterra, Alemania, Japón, Turquía y China, y organismos internacionales para la reparación, restablecimiento de equipos y edificios de instituciones educativas.

Las reformas continuaron: de 1994 a 2004 se implementó un proyecto de reformas educativas, con crédito del Banco Mundial, para aumentar la calidad de la educación con planes más modernos basados en tendencias mundiales, reforzar los conocimientos y técnicas que pide el mercado, y mejorar la capacitación de los profesores. El programa del Banco Mundial se renovó para el período 2003-2013.

Modelo petrolero⁶

MAPA 6.2.
CONTRATOS DE PETRÓLEO DE AZERBAIYÁN DESDE 1994



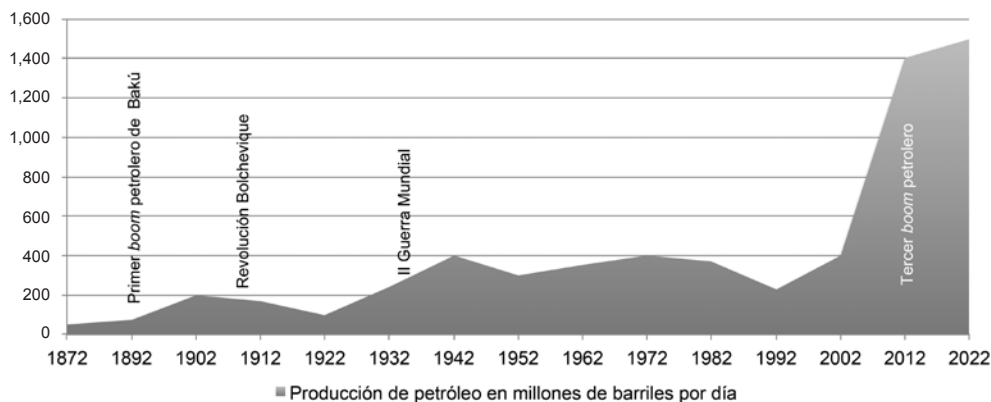
⁶ (www.stat.gov.az; www.azerbaijan.az; www.eia.com-Azerbaijan). The World Factbook. Salvat Universal Diccionario Enciclopédico.

Azerbaiyán es uno de los más antiguos países exportadores de petróleo. Hay evidencias del uso del petróleo en el comercio desde los siglos III y IV. En manuscritos árabes y persas se menciona la producción de petróleo en la península de Asperón. Incluso, ciertos investigadores plantean que en crónicas de Marco Polo se informaba de ingresos por la transportación de petróleo de Bakú a países orientales. Varios relatos de europeos visitando el Cáucaso en los siglos XVIII y XIX se refieren al Fuego del Templo de Bakú, que era alimentado por gas natural de una caverna cerca del lugar.

En 1872 inicia un nuevo *boom* con la entrega de tierras petroleras a inversionistas locales y rusos, y la perforación petrolera masiva. En la Segunda Guerra Mundial, el petróleo de Bakú fue clave para la victoria de Stalin sobre Hitler.

GRÁFICA 6.5.

TERCER BOOM PETROLERO DE AZERBAIYÁN



Fuente: Azerbaijan International Operating Company.

Casi inmediatamente después de su independencia de la URSS, Azerbaiyán permitió la entrada de empresas extranjeras al sector petrolero, y ha firmado la mayoría de acuerdos de producción compartida entre todas las ex repúblicas soviéticas. En general, los hidrocarburos se producen bajo acuerdos de producción compartida, donde la distribución de ganancias (*share of profits*) depende de la tasa interna de retorno lograda por el proyecto.

La industria energética está regulada por el Ministerio de Industria y Energía, establecido en 2001, que formula la política estatal de energía, regula a la State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR) y es responsable de atraer inversión extranjera, imponer tarifas y aranceles, conducir negociaciones sobre oleoductos y establecer acuerdos de producción compartida.

Aunque SOCAR está involucrado en todos los segmentos de la actividad petrolera, sólo produce aproximadamente 20% de la producción total de petróleo crudo de Azerbaiyán; las compañías petroleras internacionales generan el resto, que principalmente se produce en los siguientes campos petroleros: Azeri, Chiray Gunashlj (ACG) en aguas profundas y Shah Deniz.

Por su parte, AIOC (Azerbaijan International Operating Company) establecido en 1995, es un consorcio de nueve compañías petroleras que han firmado contratos de extracción con Azerbaiyán, incluye a BP (RU), Chevron (Estados Unidos), Inpex (Japón), Statoil (Noruega), Turkiye Petrolleri (Turquía), ExxonMobil (Estados Unidos), SOCAR (Azerbaiyán), Itochu (Japón) y Hess (Estados Unidos).

Estas empresas han hecho significativas inversiones directas en el desarrollo del campo ACG, mientras otras compañías de AIOC han invertido en la construcción del oleoducto Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC).

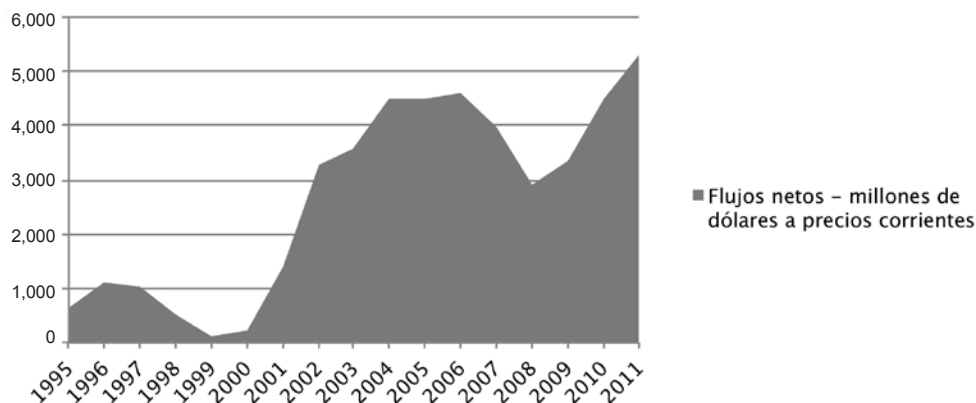
Además de producir 20% del petróleo total del país, SOCAR es responsable en Azerbaiyán de la exploración y producción de petróleo y de gas natural, de la operación de las dos refinerías, del manejo y la administración del sistema de oleoductos del país, y de las exportaciones e importaciones de petróleo y gas natural.

Aunque el Ministerio de Industria y Energía maneja las exportaciones, además de los acuerdos de exploración y producción con empresas extranjeras, SOCAR participa en todos los proyectos en forma de consorcios de desarrollo de petróleo y gas en Azerbaiyán.

La mayoría del petróleo del país es comercializado por la subsidiaria de SOCAR en Suiza, SOCAR Trading, que opera desde 2008.

GRÁFICA 6.6.

INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA (1995-2012)



Inversión extranjera

Después de su independencia, Azerbaiyán empezó a fomentar la inversión extranjera al país.

Dentro de la estrategia petrolera integral de Azerbaiyán, se implementaron 20 contratos PSA (Product Sharing Agreement o Acuerdo de Producción Compartida) con empresas extranjeras, mismos que requirieron 60 billones de dólares de inversiones para el desarrollo de largo plazo de campos petroleros. La producción petrolera de los primeros PSA empezó en noviembre de 1997.

El acuerdo en las reservas de aguas profundas de Azeri, Chiray Gunashlj (ACG) contrato internacional número 1, llamado “del siglo” por las reservas potenciales, estimadas en 6 billones de barriles de petróleo, fue firmado el 20 de septiembre de 1994 por el presidente Heydar Aliviyev y catorce compañías: Amoco (Estados Unidos), BP (Reino Unido), McDermott (Estados Unidos) UnoCal (Estados Unidos), SOCAR (Azerbaiyán), Lukoil (Rusia), Statoil (Noruega); Exxon (Estados Unidos), Turkiye Petrolleri (Turquía), Pennzoil (Estados Unidos), Itochu (Japón), Remco (Hong Kong) y Delta (Estados Unidos). En diciembre del mismo año se implementó el contrato; la inversión proyectada fue de 13 billones de dólares.

Fondo de petróleo: State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan⁷

En 1999 se estableció el State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan (SOFAZ) para asegurar un beneficio de igualdad intergeneracional a partir de la riqueza petrolera del país: mejorar el bienestar económico de la población actual y brindar seguridad económica a las futuras generaciones.

Los activos del SOFAZ crecieron de 271 millones de dólares en 2001 a 34.1 billones en 2012. Los ingresos totales del fondo para el período 2001-2012 fueron de 83.4 billones, mientras que los gastos fueron de 49.6 billones.

Los activos del SOFAZ pueden ser utilizados para resolver los principales problemas que afectan al país, como la construcción y reconstrucción de infraestructura estratégicamente importante para apoyar al progreso socioeconómico.

De este modo, el SOFAZ realiza transferencias al presupuesto gubernamental para la reconstrucción y diversificación de la economía nacional: 41 billones de dólares de 2003 a 2012.

Además, un porcentaje de los recursos del SOFAZ fue destinado a financiar el Oleoducto Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC), y a financiar el sistema ferroviario Bakú-Tbilisi-Kars.

⁷ www.azerbaijan.az; www.eia.com - Azerbaijan

El problema de entregar el petróleo a los mercados europeos fue resuelto por un acuerdo para construir el oleoducto Baku-Tbilisi-Ceyhan entre Azerbaiyán, Georgia y Turquía, en 1998, el cual fue oficialmente abierto el 13 de julio de 2006, y transporta 1,760 kilómetros de petróleo del campo de Azeri-Chirag-Guneshli, en el mar Caspio, al mar Mediterráneo, un avance clave en términos geopolíticos para diversificar el abastecimiento de gas a Europa que proviene de Rusia.

El petróleo es llevado de la Terminal Sangachal, cerca de Bakú, vía Tbilisi, capital de Georgia, a Ceyhan, un puerto en la costa sudoriental del Mediterráneo en Turquía. Es el segundo oleoducto más largo del mundo; el más largo es el Drizaba, que va de Rusia a Europa central.

Petróleo y economía⁸

Azerbaiyán es una de las cunas de la industria petrolera, y su historia está muy ligada a las fortunas del petróleo. Además, es uno de los puntos estratégicos de exportación del mar Caspio hacia Occidente y es un proveedor clave de petróleo y gas a Europa. En 2013, el país estaba dentro los 20 mayores exportadores de petróleo en el mundo.

Las reservas probadas de petróleo crudo de Azerbaiyán fueron estimadas en siete billones de barriles en enero de 2013, de acuerdo con el *Oil and Gas Journal* (OGJ). En 2012, Azerbaiyán producía aproximadamente 930 mil barriles de petróleo por día (bbl/d) de petróleo y consumía alrededor de 85 mil bbl/d. También generó, aproximadamente, un billón de metros cúbicos de gas en 2012.

La economía del país es altamente dependiente de sus exportaciones petroleras, con más de 90% de sus exportaciones en petróleo y gas (FMI).

TABLA 6.1.
DATOS DE LA ACTIVIDAD PETROLERA (2012)

Producción de petróleo crudo: 931,900 bbl/día (2012, est.)
25 del mundo
Exportaciones de petróleo crudo: 821,000 bbl/día (2011, est.)
17 del mundo
Importaciones petróleo crudo: 0 bbl/día (2012, est.)
150 del mundo
Reservas probadas de petróleo crudo: 7 billones bbl (1 de enero 2013, est.)

⁸ www.cia.com - Azerbaijan

20 del mundo
Producción de productos petroleros refinados: 133,500 bbl/día (2010, est.)
65 del mundo
Consumo de productos petroleros refinados: 168,000 bbl/día (2011, est.)
64 del mundo
Exportaciones de productos petroleros refinados: 53,440 bbl/día (2010, est.)
60 del mundo
Importaciones de productos petroleros refinados: 498,6 bbl/día
204 del mundo

Fuente: The World Factbook.

Características de la producción petrolera⁹

La economía de Azerbaiyán es altamente dependiente de sus exportaciones energéticas. Su industria petrolera se transformó con la construcción del oleoducto BTC en 2006, lo que abrió el potencial petrolero nacional. Es principalmente un exportador de petróleo crudo y de condensados, pero también exporta pequeños volúmenes de productos petroleros.

Zonas de producción

Las cuencas más grandes del país se encuentran *offshore* en el mar Caspio, particularmente en el campo Azeri-Chirag-Guneshli (ACG), que generó más del 80% de la producción de petróleo crudo de Azerbaiyán en 2012. El ACG tiene la gran mayoría de las reservas del país, con aproximadamente 5 billones de barriles, cubre 167 millas cuadradas y el campo está localizado a 62 millas al este de Bakú en el mar Caspio. Se esperaba que la producción pico llegara a 1 millón bbl/d, pero esto no ha ocurrido por problemas técnicos.

Nuevos proyectos pueden incentivar y diversificar la producción en Azerbaiyán. El nuevo Chirag Oil Project (COP) promete aumentar la producción y recuperación de petróleo del campo CG a través de una nueva instalación *offshore* que inició operaciones a fines de 2013, con una capacidad de producción pico de 360 mil bbl/d.

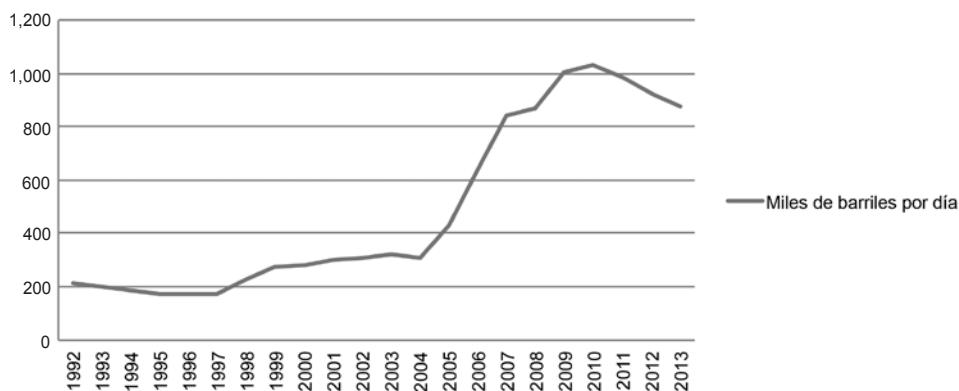
⁹ *Idem.* www.azarbaijan,.az

Tipos de petróleo

Azerbaiyán produce tres grados diferentes de petróleo crudo generados por SOCAR, Azeri BTC y Azeri Light. El de SOCAR se refina principalmente en el mercado doméstico, con sólo una pequeña porción disponible para exportaciones a medida que la demanda local ha crecido. Sin embargo, los pequeños volúmenes del petróleo crudo SOCAR que se destinan para la exportación son embarcados vía línea norte del oleoducto de exportación, hacia el puerto ruso del Mar Negro, Novorossiysk. Debido a su baja calidad, el petróleo crudo de SOCAR se mezcla con el ruso y se comercializa como una mezcla de los Urales.

La producción en Azerbaiyán aumentó de 315 mil bbl/d en 2002 a 1 millón bbl/d en 2010. Sin embargo, la producción ha caído desde entonces, llegando a 932 mil bbl/d en 2012. Información mensual hasta julio de 2013 indica que la producción sigue cayendo a un promedio de 910 mil bbl/d para los primeros siete meses del año. La Energy Information Agency (EIA) pronostica que la producción de Azerbaiyán disminuirá a aproximadamente 850 mil bbl/d en 2014.

GRÁFICA 6.7.
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO (1992-2013)



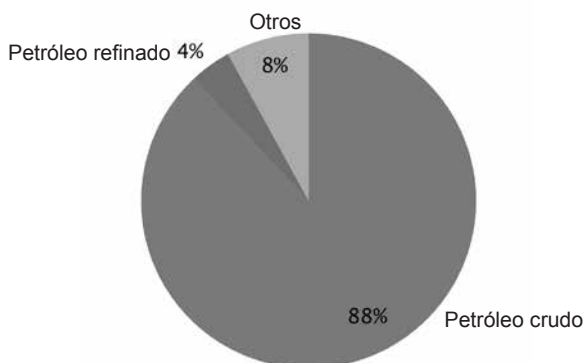
Fuente: EIA Azerbaiyán.

Exportaciones petroleras

El Azeri BTC y el Azeri Light poseen la mejor calidad de petróleo crudo de exportación y se venden, principalmente, a los mercados europeos y asiáticos.

El 88% de las exportaciones de Azerbaiyán se deben al petróleo crudo, y el pico monetario de éstas se alcanzó en 2008-2009, con casi 45 billones de dólares (véase gráfica 6.11).

GRÁFICA 6.8.
PRODUCTOS QUE EXPORTA AZERBAIYÁN EN 2010



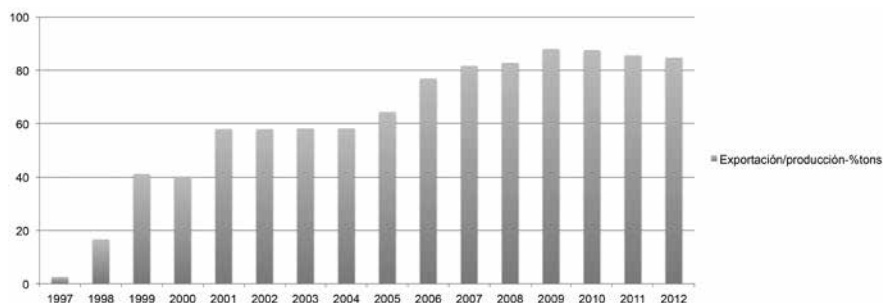
Fuente: The Observatory of Economic Complexity.

Las exportaciones petroleras de Azerbaiyán llegaron a su máximo histórico, en volumen neto, en 2010, al registrar un promedio de 967 mil bbl/d, pero han caído de forma paralela a la producción. En 2012, exportó un estimado de 850 mil bbl/d de combustibles líquidos, 7% menos que en 2011.

Aunque sigue siendo exportador de petróleo crudo y condensado, Azerbaiyán exporta pequeños volúmenes de productos petrolíferos refinados, incluyendo diésel, gasolina y turbosina, en particular a Rusia y Georgia.

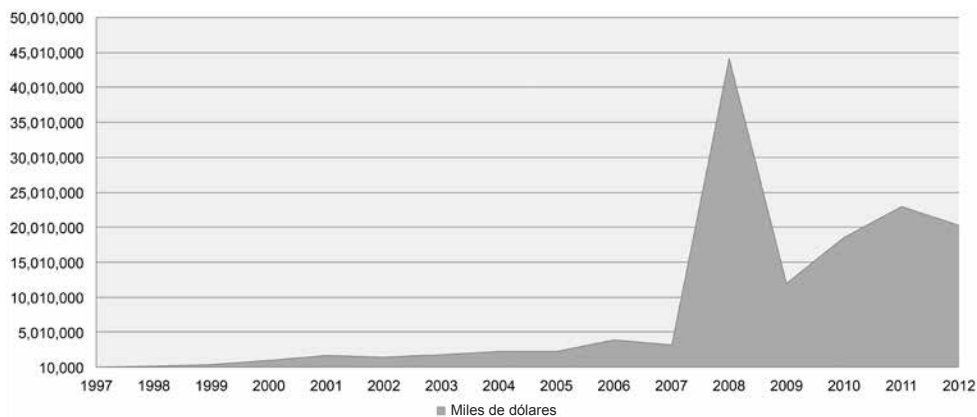
Las exportaciones representan más de 80% de la producción petrolera, lo que indica una fuerte petrolización del sector externo.

GRÁFICA 6.9.
RELACIÓN DE EXPORTACIONES PETROLERAS CON PRODUCCIÓN PETROLERA (1997-2011)



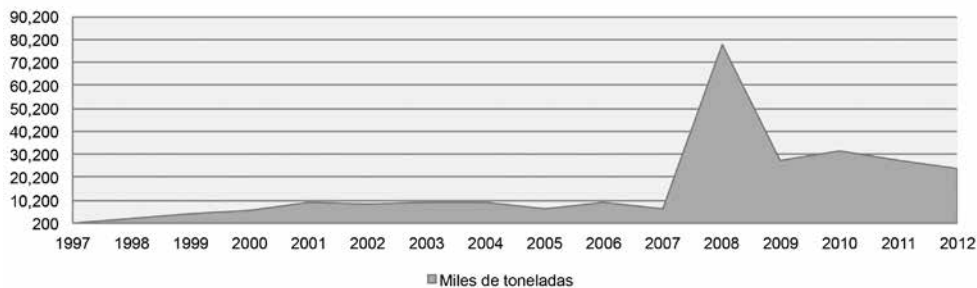
Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

GRÁFICA 6.10.
EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

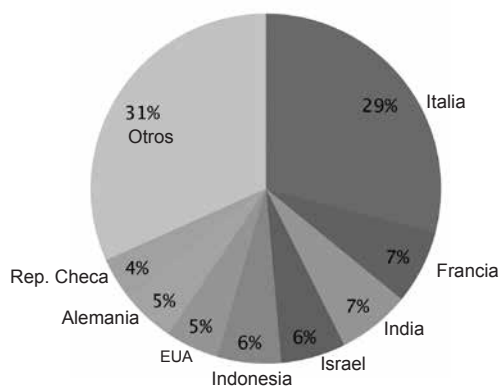
GRÁFICA 6.11.
EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

Las exportaciones petroleras a través de los oleoductos de Baku-Tbilisi-Ceyhan, el Baku-Novorossiysk y el Baku-Supsa, siguen siendo los principales impulsores económicos.

GRÁFICA 6.12.
DESTINO DE EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO (2012)

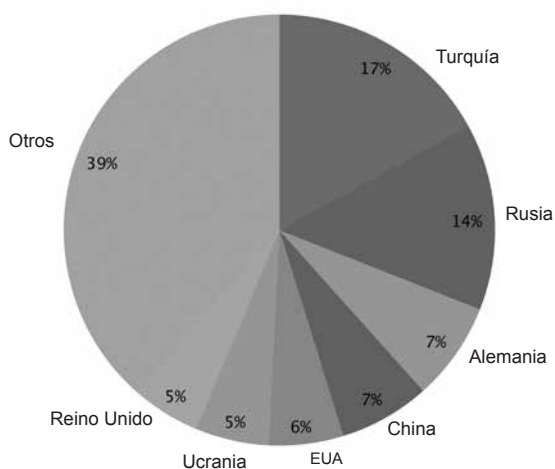


Fuente: Observatory of Economic Complexity.

Importaciones

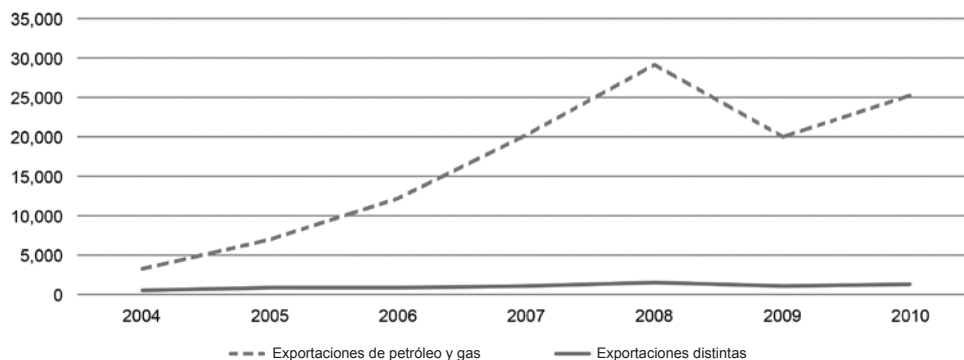
Dada la alta concentración de la industria de Azerbaiyán en el sector minero-petrolero, las actividades manufactureras no han tenido mucho crecimiento, lo que ha llevado a un aumento de importaciones de bienes primarios, alimentos, maquinaria y equipo, metales y químicos de países cercanos, entre ellos la Unión Europea y Estados Unidos.

GRÁFICA 6.13.
ORIGEN DE IMPORTACIONES DE AZERBAIYÁN (2012)



Fuente: Observatory of Economic Complexity.

GRÁFICA 6.14.
BALANCE DE EXPORTACIONES (MILLONES DE DÓLARES) (2004-2010)



Fuente: Banco Central de Azerbaiyán.

A pesar de que Azerbaiyán es un exportador neto de petróleo crudo, también importa un poco de éste de Turkmenistán y Kazakstán. Esto se debe a la divergencia entre el alto precio del petróleo crudo en el mercado mundial y el bajo precio regulado en el mercado interno, lo que hace poco rentable para los productores de petróleo proveer a las refinerías locales.

Economía

Estabilidad macroeconómica

El tipo de cambio se ha mantenido estable: desde 1995, oscila entre 0.78 a 0.99 manats por dólar. En 2012, se ubicaba en 0.7857 manats por dólar.

La inflación se ubicó en un bajo 1.1% en 2012, en comparación con 7.8% en 2011, aunque llegó a 2.4% en 2013. Los objetivos de inflación de una política monetaria sana deben ser alrededor de 3%, por lo que los datos de Azerbaiyán indican una buena administración de la oferta monetaria.

En 2013, Azerbaiyán tenía un superávit fiscal de 0.5% del PIB, con una deuda pública de 7.5% del mismo. Su recaudación fiscal es de 36.3% del PIB. En un nivel de 9 mil millones de reservas, refleja una situación financiera pública sana.

TABLA 6.2.
FINANZAS PÚBLICAS (2013)

Impuestos: 36.3% del PIB
Superávit fiscal: 0.5% del PIB
Ingresos sector público: 27.61 billones de dólares
Egresos sector público: 27.24 billones de dólares
Deuda pública: 7.5% del PIB
Deuda externa: 9.552 billones de dólares

Fuente: The World Factbook.

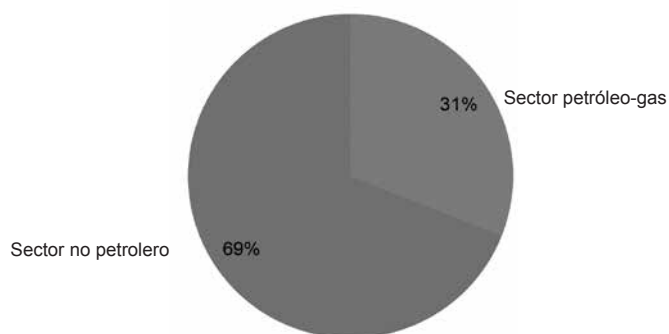
Estructura económica¹⁰

Composición del Producto Interno Bruto

La transición de Azerbaiyán de economía centralmente planificada a una de mercado se refleja en la creciente participación del sector privado en la generación del PIB. En 1995, sólo 30.3% de éste era generado por empresas privadas; en 2013, ya era 82.5%. El sector industrial pasó de 5.5% a 87.4% en el mismo período.

En los últimos 13 años, la economía de Azerbaiyán ha tenido una profunda transformación, donde el sector de petróleo y gas ha ganado una participación creciente en la generación del PIB.

GRÁFICA 6.15.
PIB DE SECTORES PETROLEROS Y NO PETROLEROS (2000)

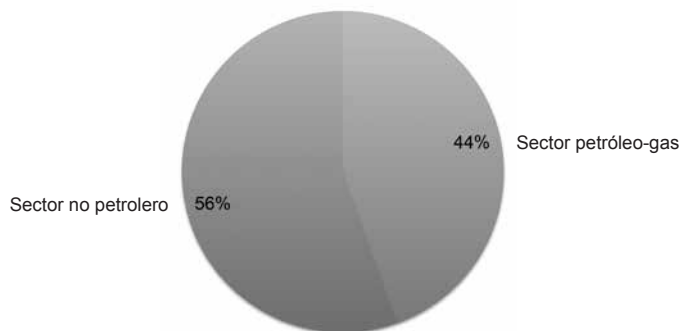


Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

¹⁰ The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan (www.stats.gov.az). The World Factbook (www.cia.gov; www.azerbaijan.az).

GRÁFICA 6.16.

PIB DE SECTORES PETROLEROS Y NO PETROLEROS (2013)



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

En la división tradicional del PIB por sectores, el agrícola todavía emplea la mayoría de la población económicamente activa de Azerbaiyán, 49%, pero sólo contribuye con 6.2% del PIB.

Se han realizado importantes reformas agrícolas desde 1995, orientadas a estructuras de libre mercado, reestableciendo la propiedad privada de la tierra, mejorando la infraestructura rural y fomentando el espíritu empresarial entre los agricultores. Hay grandes cambios sociales y estructurales en la agricultura. El Estado realiza fuertes inversiones de su presupuesto (que proviene principalmente de ingresos petroleros) en el sector primario, para fomentar el uso de maquinarias modernas, combustible, fertilizantes y servicios mecánicos. Se reemplazaron grandes unidades económicas estatales con unidades económicas privadas rentables: 99.98% de las granjas ya son privadas.

La principal producción agrícola es de cereales, algodón, betabel industrial, girasol, papas, frutas y verduras; también hay una importante actividad ganadera, además de un sector significativo de caza y pesca.

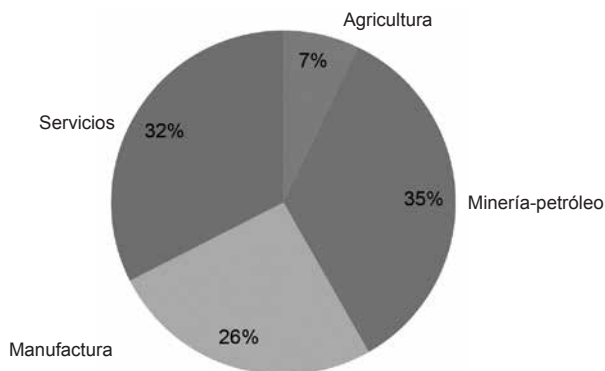
El sector secundario, de transformación, participó con 64.3% del PIB de Azerbaiyán en 2013. Los principales productos son petróleo y gas natural, petrolíferos, equipo de campos petroleros, acero, hierro, cemento, químicos, petroquímicos y textiles.

Al desglosar el sector secundario, se puede observar la importancia de la minería, principalmente las actividades de petróleo y gas, que participó en 35% del total en 2012.

Un estudio más profundo de la división por actividades dentro del sector secundario de Azerbaiyán muestra una evolución importante desde principios de los años noventa, cuando se separó de la ex Unión Soviética, hasta principios del siglo XXI. A principios de la década de los noventa, la participación del sector minero era de menos de 10%, pero llegó a superar 75% de la actividad industrial en 2012. La actividad minera consiste principalmente en la extracción de petróleo crudo y gas natural con participaciones muy menores de arena y gra-

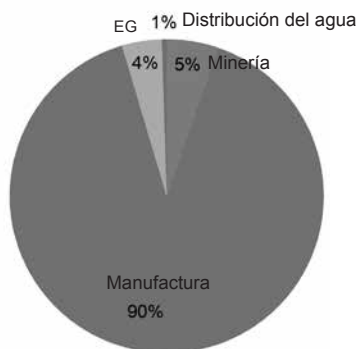
va. Las actividades de servicios de apoyo de la industria minera superan 50% de la actividad industrial.

GRÁFICA 6.17.
PIB POR SECTORES (2012)



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

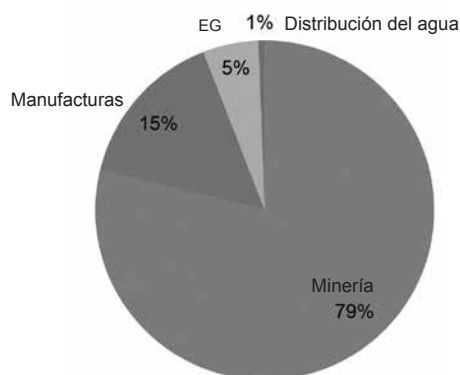
GRÁFICA 6.18.
DIVISIONES DE LA INDUSTRIA (1990)



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

Dentro de las manufacturas destacan la fabricación de productos alimenticios, la elaboración de productos petroleros refinados y la industria metalúrgica. Todos los sectores industriales tuvieron caídas considerables en el período y reflejaron el incremento de la actividad petrolera. Esto indicaría un problema de enfermedad holandesa que se debe resolver.

GRÁFICA 6.19.
DIVISIONES DE LA INDUSTRIA (2012)



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

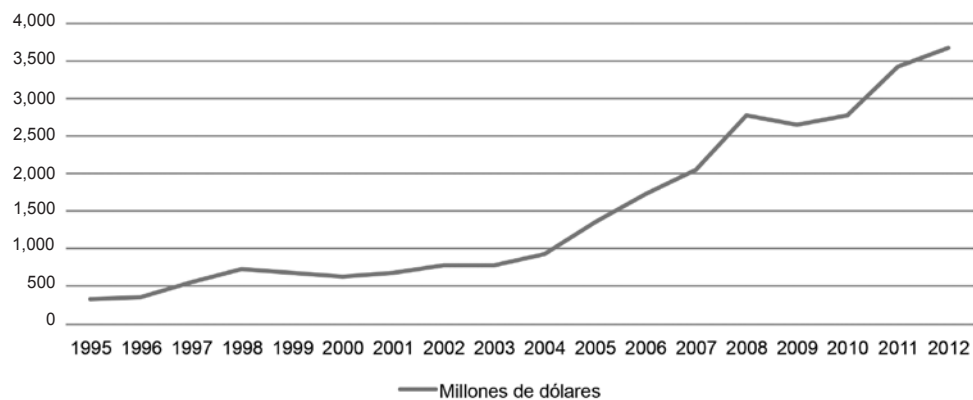
En el sector servicios, destaca transporte y comunicaciones, además del comercio y los servicios comunitarios.

Impacto del modelo petrolero en los componentes de la demanda agregada

Inversión

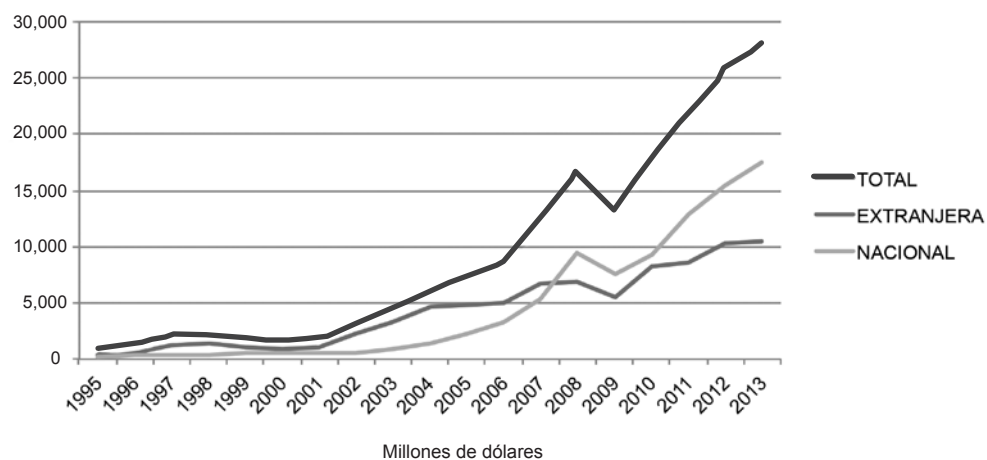
Impulsada por la actividad petrolera, la inversión, medida como consumo de capital fijo, en Azerbaiyán creció en forma exponencial desde 1993. La inversión directa en la economía también reflejó un crecimiento importante.

GRÁFICA 6.20.
CONSUMO DE CAPITAL FIJO (1995-2011)



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

GRÁFICA 6.21.
INVERSIÓN DIRECTA A LA ECONOMÍA (1995-2013)

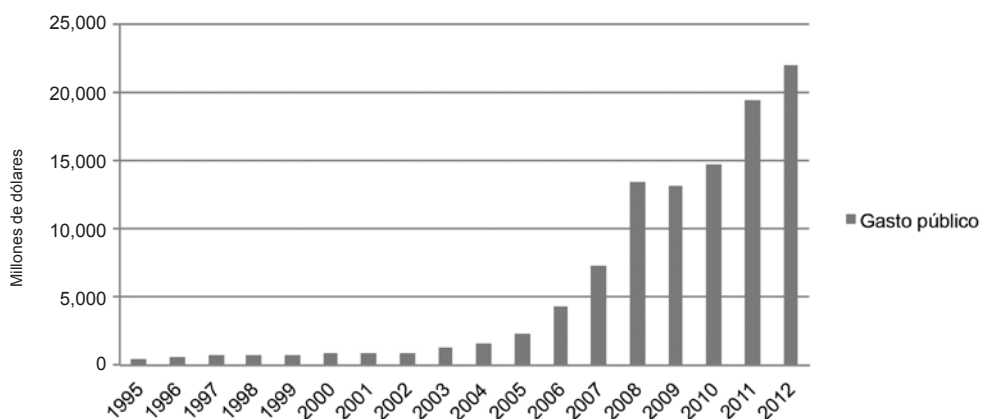


Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

Gasto público

Un componente fundamental y multiplicador de la demanda agregada es el gasto público, que en Azerbaiyán ha crecido en forma exponencial desde 1995. Esto contribuye al crecimiento de la demanda agregada y del PIB.

GRÁFICA 6.22.
GASTO PÚBLICO (1995-2012)



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

Demanda agregada y crecimiento económico: PIB

Las exportaciones de gas y petróleo han generado ingresos para el gasto público y para la inversión pública y privada. Estas variables han incrementado la demanda agregada del país, lo que lleva a mayor crecimiento económico y del PIB per cápita.

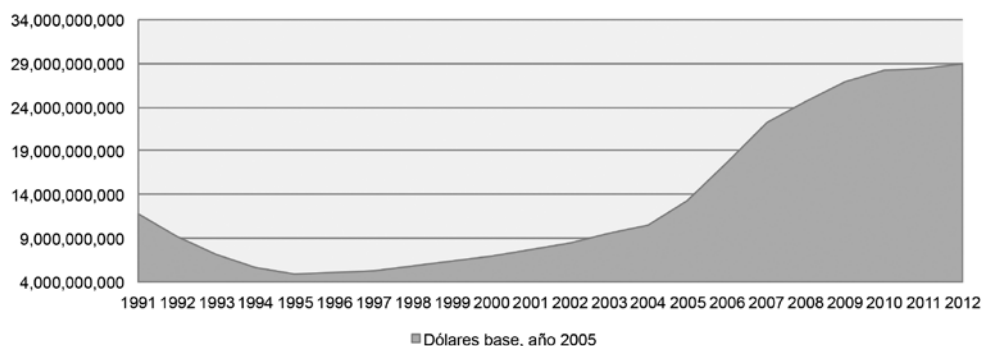
Datos del PIB

El crecimiento económico de Azerbaiyán se debe a grandes y crecientes exportaciones de petróleo, pero algunos sectores no petroleros también registraron crecimiento económico de dos dígitos, incluyendo construcción, banca y bienes raíces.

En 2012, la tasa de PIB se recuperó a 2.2% de 0.1% en 2011, posterior a la crisis mundial de 2009. Caídas continuas en la producción petrolera fueron compensadas por un fuerte crecimiento del sector no petrolero, el cual ha sido impulsado principalmente por inversión gubernamental, que no es sostenible si la producción petrolera continúa cayendo.

El PIB de Azerbaiyán en 2012 (en dólares constantes del 2005) es de alrededor de 28.95 billones de dólares (véase gráfica 6.23). Si vemos el PIB de 2012 en PPP (paridad y poder de compra) según el World Factbook, es 97.04 billones de dólares. La diferencia es por el tipo de inflación que se calcula.

GRÁFICA 6.23.
PIB CONSTANTE DE AZERBAIYÁN (1991-2012)

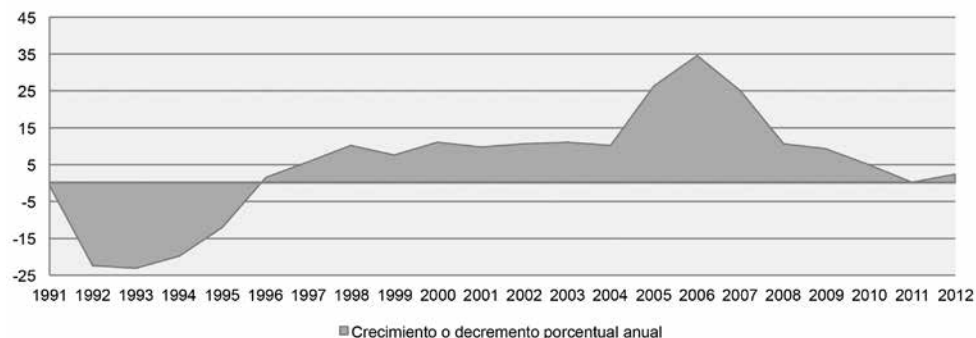


Fuente: World Data Bank.

Debido a la crisis económica mundial el PIB no ha crecido a niveles de tasas anteriores (llegó a 34% en 2006), aunque se está recuperando: en 2010 creció 5%; y en 2013 en 6%.

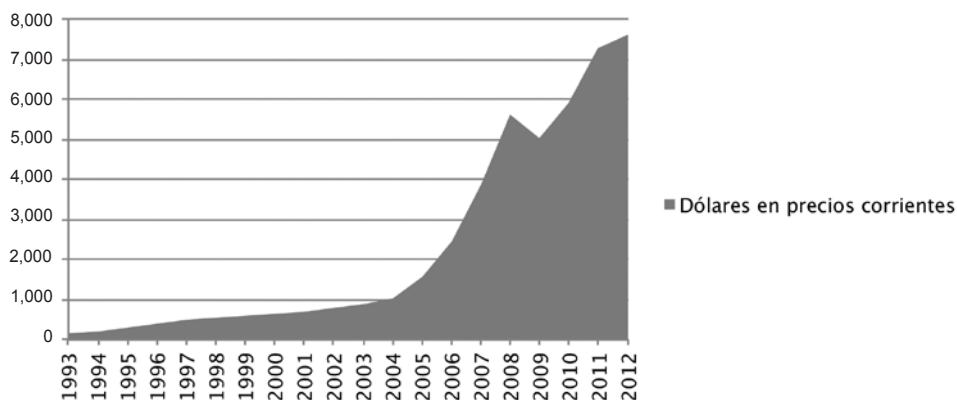
El PIB per cápita fue de 7,594.3 dólares en precios corrientes en 2012, según las estadísticas de Azerbaiyán. El Banco Mundial registra una cifra similar de 7,394 dólares, por lo que califica a Azerbaiyán como país de ingreso medio alto.

GRÁFICA 6.24.
PIB DE AZERBAIYÁN (1991-2012)



Fuente: World Data Bank.

GRÁFICA 6.25.
PIB PER CÁPITA DE AZERBAIYÁN (1993-2012)



Fuente: The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaiyán.

Conclusión

Azerbaiyán es un país que ha experimentado cambios políticos y económicos importantes en los últimos 25 años. Su independencia de la ex URSS en 1991 implicó un cambio fundamental en su modelo económico al pasar de una economía centralmente dirigida a una de mercado. Esto ha tenido impactos en toda su estructura productiva, en particular en el área agrícola e industrial. La importancia del petróleo en la economía de Azerbaiyán aumentó y ha contribuido al desarrollo económico del país. El modelo petrolero es mixto; el Estado tiene una participación significativa en la exploración, producción y comercialización junto con una presencia importante de empresas extranjeras. Las leyes y contratos petroleros de Azerbaiyán fomentan que las rentas beneficien al país en el mediano y largo plazo. Los componentes de la demanda agregada, en particular la inversión y el gasto público, se han acelerado por la actividad petrolera, lo que ha llevado a crecimientos exponenciales en su PIB y PIB per cápita. Todavía hay asignaturas pendientes en la obtención de mayor eficiencia en el sector privado y público, y las reformas estructurales deben acelerarse para lograr objetivos económicos de largo plazo, en particular en sectores económicos no relacionados con la energía, para evitar la enfermedad holandesa. Está disminuyendo la importancia del comercio con Rusia y otras ex repúblicas soviéticas, mientras crece el comercio con Turquía y naciones de Europa.

Las perspectivas económicas a largo plazo para Azerbaiyán dependen de los precios mundiales del petróleo y de su habilidad para negociar rutas de exportación para su creciente producción de gas.

Anexo 1. Modelos petroleros en otros países¹

Brasil

Brasil cuenta con un régimen de propiedad de los recursos del subsuelo similar al establecido en México, que operó durante muchos años bajo un esquema de exclusividad estatal y obligación universal de abasto.

En la medida en que el reto de la exploración y producción de hidrocarburos se trasladó a zonas de alta complejidad y mayor riesgo (aguas profundas), fue necesario buscar un modelo que hiciera frente a las nuevas condiciones. Éste se instrumentó a través de modificaciones institucionales y de carácter constitucional, sin perder la propiedad estatal de los recursos del subsuelo. Dichos cambios dieron lugar a la migración de un modelo de exclusividad estatal a uno donde se delega parte de la operación, con una empresa mayoritariamente estatal dominante, eliminando la obligación universal en la provisión de bienes y servicios energéticos.

A medida que su compañía nacional petrolera, Petrobras, ha incrementado de manera importante su producción, rentabilidad y capitalización en el mercado de valores, Brasil se ha convertido en la historia de éxito más conocida de los últimos años. Al mismo tiempo, ha visto sus reservas multiplicarse y logró autosuficiencia petrolera, igualando la oferta y la demanda nacional por primera vez en su historia. Desde 1970, cuando era un gran importador de petróleo y se vio severamente afectado por la crisis internacional ocasionada por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), Brasil comenzó una progresiva reorganización de su industria petrolera y del gas.

Los cambios más importantes ocurrieron en 1997, cuando el Congreso aprobó la Ley de Inversión en Petróleo y definió un nuevo marco legal y agencias reguladoras autónomas, al tiempo que liberalizaba el sector para crear fuerzas competitivas.

El éxito del modelo brasileño es resultado de la voluntad de cambiar la Constitución para satisfacer las necesidades energéticas del Brasil moderno, que ha llevado a la autosuficiencia petrolera; un enfoque pragmático hacia la producción compartida y las alianzas estratégicas, a través de múltiples operadores; la gran inversión en Petrobras, que le ha permitido convertir-

¹ Memoria de Labores Pemex, 2007, y Senado de la República, 2013.

se en un líder mundial de tecnologías de aguas profundas; la inyección de capital privado en la compañía, sin perder el control estatal sobre la misma, así como el fomento de la participación de capital privado internacional y del desarrollo de empresas privadas nacionales.

Noruega

En los años setenta, con la finalidad de explotar la riqueza petrolera, el Estado noruego fomentó el desarrollo del sector industrial nacional, a través de la expansión gradual de las actividades de exploración y producción.

Lo anterior mediante la creación de una regulación que permitiera la competencia y la cooperación con los proveedores de la industria petrolera, propiciando la integración a nivel nacional de las operaciones y actividades en torno a la industria.

Gracias a la rectoría estatal, Noruega desarrolló un modelo con base en los siguientes principios:

1. El control nacional de los recursos petroleros: el régimen legal noruego otorga a la nación la propiedad de los recursos.
2. La promoción de la participación de las empresas petroleras estatales (y su internacionalización).
3. La colaboración con otras empresas para asimilar tecnología y experiencia.
4. El fortalecimiento de proveedores nacionales para convertirlos en la palanca del desarrollo industrial del país.

El modelo se enfocó en la creación de una cadena productiva que integra las empresas petroleras estatales nacionales e internacionales, las nuevas empresas del sector de proveedores nacionales, el sector financiero y la academia de Noruega.

El modelo noruego, además de ser el origen de los modelos de tercera vía e inspiración del brasileño y el colombiano, se basa en la maximización de la utilidad del Estado. Esto generó la creación de *Statoil*, una compañía nacional petrolera altamente rentable, y un fondo de riqueza soberano (el Fondo Gubernamental de Pensiones) que acumula activos alrededor del mundo, con inversiones que alcanzan el 1% de los mercados globales de capital; es decir, es el inversionista más grande del mundo. El enorme tamaño del fondo significa que cualquier ciudadano noruego cuenta con el equivalente a 140 mil dólares para su retiro. Esto se ha logrado a través de la inversión de la renta de la industria petrolera noruega, incluyendo impuestos y licencias de E&P (exploración y producción), así como los dividendos de *Statoil*, tanto nacionales como globales.

El éxito del experimento noruego se debe a: los beneficios de una política generalmente consistente y explícita, enfocada en la administración de la riqueza a largo plazo; poca inter-

ferencia no-comercial en la política operativa de *Statoil*; porque la competencia es una fuerza de valor añadido en la política del petróleo y gas, y la aplicación de una actitud evolutiva hacia *Statoil* y otras compañías noruegas operando en el sector de E&P, reconociendo la naturaleza cambiante de la industria y la necesidad de internacionalización.

Colombia

En 1999, al enfrentarse a un pico de producción y reservas decrecientes, el gobierno colombiano tomó una serie de acciones para hacer al sector petrolero más atractivo para la inversión extranjera y liberar de restricciones a la compañía nacional petrolera, Ecopetrol. A finales de 2003, a medida que empeoraba el panorama y emergía el prospecto real de tener que importar petróleo para satisfacer la demanda nacional, el gobierno se comprometió con una revisión integral de la regulación del sector de hidrocarburos. Primero, con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se estableció un nuevo marco regulatorio que ofrece un ambiente altamente competitivo para compañías petroleras nacionales y extranjeras. Esto también ha ayudado a definir de forma más clara el rol del gobierno y el de la compañía nacional petrolera.

Además de este cambio positivo en la regulación, las condiciones para la E&P mejoraron con la baja en las regalías, ofreciendo uno de los regímenes impositivos más atractivos de América Latina, en particular para recursos no convencionales, lo que le permite atraer inversiones que de otra manera irían a países con mayores recursos.

El gobierno ha ofrecido nuevas concesiones, generando gran interés de compañías privadas en un momento en que las mayores corporaciones buscan encontrar y desarrollar nuevas reservas. Bajo estos términos, las compañías petroleras internacionales ya no necesitan estar asociadas con Ecopetrol, lo que les permite tener control absoluto sobre sus operaciones; sin embargo, como se ve ronda tras ronda, los actores privados prefieren asociarse con Ecopetrol.

El reciente éxito colombiano se explica por la adopción de un enfoque pragmático en el manejo de las reservas de gas y petróleo; un ambiente abierto y competitivo que ha incentivado mayor eficiencia de parte de las compañías que operan en el sector; un ambiente contractual competitivo para las empresas privadas y extranjeras que ha alentado grandes inversiones; la creación de un marco regulatorio para recursos no convencionales —el primero en América Latina—, y además de otro de vanguardia para recursos convencionales. Todo esto le permite controlar y gestionar con éxito sus recursos, a la vez que atrae cada vez más interés a un país cuyas reservas son menores, y la reestructuración de la compañía nacional petrolera, Ecopetrol, que mantiene participación mayoritaria en manos del Estado colombiano, pero opera de acuerdo con principios de negocios.

Cuba

A partir de la caída del bloque comunista, 1989-1991, Cuba experimentó un desequilibrio económico que afectó sus posibilidades de crecimiento. Para revertir este escenario, el gobierno implementó cambios legales que se centraron en la intensificación de la búsqueda y explotación de yacimientos de hidrocarburos para aprovechar el potencial energético del país y garantizar la seguridad y soberanía energéticas.

Cuba realizó modificaciones a su legislación para permitir a la empresa estatal, Cuba Petróleo (CUPET), hacer alianzas con compañías petroleras para compartir tecnología y experiencia, así como atraer los recursos necesarios, mediante contratos de producción compartida.

El esquema contractual que se diseñó consiste en que el tercero realiza la exploración y, en caso de encontrar petróleo, se plantea una asociación al 50% de la empresa participante y CUPET. Además, la empresa que colabora debe pagar el impuesto sobre la renta, por lo que la porción de las utilidades que retiene el Estado asciende a un mínimo de 65%. CUPET retiene la opción de asociarse hasta por un 20% del capital del tercero, por lo que la participación estatal puede ascender hasta un 72% de la riqueza petrolera, que se alcanza con 50% de la producción que corresponde a CUPET, 15% que se paga por concepto de impuestos (tasa de 30% que se aplica al 50% que retiene la compañía) y 7% que se obtiene por la participación accionaria a que puede tener acceso (20% sobre 35% de la utilidad después de impuestos). Es interesante destacar que si el esfuerzo exploratorio no reditúa en producción, CUPET no incurre en costo alguno.

Se estima que las aguas profundas de Cuba tienen un potencial de 13.5 mil millones de barriles de crudo equivalente, por lo que los expertos opinan que Cuba podría convertirse en un país exportador de petróleo en la próxima década.

Para desarrollar estas reservas de aguas profundas cubanas del sudeste del Golfo de México, Cuba dividió el área en 59 bloques, mismos en los que diversas empresas realizan trabajos bajo el esquema de contratos de producción compartida con CUPET. Desde 2001, las empresas Repsol (España), Statoil (Noruega), ONGC (India), Sherrit (Canadá), Petronas (Malasia), PDVSA (Venezuela) y Petrovietnam (Vietnam) realizan tareas exploratorias en 24 bloques en aguas profundas cubanas.

En 2007, Brasil firmó un convenio para que Petrobras evalúe algunos bloques cubanos en el Golfo de México e indique en cuáles de ellos tendría interés en realizar trabajos de exploración.

Estados Unidos

En sentido contrario de muchos países que basan sus modelos de desarrollo en empresas estatales petroleras, el régimen legal de Estados Unidos otorga al propietario del subsuelo la

propiedad de los recursos, lo que permite a los particulares realizar las actividades relacionadas con esta industria. El gobierno se concentra en administrar los recursos de hidrocarburos con instrumentos regulatorios y fiscales, delegando la exploración y explotación de riqueza que existe en el subsuelo a empresas privadas.

Al amparo de la regulación del gobierno, se promueven condiciones de competencia, permitiendo que la industria petrolera en Estados Unidos evolucione en función de los retos que ha enfrentado.

Las empresas petroleas optan por fusionarse, asociarse o aliarse entre ellas para acelerar los procesos de incorporación de tecnología, adquisición de experiencia y reducción de costos.

Estados Unidos es el tercer mayor productor de petróleo del mundo. En 2007 produjo 5.12 millones de barriles diarios y es el segundo mayor productor de gas a nivel mundial con una producción de 54.2 miles de millones de pies cúbicos diarios.

Una de las zonas con mayor potencial son las aguas profundas del Golfo de México que corresponden a Estados Unidos, con un estimado de 46 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos y con reservas probadas de 9.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En dicha zona, participan las 30 principales empresas petroleras del mundo, y se operan 115 proyectos de explotación en 48 yacimientos en diferentes grados de desarrollo. En los últimos años, en aguas profundas se han alcanzado niveles de producción de crudo cercanos al millón de barriles diarios, lo que ha llegado a representar alrededor del 17% de la producción total.

Anexo 2. Reformas energéticas en México

Se han realizado varios cambios legales, antes del 2008 y 2013, para permitir mayor participación privada nacional y/o extranjera en las operaciones de Pemex. Hay diferentes esquemas de contratos, siendo el principal el contrato de servicios. De acuerdo a la nueva Ley de Adquisiciones, Arrendamiento y Servicios del Sector Público del 2000, Pemex tiene obligación de realizar contratación de bienes y servicios con privados, nacionales y extranjeros, vía licitaciones públicas. Hay muchas empresas mexicanas privadas que ya son proveedoras de Pemex, además de extranjeras como Schlumberger, Halliburton, Weatherford, entre otras. Por otro lado, Pemex puede invertir en empresas extranjeras, como fue el caso de Repsol.

La primera reforma sustancial a la industria petrolera mexicana se realizó en 2008, cuando el Partido Acción Nacional (PAN) y el presidente Calderón presentaron una iniciativa de reforma energética que permitía la participación de las empresas privadas en la exploración y explotación del petróleo a través de contratos de servicios.

La Ley de Petróleos Mexicanos de 2008 establece el mandato de Pemex para la creación de valor. En su artículo 51, la Ley formula el nuevo régimen de contratación para actividades sustantivas de carácter productivo y describe un procedimiento de licitación más flexible, que incluye elementos como la precalificación y la negociación de precios, entre otros.

La ley de 2008 permite inversiones privadas bajo el modelo de “Modalidades especiales de contratación”, donde permite contratos a terceros para exploración y producción. En 2011 se aprobaron los contratos incentivados a firmas privadas para desarrollar campos maduros.

La Ley de Petróleos de 2008 prevé la posibilidad de celebrar contratos integrales EP (un tipo de contrato de riesgo) que ofrezcan incentivos a los contratistas que obtengan mejores resultados, ya sea vía la incorporación de tecnología de punta, mayores eficiencias y menores costos, entre otros factores. Los contratos integrales EP contribuirán a la generación de valor y permitirán incrementar la capacidad de ejecución, a través de esquemas rentables y competitivos en campos maduros, Chicontepec y aguas profundas; proyectos que requieren modelos económicos y de operación específicos para cada caso (Ley de Petróleos Mexicanos de 2008).

El 20 de diciembre de 2013 se aprobó una nueva Reforma Energética. Se eligió una combinación de la promoción de asociaciones estratégicas e internacionalización de empre-

sas públicas, junto con un rol líder para el Estado, con la promoción de la inversión privada a través de contratos de utilidad compartida, contratos de producción compartida y licencias.

La Reforma Energética del 2013 plantea contratos de riesgo. Este tipo de contratos otorgan garantía jurídica a inversionistas extranjeros. Otras propuestas de la reciente reforma son darle autonomía presupuestal a Pemex, establecer un Fondo Soberano del Petróleo, crear nuevos reguladores y realizar cambios con el sindicato (Senado de la República 2013). El proceso pasó a la revisión de las leyes secundarias a mediados del 2014.

El 30 de abril de 2014, el presidente Peña Nieto envió al Congreso un paquete con proyectos de Decreto que expiden, reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de leyes secundarias que va a ser discutido en las sesiones del Congreso en junio del 2014.

En materia de hidrocarburos se modificaron los artículos 27 y 28 constitucionales para permitir la participación de los sectores público y privado en las actividades de la industria energética.

La modificación afirma que los hidrocarburos son propiedad de la Nación; la exploración y extracción son actividades estratégicas pero puede participar el sector privado mediante contratos, y se liberan las demás actividades de valor de la industria petrolera.

La industria de los hidrocarburos es de jurisdicción federal y de utilidad pública. Corresponde al Estado la ejecución de las actividades estratégicas por conducto de una nueva figura que son de las Empresas Productivas del Estado (EPE), con base en asignaciones que otorga y modifica la Secretaría de Energía (SENER) a las EPE, previa opinión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). El sector privado puede participar en el desarrollo de la exploración y extracción mediante la adjudicación de contratos, a través de licitaciones a cargo de la CNH. El reconocimiento y exploración superficial requerirá previa autorización de la CNH. Lo anterior, no otorga derecho de exploración y extracción.

En los contratos para la exploración y extracción, las asignaciones proceden cuando se garantice la producción y abasto. Sólo pueden ser cedidas a otro EPE con autorización de la SENER. Por su parte, las EPE pueden celebrar con particulares contratos de servicios puros para la ejecución operativa de las actividades con pagos en efectivo.

Únicamente se adjudicarán a sociedades legalmente establecidas en México por medio de licitación. En cada contrato, se determinará el porcentaje de contenido nacional, y no operará en este tipo de contratos la Asociación Público Privado (Senado de la República 2014).

Anexo 3. Fondo soberano de petróleo¹

El objetivo del Fondo Mexicano del Petróleo es que los ingresos que el Estado mexicano obtenga de las actividades de exploración y extracción de petróleo, y de otros hidrocarburos, fortalezcan las finanzas nacionales y los ingresos de los mexicanos en el mediano y largo plazo.

La reforma constitucional prevé la creación de un fideicomiso público en el que el Banco de México fungirá como fiduciario, y donde habrán de concentrarse todos los ingresos, con excepción de las contribuciones que correspondan al Estado mexicano, derivados de los contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 constitucional.

Este fideicomiso se denominará Fondo Mexicano del Petróleo (Fondo Petrolero) y será responsable de administrar y realizar los pagos que se establezcan en los contratos referidos en el párrafo que antecede y las transferencias que se especifiquen en la ley.

Los fondos soberanos son herramientas ampliamente empleadas por diversas naciones alrededor del mundo para administrar los recursos derivados de la explotación de recursos naturales no renovables, en particular las actividades extractivas de recursos naturales.

Existen otros fondos que provienen de la explotación de recursos naturales no renovables, cuyos ingresos se emplean tanto para complementar los ingresos de los estados, como elemento para estabilizar las necesidades de gasto e inversión o para el ahorro de largo plazo.

¹ Senado de la República, 2013.

Bibliografía

- Alarco Tosoni, G. (2006). La evolución del precio del petróleo crudo y la economía de México 1975-2004. *Comercio Exterior*, 11(56).
- Álvarez de la Borda, J. (2006). *Crónica del Petróleo en México de 1863 hasta nuestros días*. México: Petróleos Mexicanos.
- Aragón, F., & Rud, J. (2013). Natural Resources and Local Communities: Evidence from a Peruvian Gold Mine, *American Economic Journal*, 5-2, 1-22.
- Bagnasco, I. (en prensa). *Manual de Daimler para expatriados en México*. México: Daimler
- Banco Mundial. (2012). *World Bank group in extractive industries: 2012 annual review*. Consultado en: www.stat.gov.az/indexen.php
- Brandariz, J. A. *et. al.* (2005). Guerra global permanente: la nueva cultura de la inseguridad. Madrid: Los Libros de la Catarata.
- Campodónico, H., & Sánchez Albavera, F. (2004). Reformas e inversión de la industria de hidrocarburos en América Latina, *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*, 78, CEPAL, Naciones Unidas.
- Corden, W. M., & Neary, J. P. (1982). Booming Sector and De-industrialisation in a Small Open Economy, *The Economic Journal* 92, 825-848.
- Ebrahim-Zadeh, C. (2003). Back to Basics-Dutch Disease: Too much wealth managed unwisely, *Finance and Development*, IMF.
- INEGI. (2010). *Estadísticas históricas de México 2009*. Consultado en abril de 2014, en: www.inegi.org.mx/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/integracion/pais/historicas10/EHM2009.pdf
- Kauffman, C. (2003-2004). Energy and Poverty in Africa, Policy Insights No. 8. African Development Bank-OECD Development Centre, *African Economic Outlook 2003/2004*.
- Manzano, O., & Monaldi, F. (2008). The Political Economy of Oil Production in Latin America, *Economía, LACEA's Journal*, 2-34.
- OECD (2008). *Factbook 2007*. Consultado en: www.oecd-ilibrary.org/economics/data/oecd-factbook-statistics/oecd-factbook-statistics-2007_data-00375-en;jsessionid=2jl7qxgvrltv.delta?isPartOf=/content/datacollection/factbook-data-en
- OECD (2011). Crude oil prices. En *Factbook 2011-2012*. Consultado en: www.oecd-ilibrary.org/economics/oecd-factbook-2011-2012/oil-prices_factbook-2011-54
- (1980). Oil Glut, Price Cuts: How Long Will They Last?, *U.S. News & World Report*, 89(7), p. 44.
- Ortega Lomelin, R. (1995). Restricciones legales de la contratación de Petróleos Mexicanos. *Biblioteca Virtual del Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM*.
- Pemex. (2007). *Memoria de labores*. Consultado en: http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/memorias/completas/MEM2007_V2_2.pdf
- Pemex. (2012). *Memoria de labores*. Consultado en: www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx#.U9AsoeN5PSk
- Pemex. (2013a). *Anuario Estadístico*. Consultado en: www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/anuario_estadistico_2013/anuario-estadistico-2013_131014.pdf
- Pemex. (2013b). *Pemex en cifras*. Consultado en: www.ri.pemex.com/files/content/PEMEX_Fact_Sheet_e_2012P.pdf
- Ross, M. (1999). The Political Economics of the Resource Curse, *World Politics*, 51, 297-322.
- Sachs, D., & Warner, M. (1995). Natural Resource Abundance and Economic Growth, NBER Working Paper 5398, *National Bureau of Economic Research*.
- Sánchez, F. (1997). Reformas petroleras, las opciones en juego, *Revista de la CEPAL*, 62.
- Seelke Ribando, C., Ratner, M., Villarreal, A., & Hagerty, C. (2014). Mexico's Oil and Gas Sector:

- Background, Reform Efforts, and Implications for the United States, *Congressional Research Service*. Consultado en: www.crs.gov
- Senado de la República. (2013). Dictamen de la Comisiones Unidas de puntos constitucionales de Energía y estudios legislativos, primera, con proyecto de decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía. Consultado en: comunicacion.senado.gob.mx/pdf/2013/dic/RefEne.pdf
- Uththoff López, L. (2010). 1911-1938 Del auge exportador al abastecimiento del mercado interno. Una aproximación de su estudio, *América Latina en la Historia Económica*, 3.

Referencias electrónicas

- African Development Bank Group (www.afdb.org/en)
- African Economic Outlook, 2010, 2014: www.africaneconomicoutlook.com
- Angola Towards an Energy Strategy, OECD, 2006: www.iea.org
- Azerbaiyán, página oficial (azerbaijan.az/portal/index_a.html?lang=az)
- Azerbaijan International Magazine (www.azer.com)
- Azerbaijan International Operating Company
- Banco Central de Azerbaiyán (www.nba.az)
- Banco Mundial (www.worldbank.org)
- Banco Nacional de Angola (www.bna.ao)
- Bloomberg (www.bloomberg.com)
- CIA World Factbook 2014 Mexico (www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/mx.html)
- CIA World Factbook 2014 Angola (www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ao.html)
- CIA World Factbook 2014 Azerbaijan (www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/aj.html)
- Comisión Nacional de Hidrocarburos de México (www.cnh.gob.mx)
- ECOPETROL – www.ecopetrol.com.co - 2005
- EIA (US Energy Information Administration) (www.eia.gov)
- Forbes (http://www.forbes.com/home_usa)
- www.google.com.mx/maps)
- Gobierno de Angola (www.governo.gov.ao)
- Gobierno de Azerbaiyán (www.stat.gov.az)
- IDC Energy Insights (www.idc.com/prodserv/insights/energy/index.jsp)
- International Energy Agency (www.iea.org)
- IEA *World Energy Outlook 2013* (www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013)
- IEA *World Energy Outlook 2013* (www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO_2013.pdf)
- International Monetary Fund (IMF) *World Economic Outlook 2014* (www.imf.org/external/Pubs/ft/weo/2014/01/)
- Ministerio de Finanzas de Angola (www.minfin.gv.ao)
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) (www.oecd.org)
- OCDE Development Centre (www.oecd.org/dev)
- Petróleos Mexicanos (www.pemex.org)
- Representación Consular de Angola en España – www.repconangola.es
- Secretaría de Energía de México (www.sener.gob.mx)
- Sonangol (www.sonangol.co.ao)
- The Observatory of Economic Complexity (atlas.media.mit.edu)
- The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan (www.stat.gov.az/indexen.php)
- World Trade Organization – www.wto.org
- www.pwc.com/AfricaOGguide

Colofón