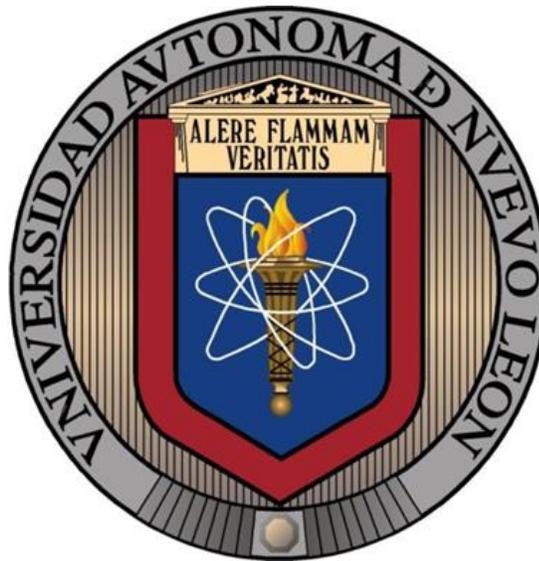


**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE CONTADURÍA PÚBLICA Y ADMINISTRACIÓN**



DISERTACIÓN

**LA PRIVATIZACIÓN PARCIAL Y SU EFECTO EN EL CRECIMIENTO
DE LAS VENTAS Y EL ACTIVO DE PEMEX: EVIDENCIA EN
PETROBRAS Y ECOPETROL**

PRESENTADA POR

CARLOS TORRES GUTIÉRREZ

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE
DOCTOR EN CONTADURÍA**

MARZO 2014

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Facultad de Contaduría y Administración
Centro de Desarrollo Empresarial y Posgrado
Doctorado en Contaduría

Disertación

LA PRIVATIZACIÓN PARCIAL Y SU EFECTO EN EL
CRECIMIENTO DE LAS VENTAS Y EL ACTIVO DE PEMEX:
EVIDENCIA EN PETROBRAS Y ECOPETROL

Presentada por

Carlos Torres Gutiérrez

Aprobada por el Comité Doctoral

Dr. Juan Paura García
Presidente

Dra. Adriana Verónica Hinojosa Cruz
Secretario

Dr. Jorge Manjarrez Rivera
Vocal 1

Dr. Klender Aimer Cortez Alejandro
Vocal 2

Dr. Miguel Ángel Oropeza Tagle
Vocal 3

Monterrey, México

Marzo 2014

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Declaro solemnemente que el documento que en seguida presento es fruto de mi propio trabajo, y hasta donde estoy enterado no contiene material previamente publicado o escrito por otra persona, excepto aquellos materiales o ideas que por ser de otras personas les he dado el debido reconocimiento y los he citado debidamente en la bibliografía o referencias.

Declaro además que tampoco contiene material que haya sido aceptado para el otorgamiento de cualquier otro grado o diploma de alguna universidad o institución.

Nombre: Carlos Torres Gutiérrez

Firma: _____

Fecha: Marzo del 2014

Resumen

El presente estudio partiendo del análisis del efecto de la privatización parcial en el crecimiento de las empresas petroleras nacionales de América Latina, propone la privatización parcial para impulsar el crecimiento de Pemex.

En este estudio se considera privatización parcial a la colocación de parte del capital de la empresa paraestatal, mediante oferta pública en el mercado de capitales internacional, manteniendo el Estado la mayoría de las acciones con derecho a voto. Con este esquema de privatización se mejora el desempeño de la empresa; por el monitoreo a la gerencia por los participantes del mercado de capitales; por el establecimiento de un sistema de incentivos para la gerencia por el desempeño de la empresa; por la participación de los accionistas privados en la elección del Consejo de Administración y de la alta dirección de la empresa; y por los recursos captados; sin que el Estado ceda el control del estratégico y rentable sector hidrocarburos.

Para probar las hipótesis de la investigación se utilizó el método de regresión datos panel efectos fijos en entidades, utilizando la técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión y la prueba de comparación de medias entre dos conglomerados utilizando el estadístico t. Las variables consideradas como indicadores de crecimiento son las ventas netas y el activo total. La muestra incluye a Pemex, Petrobras y Ecopetrol, y el período de estudio de 1997 a 2012.

Del análisis de los resultados de la regresión datos panel, se encontró evidencia significativa de que la privatización parcial tiene un efecto positivo en el crecimiento de las empresas petroleras nacionales de América Latina. En los años post privatización del periodo de estudio el efecto positivo en el crecimiento de las ventas netas fue del 57% y en el activo total del 73%. Del análisis de los resultados de la prueba de comparación de medias hay evidencia de que la media de crecimiento anual del conglomerado Petrobras-Ecopetrol es significativamente mayor a la media de crecimiento de Pemex. En las ventas netas la media de crecimiento anual del conglomerado Petrobras-Ecopetrol fue del 20% y en Pemex fue del 9%. En el activo total la media de crecimiento anual del conglomerado de Petrobras-Ecopetrol fue del 24% y en Pemex del 7%. Adicionalmente, se encontró evidencia de que la carga fiscal directa es un factor que afecta negativamente el crecimiento de Pemex.

Basado en los resultados obtenidos en el presente estudio se concluye que la aplicación del modelo brasileño y colombiano de privatización parcial tendrá un efecto positivo en el crecimiento de Pemex, sin que el Estado mexicano ceda el control de la empresa petrolera nacional en el rentable y estratégico sector hidrocarburos.

Agradecimientos

A la Universidad Autónoma de Nuevo León por su interés en formar investigadores en Contaduría en México.

A los visionarios de la Facultad de Contaduría Pública y Administración que para impulsar la investigación científica en Contaduría en el país, crearon el Doctorado en Contaduría, único en México.

A los que confiaron en mí y me dieron la oportunidad de ser alumno del Doctorado.

A los tres miembros permanentes de mi comité de tesis, a mi director Dr. Juan Paura, a la Dra. Adriana Hinojosa y al Dr. Jorge Manjarrez, por guiarme en el desarrollo de mi tesis, por su interés y tiempo invertido durante todo el doctorado.

Al Dr. Klender Cortez y al Dr. Miguel Ángel Oropeza por haber aceptado formar parte de mi comité de tesis en la última etapa de revisión, por sus valiosas recomendaciones que enriquecieron mi tesis doctoral.

A mis once maestros de los seis semestres de clases presenciales que cambiaron mi visión de la Contaduría y me formaron como investigador. Mis cinco maestros en las diferentes materias contables: Dr. Adrián Wong, Dra.

Martha Rodríguez, Dr. Juan Paura, Dr. Alfonso Hernández y Dr. Silverio Tamez.
Mis dos maestros de Diseño de Investigación: Dr. Jesús Cruz y Dra. Adriana Hinojosa. Mis cuatro maestros de Econometría: Dr. Ramón Guajardo, Dr. Juan Rositas, Dr. Klender Cortez y Dr. Sergio Guerra.

A mi compañera de clase, en los tres demandantes años del Doctorado presencial, Roxana Saldívar, por su gran apoyo para obtener el máximo beneficio del Doctorado.

A mi compañero del Doctorado en Contaduría, de un semestre adelante, Eduardo Rivas, por su orientación en las diferentes etapas del Doctorado, por su interés y tiempo invertido en mi tesis.

A mis padres por inculcarme valores y ocuparse en mi educación.

Índice

1.	Introducción.....	1
1.1	Justificación de la investigación	6
1.2	Planteamiento del problema.....	8
1.2.1	Antecedentes y Estado Actual	8
1.2.2	Declaración del problema.....	19
1.2.3	Revisión de la literatura.....	27
1.2.4	Pregunta de investigación	45
1.3	Objetivos de la investigación	46
1.4	Hipótesis.....	47
1.5	Alcance y limitaciones	48
1.6	Estructura y contenido.....	49
2.	La Teoría de la agencia y la privatización parcial	53
2.1	Teoría de la agencia.....	54
2.1.1	Teoría de la agencia.....	54
2.1.2	Diferencias en la relación de agencia entre entidades públicas y privadas.....	56
2.2	Privatización parcial de empresas paraestatales	58
2.2.1	Empresa Paraestatal	58
2.2.2	Lineamientos OCDE para empresas paraestatales.....	60
2.2.3	Gobierno Corporativo	63
2.2.4	Privatización	64
2.2.5	Objetivos de la privatización	66
2.2.6	Desventajas de la empresa paraestatal con relación a la privada.....	66
2.2.7	Alternativas para la privatización.....	69
2.2.8	Privatización parcial.....	70
2.3	Resumen	71
3.	Petróleo Brasileiro.....	72
3.1	Acerca de Petrobras.....	73
3.1.1	Historia.....	73
3.1.2	Visión.....	73
3.1.3	Estructura.....	74
3.1.4	Gobierno Corporativo	74
3.1.5	Competencia y regulación	75
3.1.6	Marco legal.....	76
3.1.7	Petrobras en cifras	77
3.2	Participación privada en el capital	78
3.3	Régimen fiscal.....	79
3.3.1	Contribuciones Indirectas.....	79
3.3.2	Contribuciones Directas	80
3.4	Producción	84
3.5	Internacionalización.....	87
3.6	Resumen	88

4.	Ecopetrol.....	89
4.1	Acerca de Ecopetrol	90
4.1.1	Historia.....	90
4.1.2	Visión.....	91
4.1.3	Estructura.....	91
4.1.4	Gobierno Corporativo	92
4.1.5	Competencia y regulación	95
4.1.6	Marco legal.....	95
4.1.7	Ecopetrol en cifras.....	96
4.2	Participación privada en el capital	97
4.3	Régimen fiscal.....	98
4.3.1	Contribuciones Indirectas.....	99
4.3.1	Contribuciones Directas	99
4.4	Producción	101
4.5	Internacionalización.....	104
4.6	Resumen.....	105
5.	Petróleos Mexicanos.....	106
5.1	Acerca de Pemex	107
5.1.1	Historia.....	107
5.1.2	Visión.....	120
5.1.3	Estructura.....	120
5.1.4	Gobierno Corporativo	122
5.1.5	Competencia y regulación	128
5.1.6	Marco legal.....	129
5.1.7	Pemex en cifras	130
5.2	Participación privada en el capital	131
5.3	Régimen fiscal.....	132
5.3.1	Contribuciones Indirectas.....	133
5.3.2	Contribuciones Directas	135
5.4	Producción	142
5.5	Internacionalización.....	148
5.6	Reforma constitucional en materia de energía de diciembre de 2013....	149
5.7	Resumen.....	158
6.	Diseño de Investigación	160
6.1	Tipo de Investigación	161
6.2	Tipo de Datos.....	163
6.3	Muestra	165
6.4	Prueba de comparación de medias entre dos conglomerados.....	169
6.5	Investigación empírica referente del modelo multivariante.....	170
6.6	Método de regresión datos panel	172
6.6.1	Regresión.....	172
6.6.2	Datos panel	173
6.6.3	Técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión	178

6.7	Modelo econométrico multivariante de la investigación	180
6.7.1	Descripción del modelo.....	180
6.7.2	Variables	182
6.7.3	Aplicación del modelo	188
7.	Resultados	189
7.1	Análisis descriptivo	190
7.1.1	Análisis comparativo del crecimiento de Petrobras, Ecopetrol y Pemex .	191
7.1.2	Análisis del crecimiento de Petrobras y Ecopetrol, antes y después de la privatización.....	198
7.2	Análisis univariante: prueba de comparación de medias	202
7.2.1	Ventas netas.....	202
7.2.2	Activo total.....	203
7.3	Análisis multivariante: Regresión datos panel	204
7.3.1	Ventas netas.....	204
7.3.2	Activo total.....	208
8.	Conclusiones.....	211
8.1	Conclusiones finales	212
8.2	Recomendaciones.....	219
8.3	Líneas futuras de investigación	222
	Bibliografía.....	223

Tablas

Tabla 1. Investigaciones para el crecimiento de Pemex	42
Tabla 2. Lineamientos OCDE para empresas paraestatales.....	61
Tabla 3. Derechos de los accionistas en las paraestatales	62
Tabla 4. Principales responsabilidades del Estado en las paraestatales	62
Tabla 5. Petrobras ventas internacional, 2006-2012 (millones de EUA\$)	87
Tabla 6. Pemex Derechos sobre extracción de petróleo (miles de pesos).....	136
Tabla 7. Pemex nueve derechos sobre extracción de hidrocarburos	138
Tabla 8. Pemex Producción de petróleo crudo, 1999-2012 (MMbd)	144
Tabla 9. Empresas petroleras en América	166
Tabla 10. Indicadores de Petrobras, Ecopetrol y Pemex (diciembre 2012).....	167
Tabla 11. Estadísticos variable dependiente activo total.....	184
Tabla 12. Estadísticos variable dependiente ventas netas.....	185
Tabla 13. Variables del modelo.....	187
Tabla 14. Comparación de medias de crecimiento de la variable ventas netas del conglomerado Petrobras-Ecopetrol con Pemex	202
Tabla 15. Comparación de medias de la variable activo total del conglomerado Petrobras-Ecopetrol con Pemex.....	203
Tabla 16. Resultados de la regresión ventas netas.....	205
Tabla 17. Estadísticos residuos regresión ventas netas	207
Tabla 18. Resultados regresión activo total.....	209
Tabla 19. Estadísticos residuos regresión activo total	210

Figuras

Figura 1. Pemex – PIB – Recaudación	6
Figura 2. Problemática de Pemex	26
Figura 3. Esquema de la tesis	50
Figura 4. Contribuciones sobre Petrobras	79
Figura 5. Derechos sobre la extracción de hidrocarburos en Brasil	81
Figura 6. Petrobras producción de petróleo (MMbd)	85
Figura 7. Petrobras producción de refinados (MMbd).....	85
Figura 8. Petrobras producción de gas natural (MMpcd)	86
Figura 9. Contribuciones sobre Ecopetrol	98
Figura 10. Derechos sobre la producción de hidrocarburos en Colombia.....	99
Figura 11. Ecopetrol producción de petróleo (MMbd).....	102
Figura 12. Ecopetrol producción de refinados (MMbd)	102
Figura 13. Ecopetrol producción de gas natural (MMpcd).....	103
Figura 14. Pemex producción de gas natural, exportaciones, importaciones e importación neta (1994-2012)	117
Figura 15. Pemex producción de refinados, exportaciones, importaciones e importación neta (1994-2012).....	117
Figura 16. Producción de petróleo, exportaciones y precio nominal mezcla mexicana (1980-2012)	118
Figura 17. Producción de petróleo, exportaciones y precio real mezcla mexicana (1980- 2012).....	119
Figura 18. Ingresos presupuestarios del sector público de México (2012).....	132
Figura 19. Pemex Incidencia fiscal 2002-2012 (miles de pesos)	132
Figura 20. Contribuciones sobre Pemex	133
Figura 21. Derechos sobre la extracción de hidrocarburos en México	137
Figura 22. Pemex producción de petróleo (MMbd)	144
Figura 23. Pemex importaciones.....	146
Figura 24. Pemex producción de gas natural (MMpcd).....	146
Figura 25. Pemex producción de petroquímicos (Miles de toneladas anuales)	147
Figura 26. Pemex producción de petróleo y refinados (MMbd)	147
Figura 27. Histograma variable dependiente activo total.....	183
Figura 28. Histograma variable dependiente ventas netas.....	184
Figura 29. Ventas netas Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012	191
Figura 30. Activo total Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012	192
Figura 31. Pasivo Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012	193
Figura 32. Capital contable Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012.....	194
Figura 33. Contribuciones directas Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012	195
Figura 34. Resultado del ejercicio Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012	196
Figura 35. Producción de petróleo Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012.....	197
Figura 36. Petrobras ventas netas antes y después de privatización	198
Figura 37. Ecopetrol ventas netas antes y después de privatización	199
Figura 38. Petrobras activo total antes y después de privatización	200
Figura 39. Ecopetrol activo total antes y después de privatización	201
Figura 40. Histograma residuales regresión ventas netas	207
Figura 41. Histograma residuales regresión activo total	210

Abreviaturas

ACPM	Aceite Combustible para Motores
ADS	American Depositary Shares
AGPN	Administración General del Petróleo Nacional
AIE	Agencia Internacional de Energía
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANP	Agencia Nacional de Petróleo
ANSIPMASH	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
BCBA	Bolsa de Comercio de Buenos Aires
Bd	Barriles diarios
BP	British Petroleum
BVC	Bolsa de Valores de Colombia
CA	Consejo de Administración
CEDEEM	Centro de Desarrollo Empresarial y Posgrado
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFF	Código Fiscal de la Federación
CIDE	Contribución de Intervención en el Dominio Estatal
CNCGN	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CNPC	China National Petroleum Corporation
Colmex	Colegio de México
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CPEUM	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DOF	Diario Oficial de la Federación
Ecopetrol	Ecopetrol S. A.
ENAP	Empresa Nacional del Petróleo
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
EUA\$	Dólares Americanos
FACPYA	Facultad de Contaduría Pública y Administración
FDP	Función de Densidad Poblacional
ICMS	Impuesto sobre la Circulación de Mercaderías y Servicios
IEPS	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
IPC	Índice de Precios al Consumidor
ISO	International Organization for Standardization
ISR	Impuesto Sobre la Renta
IVA	Impuesto al Valor Agregado
KPC	Kuwait Petroleum Corporation
LFD	Ley Federal de Derechos
LIF	Ley de Ingresos de la Federación
ln	logaritmo natural

LSDV	Less Squared Dummy Variables
Mbd	Miles de barriles diarios
MCO	Mínimos Cuadrados Ordinarios
MMbd	Millones de barriles diarios
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MW	Mega Watts
NIOC	National Iranian Oil Company
NYSE	New York Stock Exchange
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OMV	Autoridad austriaca del petróleo mineral
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PAN	Partido Acción Nacional
Pdvesa	Petróleos de Venezuela S. A.
Pemex	Petróleos Mexicanos
PEP	Pemex-Exploración y Producción
Petrobras	Petróleo Brasileiro S. A.
Petromex	Petróleos de México S.A.
Petronor	Petróleos del Norte
PF	Personas Físicas
PFC	Petroleum Finance Company
PIB	Producto Interno Bruto
PIW	Petroleum Intelligence Weekly
PKN	Polski Koncern Naftowy
PM	Personas Morales
PMI	Petróleos Mexicanos Internacional
PPQ	Pemex-Petroquímica
PR	Pemex-Refinación
PRD	Partido de la Revolución Democrática
PRI	Partido Revolucionario Institucional
PTT	Petroleum auThority Thailand
RAE	Real Academia Española
ROA	Return on Assets
SEC	Securities and Exchange Comission
Sener	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SOEs	State-Owned Enterprises
STRM	Sindicato de Trabajadores de la República Mexicana
UANL	Universidad Autónoma de Nuevo León
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

*Para ser más competitivo, debes ser más productivo.
Para ser más productivo, debes administrar.
Para administrar más eficazmente, debes controlar.
Para controlar consistentemente, debes medir.
Para medir con validez, debes definir.
Para definir en forma significativa, debes cuantificar.*

James Riggs

1. Introducción

El manejo responsable de los ingresos que los países obtienen de sus recursos naturales no renovables puede ser una fuente de estabilidad, crecimiento económico¹ y bienestar. Es reto importante para las políticas públicas: su uso adecuado, ya que son recursos agotables, sus precios son volátiles y son ingresos que mayormente provienen del extranjero (OCDE, 2009).

En países latinoamericanos los ingresos por recursos naturales no renovables son de gran importancia para la economía nacional y las finanzas públicas. En Chile el cobre; en Venezuela, México, Colombia y Brasil los hidrocarburos.

La Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) en su estudio económico sobre México del 2009, dedica un capítulo al manejo de la economía del petróleo, la organización resalta la trascendencia para México de

¹ El crecimiento económico es el aumento del valor de los bienes y servicios producidos por una economía durante un período de tiempo (Galindo, 2011).

los ingresos petroleros como porcentaje del Producto Interno Bruto² (PIB), de las exportaciones y de los ingresos públicos, de ahí la importancia para México de un manejo adecuado de estos recursos (OCDE, 2009).

En México por Ley corresponde a la empresa petrolera nacional, la paraestatal Petróleos Mexicanos (Pemex) el monopolio de la exploración y explotación del petróleo y gas natural, refinación y petroquímica básica. La reforma constitucional en materia de energía de diciembre de 2013 termina con este monopolio y abre el sector hidrocarburos a la inversión privada y transforma a Pemex en una empresa productiva del Estado, la reforma aun no es efectiva porque falta la legislación secundaria.

La importancia de Pemex para la economía mexicana es trascendente. En 2012, los ingresos de Pemex significaron el 10.0% del PIB del país (INEGI, 2013); (SEC, 2013); (SHCP, 2013). En 2012, las contribuciones de Pemex representaron para México el 34% de los ingresos presupuestarios del sector público (SHCP, 2013).

El crecimiento de Pemex es insuficiente para cubrir la creciente demanda nacional y para impulsar el crecimiento económico de México. La producción de

² El PIB es el valor monetario de los bienes y servicios finales que produce un país en un período de tiempo, por lo general de un año. Es la suma del valor monetario de los bienes de consumo y de inversión, las compras del Estado y las exportaciones netas. Es el indicador más importante para medir el comportamiento de la economía de un país (Samuelson & Nordhaus, 1999).

petróleo en los últimos ocho años ha disminuido en un 24.6%. De 2009 a 2012, la producción de gas natural disminuyó 9%, la de refinados 8% y la de petroquímicos 52%. La demanda nacional de gas natural y derivados del petróleo sigue creciendo. Para cubrir la creciente demanda se ha recurrido a las importaciones. En 2012 el 15 % del consumo nacional de gas natural y el 32% de refinados fueron importados (SEC, 2013).

La rígida estructura de capital en las empresas paraestatales en ocasiones dificulta su desarrollo o alcanzar sus objetivos. El Estado debe proveer mecanismos que permitan cambios apropiados en la estructura de capital de la paraestatal (OCDE, 2005).

En Brasil, la reforma de 1997 permitió la participación privada en la industria petrolera brasileña, terminando con el monopolio en el sector de su empresa petrolera nacional: Petróleo Brasileiro (Petrobras). En el año 2000 Petrobras colocó parte de su capital en la bolsa de valores de Nueva York. En el periodo post privatización parcial, de 2001 a 2012, las ventas de Petrobras se incrementaron en 487% (41% anual), los activos totales en 800% (67% anual) y la producción de petróleo en 54% (5% anual). En 2012, el resultado del ejercicio de Petrobras fue de \$14,493 millones de dólares y la carga fiscal directa fue del 12.8% sobre sus ventas netas. En 2012, los ingresos de Petrobras significaron el 6.4% del PIB de Brasil [(CEPAL, 2014); (SEC, 2013a)]. La paraestatal cuenta con un programa de expansión internacional, en 2012, el

10% de su producción de petróleo y gas natural proviene de sus operaciones en el extranjero.

En Colombia, la reforma del 2003 transformó a su empresa petrolera nacional: Ecopetrol, en una sociedad anónima y la dotó de autonomía. En 2006 el Congreso de Colombia autorizó la privatización parcial de Ecopetrol. En 2008 Ecopetrol colocó parte de su capital en la bolsa de valores de Nueva York. En el periodo post privatización, de 2009 a 2012, las ventas netas de Ecopetrol se incrementaron en 162% (40% anual), el activo total en 137% (34% anual) y la producción de petróleo en 49% (12% anual). En 2012, el resultado del ejercicio de Ecopetrol fue utilidad de \$8,358 millones de dólares y la carga fiscal directa fue del 22.6% sobre sus ventas netas. En 2012, los ingresos de Ecopetrol significaron el 10.5% del PIB de Colombia [(CEPAL, 2014); (SEC, 2013b)]. La paraestatal cuenta con un programa de expansión internacional, con operaciones en Perú, Brasil y Estados Unidos.

En Pemex, de 2001 a 2012, las ventas netas se incrementaron en 160% (13% anual), el activo total en 103% (9% anual) y la producción de petróleo disminuyó en 18% (-2% anual). En 2012, el resultado del ejercicio fue utilidad de \$1,305 millones de dólares y la carga fiscal directa fue del 54.8% de sus ventas netas. En Pemex el pasivo es mayor a su activo. La paraestatal no cuenta con un programa de expansión internacional.

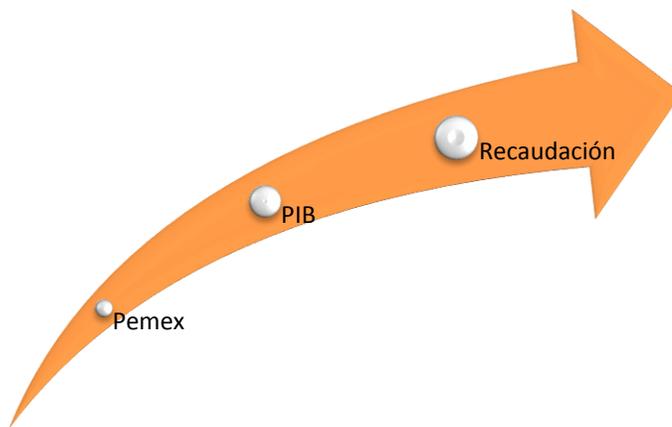
En este contexto, en el presente estudio, se determinará si la privatización parcial tendrá un efecto positivo en el crecimiento de Pemex, partiendo del análisis del efecto post privatización parcial en las empresas petroleras nacionales latinoamericanas: Petrobras y Ecopetrol.

1.1 Justificación de la investigación

El estudio es conveniente por la relevancia de los ingresos petroleros para la recaudación y el PIB de México y por la necesidad de un mayor crecimiento de la empresa petrolera nacional para cubrir la creciente demanda de refinados, petroquímicos y gas natural, para aumentar la producción de crudo y para una expansión internacional de Pemex.

El estudio contribuirá con una propuesta para el crecimiento de las ventas y del activo de Pemex, que a su vez fortalecerá el PIB y la recaudación nacional (figura 1).

Figura 1. **Pemex – PIB – Recaudación**



Fuente: Elaboración propia

Con relación a la aportación teórica, el estudio ayudará a confirmar empíricamente, en las empresas del sector hidrocarburos de América Latina, las formulaciones de la teoría de la agencia en lo referente de que con la colocación de capital de las empresas en el mercado de capitales se logra: i) un mecanismo de vigilancia eficaz sobre los agentes (gerencia), por parte de los

accionistas y demás participantes del mercado de capitales, mejorando la eficiencia de las empresas; y ii) incrementar los recursos para invertir y crecer.

Con relación a la aportación metodológica, se contribuirá con un estudio cuantitativo que aporte evidencia del efecto positivo de la privatización parcial en el crecimiento de las ventas y el activo de las paraestatales petroleras latinoamericanas utilizando el método de regresión múltiple datos panel efectos fijos en las entidades, aplicando la técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión. No se encontraron estudios en la región que evalúen con este método el efecto de la privatización parcial en el crecimiento de las empresas paraestatales petroleras.

1.2 Planteamiento del problema

1.2.1 Antecedentes y Estado Actual

Sector energético

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE) los productos energéticos comprenden los combustibles³, el calor y la electricidad (AIE, 2007).

El sector energético se clasifica en sector energético primario y sector energético secundario. El sector energético primario se refiere a las actividades para obtener y comercializar productos energéticos que se extraen directamente de la naturaleza como el petróleo, el gas natural y el carbón mineral duro. El sector energético secundario se refiere a las actividades para obtener y comercializar productos energéticos que se obtienen de productos energéticos primarios, como el coque que se obtiene del carbón mineral duro o la gasolina y el asfalto, del petróleo (AIE, 2007).

En México, las dos empresas más importantes del sector energético son paraestatales: Pemex, con el monopolio en la industria petrolera y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con el monopolio en la industria eléctrica. Pemex tiene el monopolio en el sector energético primario por la extracción de petróleo y gas natural y en el sector energético secundario por la refinación y producción de petroquímica básica.

³ Combustible es toda sustancia que se quema para producir calor o electricidad (AIE, 2007).

Industria Petrolera

El petróleo⁴ y el gas natural son sustancias de origen orgánico, son restos de plantas y animales que se transformaron en petróleo y gas al ser sometidos a ciertas temperaturas y presiones en la corteza terrestre. Como el petróleo y el gas, son menos densos que el agua, tienden a subir hacia la superficie de la tierra a través de rocas sedimentarias porosas. Cuando el petróleo y el gas son atrapados dentro de rocas menos porosas forman reservorios, para traer a la superficie el petróleo y el gas de los reservorios se debe perforar un pozo a través de las capas de rocas (Investopedia, 2013).

La industria petrolera, conocida como sector petrolero, sector petróleo y gas, o sector hidrocarburos, comprende la exploración, producción, transporte, almacenamiento, refinación, distribución y venta de petróleo, gas natural y sus refinados. La industria petrolera incluye dos segmentos: *upstream*, que comprende la etapa de exploración y producción y *downstream*, las operaciones que se realizan después de la fase de producción y hasta la venta, incluye la refinación y distribución. Algunas empresas dividen el segmento *downstream* en *midstream* para la refinación y *downstream* para la distribución y venta (Investopedia, 2013). Las empresas que operan ambos segmentos se les conoce como empresas integradas, como es el caso de Pemex, Petrobras y Ecopetrol.

⁴ La palabra Petróleo, del latín *petroleum*, significa aceite de roca (RAE, 2001).

El artículo tercero de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, señala que la industria petrolera mexicana abarca:

- I. La exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución, y venta de primera mano de petróleo y los productos que se obtienen de la refinación del petróleo.
- II. La exploración, explotación, transporte, almacenamiento, distribución, y venta de primera mano del gas.
- III. La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen la petroquímica básica⁵.

Su Historia

Existe evidencia del uso del petróleo desde hace 6000 años. En Asiria y Babilonia se utilizaba para pegar bloques, en medicina y en la impermeabilización de embarcaciones. En Egipto para engrasar pieles. En China como combustible. En Grecia en lanzas de fuego. En México, las civilizaciones prehispánicas, principalmente en la región del golfo con abundantes depósitos superficiales, lo utilizaban para fabricar objetos de arcilla, ungüentos medicinales, dentífricos, adhesivos, como elemento ceremonial y para la impermeabilización de embarcaciones. En la edad media

⁵ La Petroquímica básica comprende la producción de: 1. Etano; 2. Propano; 3. Butano; 4. Pentano; 5. Hexano; 6. Heptano; 7. Materia prima para negro de humo; 8. Naftas; y 9. Metano (cuando provenga de carburos de hidrógeno y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos).

se le dio uso curativo. En el siglo XVIII se refinó petróleo para engrasar maquinaria (Durand, 1965); (Alvarez, 2005).

De acuerdo con Durand (1965), en 1859 inició la industria petrolera con la explotación de un yacimiento en Pensilvania, Estados Unidos, utilizando la técnica de extracción usada en los pozos artesianos, con una producción en ese año de 2,000 barriles. En 1874 Estados Unidos ya producía 10 millones de barriles (Durand,1965).

De acuerdo con Cambell (1988), el factor que originó el aumento de la demanda de petróleo fue la invención por el alemán Karl Benz en 1882 del automóvil de combustión interna por gasolina, inicialmente las unidades producidas eran pocas. En 1911, Henry Ford lanzó la producción a gran escala de automóviles, lo que aumentó la demanda de petróleo, detonando el crecimiento de la industria petrolera.

La industria petrolera cambiaría la economía mundial, el petróleo se convertiría en la principal fuente de energía sustituyendo al carbón. La creciente demanda la convertiría en una industria exitosa y rentable (Oropeza, 2010).

En México desde 1863 hubo intentos por explotar el petróleo pero sin éxito por la falta de recursos y tecnología. El despegue de la industria petrolera mexicana se debe al estadounidense Edward L. Doheny y al británico Weetman D.

Pearson que aprovecharon el ambiente propicio para el desarrollo de la industria en la última década del porfiriato⁶.

Doheny, en 1900 funda la *Mexican Petroleum*, que en 1901 inició la explotación de hidrocarburos con las operaciones en el Ébano, San Luis Potosí con una producción escasa de petróleo y abundante asfalto. En 1904 con el pozo Pez 1, localizado en Veracruz, la *Mexican Petroleum* aumenta su producción de petróleo en 1,500 barriles diarios. En 1910 inició la explotación del pozo Casiano 7, con una producción de 60 mil barriles diarios, el incremento en la producción superó la demanda nacional por lo que Doheny colocó los abundantes excedentes en el mercado estadounidense. En mayo de 1911 el primer embarque de 30,262 barriles se vendió a la *Magnolia Petroleum Company* de Texas. La enorme demanda generada por los transportes con motor de combustión interna, requerimientos de la industria y requerimientos bélicos de la Primera Guerra Mundial, fueron factores para que las operaciones de la *Mexican Petroleum* de Doheny se extendieran al extranjero hacia Estados Unidos, Panamá, Uruguay, Argentina, Brasil y Reino Unido (Alvarez, 2006) .

En 1916, inició la explotación del pozo Cerro Azul 4, con una producción de 260 mil barriles diarios. En 1915 la producción de la *Mexican Petroleum* fue de 8.2 millones de barriles. En 1916 se incrementó a 12.1 millones, en ese año

⁶ En 1884 la nueva Ley de minería revocó el derecho exclusivo de la Nación sobre los recursos del subsuelo y lo traspasó al dueño de la superficie. En 1901 la primera Ley petrolera autorizó al Ejecutivo Federal a otorgar directamente concesiones de explotación a particulares en zonas federales (Alvarez, 2006).

Doheny crea la *Pan American Petroleum & Transport Company* para consolidar las operaciones en México con sus ramificaciones en el extranjero. En 1921 la producción de las empresas de Doheny fue de 31.2 millones y en 1923 fue de 34 millones. En 1922 las utilidades de la *Pan American Petroleum* alcanzaron los 25.2 millones de dólares (Alvarez, 2006).

Pearson en 1901, adquiere terrenos en el Istmo de Tehuantepec para explotar petróleo. En 1906 la S. Pearson & Son es propietaria de 242,820 hectáreas en esa región, en 1904 encuentran petróleo en San Cristóbal y Chapacao. Pearson para procesar el petróleo extraído construye una refinería en Minatitlán y un oleoducto de San Cristóbal a Minatitlán. De 1906 a 1908 Pearson para aumentar la producción obtiene concesiones federales y estatales en Veracruz, Tamaulipas, San Luis Potosí, Tabasco, Chiapas y Oaxaca (Alvarez, 2006).

En 1908, Pearson constituye la Compañía de Petróleo el Águila, la cual entra y domina el mercado de refinados mexicano. En 1909 el Águila controlaba el 50% del mercado nacional de refinados. En 1910 inició la explotación del pozo 4 de Potrero del llano en Tuxpan, con una producción de 100 mil barriles diarios. En 1914 el Águila opera una nueva refinería en Tampico. La producción de petróleo del Águila pasó de 5.2 millones de barriles en 1912 a 18.7 millones en 1919, la mayor parte de la producción se exportó. En 1919 la empresa tenía en producción 80 pozos, la posesión de 470 mil hectáreas, operaba 3 refinerías (Minatitlán, Tuxpan y Tampico) con una capacidad conjunta de 107,500 barriles

diarios, las utilidades de la empresa en ese año fueron de 29 millones de pesos oro (Alvarez, 2006).

La producción total nacional de petróleo de México pasó de 3.6 millones de barriles en 1910 a 12.5 millones en 1911 y de ahí en ascenso hasta 1921, año en que México fue el segundo productor mundial, con 193.3 millones de barriles. En 1919, Pearson vende el Águila a la multinacional *Royal Dutch Shell* por 10 millones de libras. Doheny en 1925, divide la *Pan American* en dos: *Panamerican Western Petroleum Company* que se queda con las operaciones en California y la *Panamerican Eastern Petroleum Company* con las operaciones en México y Venezuela. Doheny vendió esta última a la *Standard Oil Company* de Indiana, por 125 millones de dólares. En 1932, la multinacional *Standard Oil de Nueva Jersey* compró a la *Standard Oil de Indiana* las propiedades de la *Pan American Eastern* (Alvarez, 2006).

Entre 1922 y 1932 la producción anual de la industria petrolera mexicana cayó de 182 a 32 millones de barriles. En 1933 la producción fue de 34 millones y en 1937 fue de 46 millones. Los precios internacionales, los impuestos establecidos por el Gobierno Federal y la incertidumbre sobre los derechos de propiedad desanimaron la inversión privada en la industria petrolera mexicana (Alvarez, 2006).

En 1933 se crea una compañía petrolera nacional: Petróleos de México, S.A. (Petromex). Empresa de capital mixto, cuyos objetivos eran (i) regular el

mercado interno de petróleo y refinados, (ii) asegurar el abastecimiento nacional y (iii) capacitar al personal. Petromex contaba con pozos y oleoductos, una refinería y estaciones terminales en Tampico, distribuía gasolina y otros productos en 7 estados y en Ciudad de México. En 1936, del capital total de la empresa, constituido por 10.4 millones de pesos, sólo el 6.29% era privado. En 1937 el Gobierno creó la Administración General del Petróleo Nacional (AGPN) y le asignó las propiedades de Petromex, así como sus objetivos (Alvarez, 2006).

En 1938 el presidente Lázaro Cárdenas expropió la industria petrolera mexicana. En ese año se crean dos empresas paraestatales para explotar la industria expropiada: Pemex y la Distribuidora de Petróleos Mexicanos, las cuales operan conjuntamente de 1938 a 1940. De 1940 a la actualidad la explotación de la industria petrolera mexicana corresponde en exclusiva a Pemex.

Etapas de la industria petrolera

Al-Attar & Alomair (2005) clasifican la explotación de la industria petrolera en tres etapas: (i) empresas multinacionales; (ii) empresas nacionales; y (iii) de colaboración mixta (pública y privada).

1. Etapa de empresas multinacionales

Esta etapa inició en 1870 con la empresa *Standard Oil* fundada por John Rockefeller. Para 1882 *Standard Oil* en EUA refinaba el 80% del petróleo y controlaba el 90% de la transportación por oleoductos. En 1911 la Suprema

Corte de Estados Unidos ordenó, por prácticas monopólicas, la división de Standard Oil en 34 empresas.

Señala Al-Attar & Alomair (2005) que después del intento de control de la industria petrolera, por parte de *Standard Oil*, se configuró un grupo de empresas privadas que durante décadas controló el sector petróleo y gas, integrado por siete multinacionales llamadas las 7 hermanas:

1. Standard Oil of New Jersey, la actual Exxon Mobil.
2. Standard Oil of New York, la actual Exxon Mobil.
3. Standard Oil of California, la actual Chevron
4. Royal Dutch Shell
5. British Petroleum (BP)
6. Gulf Oil, la actual Chevron
7. Texas, la actual Chevron

Las siete empresas tenían concesiones en Medio Oriente, norte de África, Asia y América Latina, antes de la Segunda Guerra Mundial controlaban el 85% de la producción mundial y fijaban el precio del petróleo. Para fortalecer sus erarios gradualmente las naciones productoras fueron exigiendo mayores recursos a las siete empresas multinacionales (Durand, 1965).

2. Etapa de empresas nacionales

En la segunda parte del siglo XX, con la finalidad de que la renta petrolera se quedara en los países productores, una ola de nacionalizaciones recorrió América Latina, Medio Oriente, Asia y África. En este contexto, se nacionaliza la industria petrolera en forma total en Kuwait, Irak, Venezuela e Irán, creándose empresas paraestatales para su explotación.

En Nigeria, Indonesia y Emiratos Árabes Unidos la nacionalización fue parcial manteniendo la multinacional extranjera una porción de las acciones de la empresa petrolera nacionalizada o, participando en el sector mediante un esquema de asociación con la nueva empresa petrolera nacional. En los países que la nacionalización fue total se originó una disminución en la producción por la falta de recursos y tecnología (Oropeza, 2010).

En esta etapa se liberaron los precios del petróleo que fijaban las 7 hermanas, y el precio dependió del mercado. En 1960 se crea la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que integra a países con empresas petroleras nacionales con alta producción, la OPEP sustituyó a las 7 hermanas en el establecimiento de cuotas de producción (Oropeza, 2010).

México se adelantó a esta etapa. El 18 de marzo de 1938 el presidente Lázaro Cárdenas expropió la industria petrolera mexicana⁷, que había estado en control de empresas extranjeras. De acuerdo con el decreto presidencial, la causa de la expropiación fue que las compañías extranjeras que operaban en México no acataron un laudo de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje del 18 de diciembre de 1937 que las obligaba a mejorar las condiciones laborales de sus trabajadores.

3. Etapa de colaboración mixta

La última etapa, de colaboración mixta (pública y privada), inicia a finales de los 70s y continúa hasta la actualidad, la colaboración entre lo público y lo privado permitió a las empresas públicas recibir tecnología, personal calificado e inversión, lo que les ayudó para aumentar su producción y su productividad (Oropeza, 2010).

Dentro de la etapa de colaboración mixta se incluye la privatización parcial, donde el Estado mantiene el control de la empresa y sólo una parte del capital de la paraestatal es colocado mediante oferta pública en el mercado de capitales. A través de este esquema se logra mayor autonomía y supervisión a la gerencia por parte de los accionistas privados y del resto de los participantes

⁷ El 19 de marzo de 1938 la AGPN se hizo cargo provisional de los bienes expropiados, en junio de 1938 el gobierno creó dos empresas: Pemex para la exploración, producción y refinación de petróleo y la Distribuidora de Petróleos Mexicanos para la comercialización del petróleo y derivados en México y en el extranjero. En agosto de 1940 el Gobierno le asigna el manejo total de la industria petrolera mexicana a Pemex (Alvarez, 2006).

del mercado de capitales. Adicionalmente la paraestatal obtiene mayores recursos para su crecimiento. Algunos ejemplos de empresas con privatización parcial o mixtas en el sector petróleo y gas son: Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) en Italia, China Petroleum & Chemical Corporation en China, Fortum en Finlandia, Statoil en Noruega, Autoridad Austriaca del Petróleo Mineral (OMV) en Austria, Petroleum auThority Thailand (PTT) en Tailandia, Polski Koncern Naftowy (PKN) en Polonia y en América Latina: Petrobras y Ecopetrol.

La industria petrolera mexicana se encuentra desde 1938 en la etapa dos. El esquema mexicano consideró la nacionalización total y la creación de una empresa petrolera nacional para explotar el sector en exclusiva.

1.2.2 Declaración del problema

El crecimiento de Pemex es insuficiente para cubrir la demanda nacional y para impulsar el crecimiento económico de México. La producción de petróleo ha disminuido significativamente. La producción de gas natural, petroquímicos y refinados de Pemex es insuficiente para cubrir la creciente demanda nacional. El proceso de internacionalización de la paraestatal se ha estancado.

La problemática de Pemex se centra en los siguientes puntos (Figura 2):

- **Caída en la producción de petróleo.**

De 2004 a 2012 la producción de petróleo disminuyó 25% (Forma 20F SEC).

- **Producción de gas natural, refinados y petroquímicos insuficiente para el consumo nacional, por lo que se recurre a las importaciones.**

En 2012, las importaciones de refinados representaron el 32% del consumo nacional y las de gas natural el 15% (SEC, 2013).

- **Expansión internacional estancada** (Campodónico, 2007).

Pemex podría seguir el ejemplo de Petrobras y Ecopetrol que tiene planes de expansión internacional. Pemex podría ampliar su presencia en Norteamérica y Centroamérica y aprovechar su participación en Repsol para aumentar su presencia en España y Portugal.

- **Carga fiscal elevada sobre Pemex.**

La carga fiscal sobre Pemex es elevada por la dependencia de los ingresos públicos de las contribuciones de Pemex (Caballero & Tello, 2008). En 2012 el 34% de los ingresos públicos provienen de la paraestatal (SHCP, 2013). La carga fiscal directa sobre Pemex, supera el 50% de sus ventas netas. En 2012 la paraestatal pago por derechos, el 55% de sus ventas netas (SEC, 2013). La utilidad que genera no es suficiente para cubrir su carga fiscal. En los últimos doce años, sólo en dos ha obtenido utilidad después de contribuciones. Por la pesada carga fiscal, Pemex no dispone de los recursos necesarios para invertir y crecer (Campodónico, 2007).

- **Pemex empresa 100% paraestatal.**

Al no cotizar en bolsa, Pemex no recibe recursos para su crecimiento y no es sujeto del monitoreo al desempeño de la gerencia, por los participantes en el mercado de capitales (Gupta, 2005); (Oropeza, 2010). No hay accionistas que fiscalicen la buena marcha de la empresa y que participen en la elección del Consejo de Administración y de la alta dirección (Campodónico, 2007). Las empresas petroleras paraestatales latinoamericanas Petrobras y Ecopetrol, ambas con participación privada en su capital, tienen tasas de crecimiento superiores a las tasas de Pemex, ambas son casos de éxito en el sector hidrocarburos (Flores, 2013).

- **Restricciones a la inversión en la industria petrolera.**

La legislación mexicana limita o prohíbe la inversión privada, evitando potenciar el crecimiento del sector. Pemex ejerce por Ley de manera exclusiva, la exploración, producción, refinación, procesamiento y distribución del petróleo, gas natural y petroquímica básica.

Se requieren inversiones elevadas para explotar yacimientos no convencionales. Este tipo de yacimientos para una explotación óptima requieren de la participación de más de una empresa⁸. El avance tecnológico ha permitido a las empresas del sector especializarse en los

⁸ Con relación a los yacimientos no convencionales existen tres elementos que explican la necesidad de permitir la participación de otras empresas especializadas para complementar el esfuerzo de Pemex: (i) capacidad de ejecución; (ii) capacidad de inversión y riesgo económico; y (iii) transferencia de tecnología (Presidencia de la República, 2013).

diferentes tipos de yacimientos. Pemex es el líder mundial en la producción de crudos pesados⁹ en aguas someras (zona marina con profundidad menor a 500 metros). Otras empresas se especializan en yacimientos no convencionales: (i) aguas profundas (zona marina con profundidad de 500 a 1500 metros); (ii) aguas ultra profundas (zona marina con profundidad mayor a 1500 metros); (iii) rocas de lutitas, denominadas *shale*¹⁰ en inglés (rocas con alto contenido de petróleo y gas, que requieren procesos mecánicos de fractura para liberarlos); y (iv) campos maduros (campos produciendo, que han perdido la presión original).

Yacimientos en aguas profundas

En aguas profundas del Golfo de México, en Estados Unidos se produce un millón de barriles diarios de petróleo, en México aún no se produce un barril. En aguas profundas se requieren fuertes inversiones, perforar un pozo requiere invertir entre \$150 y \$200 millones de dólares. En 2012, en Estados Unidos se perforaron 137 pozos en aguas profundas, con la

⁹ El petróleo crudo se clasifica dependiendo de su densidad en ligero y pesado. El crudo pesado tiene mayor densidad que el ligero. Los crudos pesados su producción, transportación y refinación es más costosa que los ligeros (Pemex, 2013).

La densidad se mide en grados American Petroleum Institute (API):

Extrapesado	10 grados API, densidad: >1 gr/cm ³
Pesados	10 - 22.3 grados API, densidad: 1 - 0.92 gr/cm ³
Mediano	22.3 - 31.1 grados API, densidad: 0.92 - 0.87 gr/cm ³
Ligero	31.1 - 39.0 grados API, densidad: 0.87 - 0.83 gr/cm ³
Superligero	39 grados API, densidad: < 0.83 gr/cm ³

¹⁰ Las lutitas o shale son rocas sedimentarias poco permeables, lo que atrapa a los hidrocarburos (petróleo y gas). Anteriormente no era rentable extraer los hidrocarburos de las rocas shale o lutitas, en la actualidad la nueva tecnología y los altos precios de los hidrocarburos han permitido la extracción rentable a gran escala (Investopedia, 2013).

participación de más de 70 empresas petroleras. Si se perforaran 100 pozos al año en México, se requeriría \$20,000 millones de dólares, cantidad que equivale al presupuesto anual total de exploración y producción de Pemex. Adicionalmente, la probabilidad de éxito comercial en aguas profundas, en función del área de que se trate, oscila entre 20 y 50%. Esto implica que por cada 100 pozos exploratorios, se pierden, en promedio, entre \$8,750 y \$14 mil millones de dólares, por pozos secos, nivel de riesgo inmanejable para las finanzas públicas de México. Por otra parte, la infraestructura necesaria para obtener la producción de un campo a más de 2 mil metros de profundidad, es sumamente especializada, los desarrollos son hechos a la medida, la tecnología se desarrolla por las empresas petroleras y no está a la venta por parte de las empresas de servicios (Presidencia de la República, 2013).

Yacimientos de lutitas

El reciente éxito comercial en los yacimientos de lutitas se debe: (i) una combinación de pozos horizontales con el diseño de fractura necesario para cada yacimiento, mediante sofisticados programas geo-mecánicos; (ii) la integración de proveedores en la cadena de operación; y (iii) estructuras livianas de personal (Presidencia de la República, 2013).

En los yacimientos de lutitas, en Estados Unidos, en 2012 se produjeron 700 Mbd de petróleo y 26,900 MMpcd de gas natural, lo que demandó una perforación intensiva, se otorgaron 9,100 permisos de perforación de pozos y participaron 170 empresas. Cada pozo tiene un costo de entre \$8 y \$10 millones de dólares. Si en México se perforaran el mismo

número de pozos que en Estados Unidos en 2012, la inversión oscilaría entre \$50,400 y \$63,000 millones de dólares (Presidencia de la República, 2013).

En términos de las finanzas públicas de México, la perforación de 100 pozos en aguas profundas y 9,100 de yacimientos de lutita, representaría el 90% de la recaudación por derechos pagada por Pemex en 2012 (Presidencia de la República, 2013).

Campos maduros

En México la mayoría de los campos están en etapa de declinación o a punto de iniciarla, a pesar de esto, México no cuenta con proyectos de recuperación terciaria o mejorada, que permitan incrementar su factor de recuperación de petróleo. La instrumentación de proyectos de recuperación mejorada en los distintos campos maduros del país requiere una capacidad tecnológica y un nivel de capital humano a una escala no disponible en el país (Presidencia de la República, 2013).

La reforma constitucional en materia de energía de diciembre de 2013 termina con el monopolio de Pemex y abre el sector hidrocarburos a la inversión privada, la reforma aun no es efectiva porque falta la legislación secundaria.

- **Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva¹¹ que maximice utilidades, con eficiencia operacional, autonomía de gestión y presupuestal.**

Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva, se le debe permitir hacer negocios con otras empresas del sector (Flores, 2013). Pemex debe cumplir con lineamientos de operación y de Gobierno Corporativo para empresas paraestatales (tabla 2): (i) Pemex debe operar con autonomía de gestión¹²; (ii) el Consejo de Administración debe ser independiente del Gobierno¹³; (iii) el Consejo de Administración debe tener la facultad para nombrar y remover al Director General¹⁴; (iv) Pemex debe operar en libre competencia (OCDE, 2010). La reforma constitucional en materia de energía de diciembre de 2013 transforma a Pemex en una empresa productiva del Estado. La reforma establece como objetivos de las empresas productivas del Estado: incrementar los ingresos de la Nación y crear valor económico; para cumplir con estos

¹¹ Una empresa paraestatal productiva tiene por objeto generar valor con eficiencia operacional (eficiencia técnica y asignativa); es competitiva en el sector que participa; su gestión, estructura, Gobierno Corporativo y remuneraciones son acordes a las mejores prácticas internacionales, cumple con lineamientos de operación y Gobierno Corporativo para empresas paraestatales (tabla 2) [(Pacto por México, 2012); (CPEUM); (Hernández, 2004); (OCDE, 2005); (OCDE, 2010)].

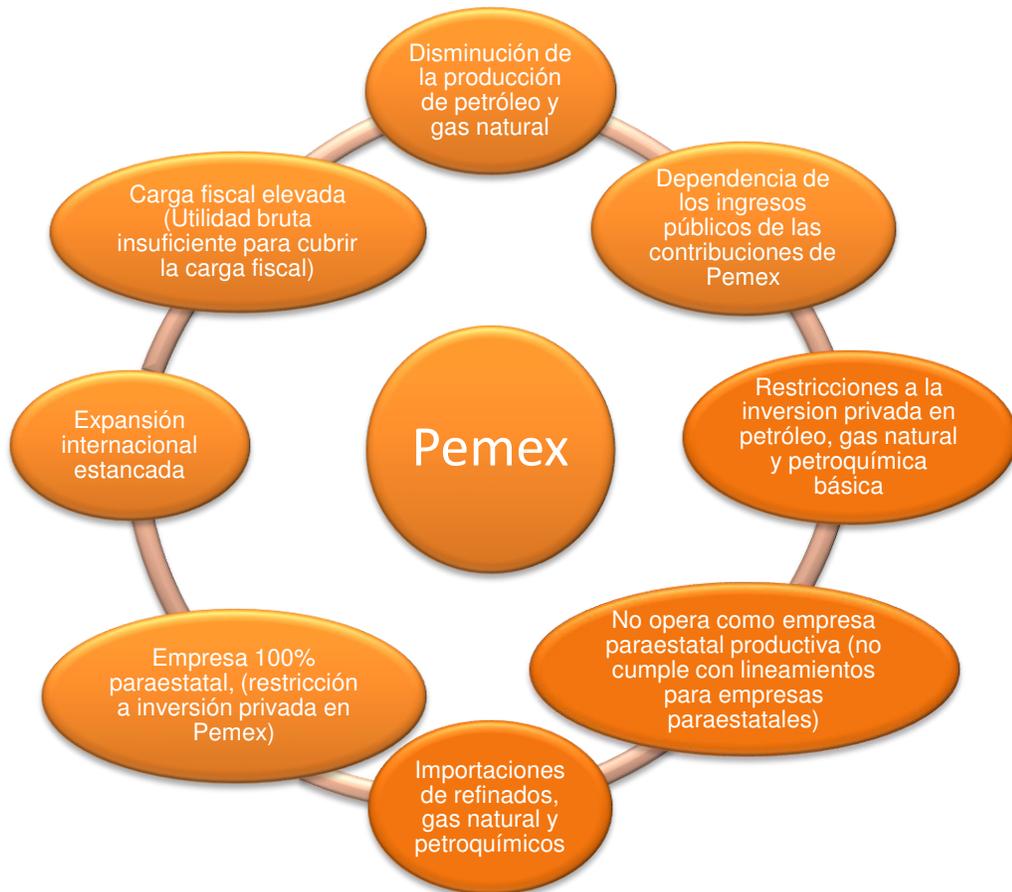
¹² Para su plan de inversiones y para su presupuesto, Pemex necesita la autorización anual del Congreso de la Unión.

¹³ Los miembros del Consejo de Administración de Pemex no son independientes, de los 15 consejeros, seis son nombrados por el Presidente de la República, cinco por el sindicato y cuatro son los llamados Consejeros Profesionales, propuestos por el Presidente de la República y ratificados por el Senado.

¹⁴ El Director General de Pemex es nombrado por el Presidente de la República.

objetivos se les dotará de autonomía de gestión y presupuestal. La reforma aun no es efectiva porque falta la legislación secundaria.

Figura 2. **Problemática de Pemex**



Fuente: Elaboración propia de forma 20F SEC Pemex y OCDE

De la revisión de la problemática de Pemex: (i) el crecimiento de la paraestatal es insuficiente para cubrir la creciente demanda nacional, para impulsar el crecimiento económico de México y para la expansión internacional; (ii) Pemex no opera como empresa paraestatal productiva; (iii) restricciones a la inversión

privada en Pemex; (iv) restricciones a la inversión privada en el sector; y (v) carga fiscal elevada.

1.2.3 Revisión de la literatura

Después de analizar la problemática de Pemex resulta relevante para el estudio analizar investigaciones con propuestas para el crecimiento de Pemex, se citan diversas fuentes:

- La caída en la producción y las reservas probadas de hidrocarburos en México, son el reflejo de la ineficiencia y débil Gobierno Corporativo de Pemex y de la baja inversión en exploración, producción, mantenimiento y capacidad de refinación (OCDE, 2009).
- La OCDE recomienda a México una reforma fiscal para que el presupuesto nacional no dependa de los ingresos petroleros y una reforma petrolera que incentive la participación del sector privado en la exploración, producción, transporte y refinación (OCDE, 2009).
- La OCDE ha establecido lineamientos para la operación y el Gobierno Corporativo de las empresas paraestatales (tabla 2). La organización recomienda a sus países miembros que sus empresas paraestatales cumplan estos lineamientos [(OCDE, 2005); (OCDE, 2010)].
- La rígida estructura de capital en las empresas paraestatales en ocasiones dificulta su desarrollo o alcanzar sus objetivos. El Estado debe proveer mecanismos que permitan cambios apropiados en la estructura de capital de la paraestatal (OCDE, 2005).

- El Estado como representante de la Nación y dueño de los activos petroleros se le debe permitir hacer negocios y asociarse con las empresas petroleras privadas y nacionales y no sólo con la empresa petrolera nacional (Flores, 2013).
- Desmonopolización, desregulación y privatización o apertura al capital privado en América Latina: hay cierto consenso en la región, en la no participación directa del Estado en actividades productivas, en el derrumbe de fronteras nacionales, y en la formación y consolidación de bloques regionales supranacionales (Mora, 1997).
- El control presupuestario sobre Pemex y CFE les restringe las opciones de inversión productiva. La total autonomía de gestión, se traducirá en una mejora de su productividad (Castañeda & Kessel, 2003).
- En la gestión de Pemex se deben introducir contrapesos, elementos técnicos y profesionales que contrarresten los posibles intereses políticos coyunturales en la toma de decisiones. En el manejo de la paraestatal debe prevalecer la visión del interés público de largo plazo. El Ejecutivo Federal nombra al Director General de Pemex, sin la participación de ningún otro órgano de contrapeso. Por otro lado, al interior del Consejo de Administración de la paraestatal, son diferentes Secretarios de Estado, los que concentran el poder en la toma de decisiones, no obstante la presencia de Consejeros Profesionales (De la Fuente, 2011) .
- Saxe-Fernández, Bartlett, Angeles, Alfonso, & Vargas (2011) están en contra de la reforma petrolera del 2008. Están en contra de la apertura al

capital privado en el sector, coinciden en que el Estado mexicano debe mantener el monopolio total de la industria petrolera.

- Álvarez & Lina (2008) están en contra de la privatización de Pemex y de la apertura del sector hidrocarburos mexicano a la inversión de particulares. Consideran privatización las medidas como autonomía de Pemex y alianzas estratégicas. Reconocen que Pemex está en crisis pero señalan que ya lo ha estado y los técnicos y trabajadores mexicanos de la paraestatal la sacaron adelante. Señalan, si los dirigentes actuales de Pemex y del Gobierno no pueden solucionar la problemática de Pemex y del sector energético nacional que se vayan y permitan que actúen los que puedan. Los autores indican que por los altos precios de los hidrocarburos no falta capital y para aumentar la investigación y desarrollo se debe fortalecer al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y la vinculación de Pemex con las universidades públicas. Reconocen que el esquema de privatización de Petrobras ha permitido que la empresa sea exitosa internacionalmente, pero señalan que la riqueza generada por la empresa no se refleja en la población brasileña y sólo ha beneficiado a un grupo pequeño de accionistas, trabajadores y funcionarios del Gobierno relacionados con la empresa.
- OSAL (2008) señala: i) Pemex despierta el interés de particulares dentro y fuera del país; ii) con la privatización el Gobierno dejaría de recibir extraordinarios ingresos fiscales que se transferirían a particulares, principalmente extranjeros; iii) quienes apoyan esta medida conspiran contra la Nación; iv) Pemex es saboteado para ponerlo en venta al

imponerle una elevada carga fiscal que no puede soportar, mientras la iniciativa privada tiene cargas fiscales reducidas, por su régimen fiscal Pemex no tiene utilidades y en apariencia está en crisis; v) los traidores a la patria dicen que no quieren privatizar a Pemex sino que sólo buscan modernizarlo a través de alianzas y asociaciones, estos términos son sinónimos de privatización; vi) el petróleo es un recurso vital que debe ser público, si Pemex se privatiza, los accionistas buscaran maximizar sus rendimientos, elevaran los precios de los combustibles, presionarán al Gobierno para que les reduzca los impuestos y las ganancias del petróleo terminarían en el extranjero.

- La gestión de Pemex atraviesa por problemas causados en gran medida por el inadecuado régimen de relación de la empresa con el Estado: falta de autonomía de gestión de la paraestatal, carga fiscal elevada sobre Pemex y un sistema tributario mexicano ineficiente. Sin un apropiado cambio en esta relación, los problemas de Pemex seguirán (Campodónico, 2007).
- Pemex exporta casi el 50% del petróleo que produce, mientras importa cantidades significativas de derivados de petróleo, lo que se explica por la insuficiente capacidad de refinación. La inversión de la paraestatal ha aumentado en los últimos años pero aún es insuficiente para incrementar reservas y producción. Para este aumento la paraestatal ha recurrido a un endeudamiento masivo. Para sus requerimientos de inversión, así como para su presupuesto Pemex requiere la autorización anual del Congreso (Campodónico, 2007).

- Campodónico (2004) señala que para incrementar las inversiones en el sector, se necesita disminuir la carga fiscal sobre Pemex. En Pemex existe una fuerte restricción fiscal, la paraestatal entrega el 50% de sus ingresos al fisco, lo que ha causado que en los últimos años genere pérdidas y su pasivo supere a su activo. La utilidad de operación de Pemex (antes de contribuciones) es positiva y elevada, mientras que la utilidad neta es negativa por las contribuciones que debe transferir al fisco. Los ingresos que el Gobierno recibe de Pemex significan un tercio de los ingresos fiscales totales. En los períodos en que los ingresos de Pemex caen, el Gobierno para enfrentar el déficit y cubrir el gasto público, tiene la facultad de cortar los gastos de exploración y producción de la paraestatal.
- El régimen fiscal de Pemex, se basa en un esquema rígido de derechos, que se determinan sin considerar los requerimientos de inversión de Pemex. En países como Brasil y Colombia, las empresas petroleras nacionales pagan menos contribuciones que Pemex, de manera flexible se decide, si el remanente se reinvierte en la empresa o se transfiere a la hacienda pública, a través de dividendos (Presidencia de la República, 2013).
- Los recursos petroleros impactan las finanzas públicas de México, por la dependencia del presupuesto en los ingresos petroleros. Estos recursos han permitido la existencia de un sistema impositivo ineficaz y en gran medida inequitativo. Esta dependencia ha generado un gravoso régimen

fiscal que compromete la capacidad de Pemex. El régimen fiscal de la paraestatal, le deja una tercera parte de sus ingresos, lo cual dificulta la reinversión y la generación de infraestructura, indispensable para aprovechar de manera óptima los recursos energéticos y mantener un perfil competitivo (Quiroz, 2004).

- Venegas (2001) señala que el régimen fiscal actual de Pemex persigue fines recaudatorios, dejando en segundo plano criterios de eficiencia operativa y económica. El fisco considera el ingreso bruto, como base gravable, lo que puede generar pérdidas, al disminuir los costos, lo anterior no fomenta proyectos de inversión que no generan flujo de efectivo en el corto plazo.
- Para Caballero & Tello (2008) la baja capacidad recaudatoria del Gobierno, origina que el presupuesto del sector público, dependa de los ingresos petroleros, lo que mantiene a Pemex con una debilidad financiera que afecta la inversión y modernización de la empresa.
- Para Tépatch (2008) la modernización de la industria petrolera mexicana, debe incluir una reestructuración del régimen fiscal de Pemex, permitir que una mayor proporción de sus utilidades se invierta, en áreas de la cadena productiva petrolera que demandan recursos elevados, como exploración y refinación.
- Oropeza (2010) utiliza la prueba de comparación de medias entre dos conglomerados con el estadístico t. Compara indicadores de eficiencia en rentabilidad, mano de obra y operación de Pemex y cuatro diferentes

conglomerados de empresas petroleras: i) empresas paraestatales; ii) empresas parcialmente privatizadas; iii) empresas privadas; y iv) total de empresas. La muestra esta integrada por 55 empresas petroleras: 20 públicas y 35 privadas. El Período de estudio: 1997-2007. Utiliza como indicadores de eficiencia en rentabilidad: i) utilidad/ventas netas; ii) utilidad/activo total; y iii) utilidad/patrimonio. Como indicadores de eficiencia en mano de obra: i) ventas netas/número de empleados; ii) resultado neto del ejercicio/número de empleados; y iii) producción de petróleo, gas natural y refinados de petróleo/ número de empleados. Y como indicador de eficiencia operativa: ventas netas/activo total. En los indicadores de eficiencia, en rentabilidad antes de contribuciones, Pemex resulta con una media de eficiencia mayor que la obtenida por el resto de los conglomerados, seguido por las empresas totalmente paraestatales, las parcialmente privatizadas, el total de empresas y con el peor desempeño las empresas privadas. Con relacion a los indicadores de rentabilidad neta (despues de contribuciones), Pemex por su elevada carga fiscal, obtiene el peor resultado en eficiencia en rentabilidad comparado con los diferentes conglomerados, las empresas totalmente paraestatales son las que resultan más eficientes en utilidad/ventas netas y utilidad/activo, con relacion al indicador utilidad/patrimonio, las empresas parcialmente privatizadas son las más eficientes y las paraestatales son las menos eficientes, lo que se explica con el hecho de que las empresas paraestatales son las que realizan menor reinversión de utilidades. Con relacion al indicador de eficiencia en mano de obra,

Pemex tiene el peor resultado comparado con los cuatro conglomerados, las empresa privadas son las más eficientes en mano de obra. Respecto al indicador de eficiencia operativa, las empresas parcialmente privatizadas son las que tienen mejores resultados. El autor concluye que Pemex realiza una baja inversión por ser el soporte de los ingresos presupuestarios del Estado mexicano, razón por la que no ha aprovechado el largo período de precios altos para invertir en infraestructura productiva. El autor recomienda una reforma fiscal para reducir la carga fiscal sobre Pemex, para que sea más competitivo y eficiente.

- La industria petrolera en México entre 1998 y 2007 representó entre el 7 y el 8% del PIB total. Esta actividad ha estado estancada: el PIB del sector tuvo una tasa media de crecimiento anual en el mismo período de 1.1%. No debe olvidarse el papel significativo que juega el petróleo para los ingresos tributarios del Estado mexicano, cuestión que imposibilita una reforma fiscal a fondo, puesto que Pemex es el principal contribuyente del país (Palacio, Santacruz, & Montesillo, 2008).
- Pemex no ha avanzado en su proceso de internacionalización por sus limitaciones presupuestarias (Campodónico, 2007).
- En Brasil y Argentina, la privatización de su empresa petrolera nacional, fue una alternativa, a la falta de recursos públicos. En un entorno político tan competido como el mexicano, sugerida desde el Gobierno es prácticamente imposible. Sus detractores se oponen a la privatización

desde una perspectiva ideológica, apelan a las distintas fuerzas sociales, como los sindicatos y prevalece la politización de la discusión, sobre los argumentos técnicos (Quiroz, 2004).

- El estilo de gestión de Petrobras ha sido exitoso, los accionistas tienen amplios poderes de fiscalización que garantizan la buena marcha de la empresa (Campodónico, 2007).
- Colombia y Brasil han reformado su legislación para atraer la inversión a su industria petrolera, han complementado las actividades de la empresa nacional, al permitir a otras empresas participar en la exploración y explotación de hidrocarburos y en el *downstream*, manteniendo la Nación el control de sus recursos naturales. Sus reformas promovieron la producción, tanto en yacimientos convencionales, como en no convencionales, el efecto es evidente al comparar el incremento de la producción de petróleo en Brasil y Colombia en los últimos 20 años, frente a la caída en la producción en México (Presidencia de la República, 2013).
- Flores (2013), Secretario General del Foro Internacional de Energía, señala que Brasil y Colombia, son ejemplos de cómo estructurar el sector hidrocarburos. Son evidencia útil para México de la ventaja de transformar a la empresa petrolera nacional en una empresa paraestatal productiva, de permitir que se asocie con otras empresas nacionales o privadas.

- De acuerdo con Oropeza (2010) la colaboración privada ha permitido que las empresas públicas reciban recursos y tecnología, necesarios para el crecimiento del sector hidrocarburos, lo que ha permitido el desarrollo de campos petroleros en zonas de gran dificultad, que requieren inversiones considerables, como la producción en campos de aguas profundas.
- Pheko (2013) señala que la privatización tiene el potencial de incrementar la eficiencia de las empresas paraestatales, reducir el presupuesto de egresos de los gobiernos y reducir la intervención del Gobierno en las empresas paraestatales.
- Boardman, Eckel, & Vining (1986) concluyen que las empresas parcialmente privatizadas o mixtas, pueden resultar más eficientes que las públicas, si combinan en forma adecuada, el objetivo de maximización de utilidades con el objetivo de beneficio social.
- Dewenter & Malatesta (2001) comparan la eficiencia entre empresas privadas y públicas. Utilizan el método de regresión, sobre una muestra de 1,369 empresas, en los años de 1975, 1985 y 1995. Utilizan como variables dependientes de rentabilidad: utilidad sobre inversión, utilidad sobre venta y utilidad neta; como variables dependientes de eficiencia operativa: ventas por empleado, activo sobre empleado y deuda sobre activo; como variables explicativas: crecimiento del PIB, industria y país; y como variables explicativas de control para el tamaño: ventas y activo. Concluyen que las empresas privadas son más rentables que las paraestatales.

- Para Laffont & Tirole (1993) la empresa paraestatal tiene dificultad para monitorear el desempeño de la gerencia, no hay un dueño individual con fuerte incentivo para vigilarla, no hay un precio de la acción que evidencie el desempeño de la gerencia y no hay el juicio sobre el desempeño de la empresa por parte de los participantes en el mercado de capitales.
- Boardman & Vining (1989) comparan la eficiencia entre empresas privadas, públicas y mixtas. Utilizan el método de regresión, sobre una muestra de 500 empresas manufactureras y mineras, en el año de 1983. Utilizan como variables dependientes de rentabilidad: la utilidad sobre activo, la utilidad sobre ventas y la utilidad neta y como variables dependientes de eficiencia operativa: las ventas por empleado, el activo sobre empleado y la rotación de activo; como variables explicativas: la concentración en el sector y en el país y el poder de mercado de la empresa; y como variables explicativas de control para el tamaño: las ventas y el activo. Concluyen que las empresas privadas son considerablemente más rentables y productivas que las paraestatales y las mixtas.
- Victor (2007) mediante el método de regresión analiza la eficiencia de las compañías petroleras nacionales y privadas para convertir las reservas en producción y ventas. La muestra 90 empresas y el período de estudio 2004. La autora concluye que las grandes petroleras privadas, son un tercio más eficientes para convertir las reservas en producción e

ingresos, también concluye que la información proporcionada sobre reservas por las compañías petroleras nacionales es menos precisa.

- Villalonga (2000) mediante el método de regresión, con una muestra de 24 firmas españolas, utiliza como variable dependiente el Return on Assets (ROA) y como variable de control, las ventas. Concluye que la privatización tiene un efecto negativo en el desempeño de las empresas, en los años post privatización: 5 y 6 y positivo en los años: 7 y 8; lo que significa que el efecto negativo de la privatización es transitorio. La autora considera que factores políticos afectan negativamente la eficiencia, como el hecho de privatizar un monopolio antes de introducir en el sector competencia y una regulación adecuada; o privatizar en períodos de recesión en el sector o en la economía.
- Hernández (2004) mediante el método de regresión, analiza la eficiencia entre empresas privadas y empresas paraestatales. Con una muestra de 3,889 empresas del sector manufacturero de España, en el período de 1983 a 1996. Concluye que la titularidad pública tiene un efecto negativo en la eficiencia de las empresas. Adicionalmente el autor encontró: i) que la competencia tiene un efecto positivo en la eficiencia de las empresas; ii) que en los países donde la privatización se acompaña de un paquete de reformas, con medidas como la liberalización comercial, se dificulta identificar los efectos propios de la privatización; y iii) que las empresas paraestatales están en desventaja en eficiencia técnica y asignativa con relación a las empresas privadas.

- Bozec, Dia & Breton (2006) realizan un estudio empírico sobre el efecto de la privatización en el desempeño de las paraestatales canadienses. La muestra incluye 13 empresas privatizadas entre 1976 y 2001. Utilizan el método de regresión múltiple. Consideran como indicadores de desempeño a la rentabilidad y a la eficiencia técnica. Para medir la rentabilidad utilizan las variables: i) utilidad sobre activos; ii) utilidad sobre ventas; y iii) eficiencia en la utilidad neta. Para medir la eficiencia técnica utilizan las variables: i) contribución laboral a la eficiencia técnica; ii) productividad laboral; y iii) razón de eficiencia entre los insumos y los productos terminados. Utilizan como variable para medir el tamaño de las empresas el logaritmo de las ventas. Concluyen que la privatización no tiene impacto en la eficiencia técnica y el impacto en la rentabilidad no es significativo. Señalan que su estudio hace un llamado sobre la legitimidad de la privatización como herramienta para mejorar el desempeño de las empresas paraestatales.
- Hartley & Medlock III (2013) comparan la eficiencia entre empresas petroleras nacionales paraestatales, nacionales parcialmente privatizadas y privadas. Utilizan dos métodos, el primero es un índice de eficiencia técnica en ventas y el segundo es una regresión panel. La muestra son 61 empresas petroleras, en las empresas nacionales paraestatales incluyen a Pemex y en las empresas nacionales parcialmente privatizadas a Petrobras y Ecopetrol; el periodo del estudio de 2001 a 2009. En la regresión utilizan como variable dependiente el logaritmo natural (\ln) de las ventas y como variables independientes: el \ln

de las reservas de petróleo, el ln de las reservas de gas natural, el ln de la capacidad de refinación, el ln de los empleados, el ln del precio del petróleo y el ln del precio del gas natural. Concluyen que las empresas petroleras nacionales paraestatales son menos eficientes que las empresa privadas del sector y que la privatización parcial incrementa la eficiencia de las empresas petroleras nacionales paraestatales por la restricción a los políticos para intervenir en las decisiones operativas de las empresas y por la obligación de las paraestatales de cumplir con las prácticas contables y comerciales de las empresas privadas.

- Gupta (2005) en su estudio sobre el efecto de la privatización parcial en el desempeño de las empresas paraestatales, utiliza el método de regresión datos panel efectos fijos en las entidades y como variables dependientes expresadas en logaritmo: ventas, utilidad contable (utilidad de la actividad principal antes de contribuciones, sin incluir los subsidios del Gobierno), inversión, empleados y activo (como variable de control para el tamaño de la empresa). La muestra incluye 42 empresas paraestatales parcialmente privatizadas de la India, el período de estudio de 1990 a 2000. Concluye: (i) la privatización parcial tiene un efecto positivo y altamente significativo sobre las ventas, las utilidades, la inversión, el empleo y el activo, lo anterior se debe al rol que juega el mercado de capitales en el monitoreo y recompensas para la gerencia, por el desempeño de la empresa. (ii) el principal cambio con la privatización parcial es el incentivo sobre la gerencia por el impacto de la información financiera en el precio de la acción: las acciones de la

paraestatal son vigiladas de cerca por los participantes en el mercado de capitales: analistas financieros, inversionistas individuales e institucionales; en las reuniones anuales, los inversionistas hacen pública sus preocupaciones sobre el desempeño de la empresa; (iii) el desempeño de la acción es una señal valiosa de las habilidades de la gerencia y puede ser usada por los trabajadores y gerentes de niveles inferiores, para monitorear a los altos ejecutivos, debido a que las oportunidades de todos los trabajadores dependen del desempeño de la empresa; y (iv) las empresas del sector petróleo y gas son las más rentables de las empresas paraestatales.

- Wolf & Pollitt (2008) en su estudio empírico sobre el impacto de la privatización en el desempeño de las compañías petroleras nacionales utilizan el método de regresión panel efectos fijos en las entidades, consideran como variables dependientes: la utilidad, la producción, los empleados, la inversión, la deuda, los dividendos y el costo de producción. La muestra son 28 empresas del sector petróleo y gas de 20 países, el período de estudio de 1977 a 2004. Concluyen: (i) la privatización parcial tiene un efecto positivo sobre la utilidad bruta, la producción, el empleo, la inversión y los dividendos y tiene un efecto negativo sobre la deuda y el costo de producción; (ii) la privatización parcial en el sector petrolero está asociada en forma sustancial con la mejora en el desempeño y la eficiencia; (iii) las empresas 100% paraestatales a menudo persiguen objetivos no comerciales, objetivos sociales y políticos, así las bajas utilidades son el resultado de los

beneficios sociales; y (iv) con la privatización parcial, el Gobierno es exitoso en captar los beneficios en el desempeño asociados con el mercado de capitales, sin ceder el control mayoritario de la empresa.

De la revisión de la literatura la tabla 1 muestra los investigadores y las propuestas para el crecimiento de Pemex.

Tabla 1. Investigaciones para el crecimiento de Pemex

Investigador	La propuesta converge en:
(OCDE, 2009).	<ul style="list-style-type: none"> – Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva. – Permitir la inversión en el sector hidrocarburos de otras empresas. – Disminuir la carga fiscal sobre Pemex. – Participación privada en el capital de la paraestatal.
(Flores, 2013)	<ul style="list-style-type: none"> – Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva. – Permitir la inversión en el sector hidrocarburos de otras empresas.
(Mora, 1997)	<ul style="list-style-type: none"> – Participación privada en el capital de la paraestatal. – Permitir la inversión en el sector hidrocarburos de otras empresas.
(Castañeda & Kessel, 2003)	<ul style="list-style-type: none"> – Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva.
(De la Fuente, 2011)	<ul style="list-style-type: none"> – Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva.
(Saxe-Fernández, Bartlett, Angeles, Alfonso, & Vargas, 2011)	<ul style="list-style-type: none"> – Mantener el monopolio estatal en la industria petrolera a través de Pemex.
(Alvarez & Lina, 2008)	<ul style="list-style-type: none"> – Mantener el monopolio estatal en la industria petrolera a través de Pemex. – No participación privada en el capital de la paraestatal.
(OSAL, 2008)	<ul style="list-style-type: none"> – Mantener el monopolio estatal en la industria petrolera a través de Pemex. – No participación privada en el capital de la paraestatal. – Disminuir la carga fiscal sobre Pemex.
(Campodónico, 2007)	<ul style="list-style-type: none"> – Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva. – Permitir la inversión en el sector hidrocarburos de otras

	empresas.
	– Disminuir la carga fiscal sobre Pemex.
	– Participación privada en el capital de la paraestatal.
(Quiroz, 2004)	– Participación privada en el capital de la paraestatal.
	– Disminuir la carga fiscal sobre Pemex.
(Presidencia de la República, 2013)	– Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva.
	– Permitir la inversión en el sector hidrocarburos de otras empresas.
	– Disminuir la carga fiscal sobre Pemex.
(Venegas, 2001)	– Disminuir la carga fiscal sobre Pemex.
(Caballero & Tello, 2008)	– Disminuir la carga fiscal sobre Pemex.
(Tépach, 2008)	– Disminuir la carga fiscal sobre Pemex.
(Palacio, Santacruz, & Montesillo, 2008)	– Disminuir la carga fiscal sobre Pemex.
(Oropeza, 2010)	– Permitir la inversión en el sector hidrocarburos de otras empresas.
	– Disminuir la carga fiscal sobre Pemex.
	– Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva
(Pheko, 2013)	– Participación privada en el capital de la paraestatal.
(Boardman, Eckel, & Vining, 1986)	– Participación privada en el capital de la paraestatal.
(Dewenter & Malatesta, 2001)	– Participación privada en el capital de la paraestatal.
(Laffont & Tirole, 1993)	– Participación privada en el capital de la paraestatal.
(Boardman & Vining, 1989)	– Participación privada en el capital de la paraestatal.
(Victor, 2007)	– Participación privada en el capital de la paraestatal.
(Villalonga, 2000)	– Participación privada en el capital de la paraestatal.
	– Permitir la inversión en el sector hidrocarburos de otras empresas.
(Hernández, 2004)	– Participación privada en el capital de la paraestatal.
	– Permitir la inversión en el sector hidrocarburos de otras empresas.
	– Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva.
(Bozec, Dia, & Breton, 2006)	– En contra de la privatización de empresas paraestatales.

(Hartley & Medlock III, 2013) – Participación privada en el capital de la paraestatal.

(Gupta, 2005) – Participación privada en el capital de la paraestatal.

(Wolf & Pollitt, 2008) – Participación privada en el capital de la paraestatal.

Fuente: Elaboración propia

Con base en la revisión de la literatura, los factores que influyen en el crecimiento insuficiente de Pemex: (i) la paraestatal no opera como empresa paraestatal productiva; (ii) la carga fiscal elevada sobre Pemex; (iii) restricciones a la inversión privada en el sector; y (iv) restricciones a la inversión en Pemex. Dentro de las recomendaciones para el crecimiento de Pemex: (i) Transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva; (ii) disminuir la carga fiscal sobre Pemex; (iii) permitir la inversión privada en el sector; y (iv) permitir la inversión en Pemex. Se señala como ejemplo de cómo estructurar al sector petrolero de México a Brasil y Colombia y a sus empresas petroleras nacionales: Petrobras y Ecopetrol como casos de éxito. Asimismo, se encontró que investigadores para sus estudios empíricos, sobre el desempeño de las empresas utilizan el método de regresión y las métricas: ventas y activo, como indicadores de tamaño y crecimiento de las empresas.

1.2.4 Pregunta de investigación

Pregunta principal de investigación:

¿Cómo podría Pemex crecer sus ventas y su activo?

Preguntas secundarias de investigación:

¿Qué fue lo que hicieron Brasil y Colombia para que crecieran sus empresas petroleras nacionales?

¿Qué efecto tiene la privatización parcial sobre el crecimiento de las ventas y el activo de Petrobras y Ecopetrol?

¿Qué efecto tendrá la privatización parcial sobre el crecimiento de Pemex?

1.3 Objetivos de la investigación

Objetivo principal:

Generar una propuesta de crecimiento de las ventas y el activo para Pemex partiendo del modelo de privatización parcial implementado en Petrobras y Ecopetrol.

Objetivos secundarios:

- 1) Analizar la estructura del sector petrolero en Brasil, Colombia y México.
- 2) Analizar el efecto de la privatización parcial en el crecimiento de Petrobras y Ecopetrol.
- 3) Analizar el efecto que la privatización parcial tendría en el crecimiento de Pemex.
- 4) Proponer modificaciones al marco legal de la industria petrolera mexicana.

Por lo anterior, el propósito del presente estudio es generar una propuesta para el crecimiento de las ventas y del activo de Pemex, partiendo del análisis del modelo de privatización parcial de Petrobras y Ecopetrol y del efecto que ha tenido en el crecimiento de ambas empresas.

1.4 Hipótesis

Derivado de la necesidad incrementar el crecimiento de Pemex, con base en la revisión de la literatura y con el propósito de dar respuesta al problema planteado se establecen las siguientes hipótesis:

H_0 : La privatización parcial no afectará el crecimiento de Pemex.

H_1 : La privatización parcial afectará positivamente el crecimiento de Pemex.

1.5 Alcance y limitaciones

En el presente estudio se considera privatización parcial a la colocación, a través de oferta pública, de una parte del capital de la paraestatal, en el mercado de capitales internacional. El tamaño de la muestra se circunscribe a la región de América Latina y está limitado a tres empresas: Pemex, Petrobras y Ecopetrol. Petrobras y Ecopetrol se consideran parcialmente privatizadas a partir de que sus acciones cotizan en el New York Stock Exchange (NYSE). El período de estudio está limitado a 16 años: de 1997 a 2012. En el presente estudio para medir el crecimiento de las empresas de la muestra se consideran dos variables: las ventas netas y el activo total.

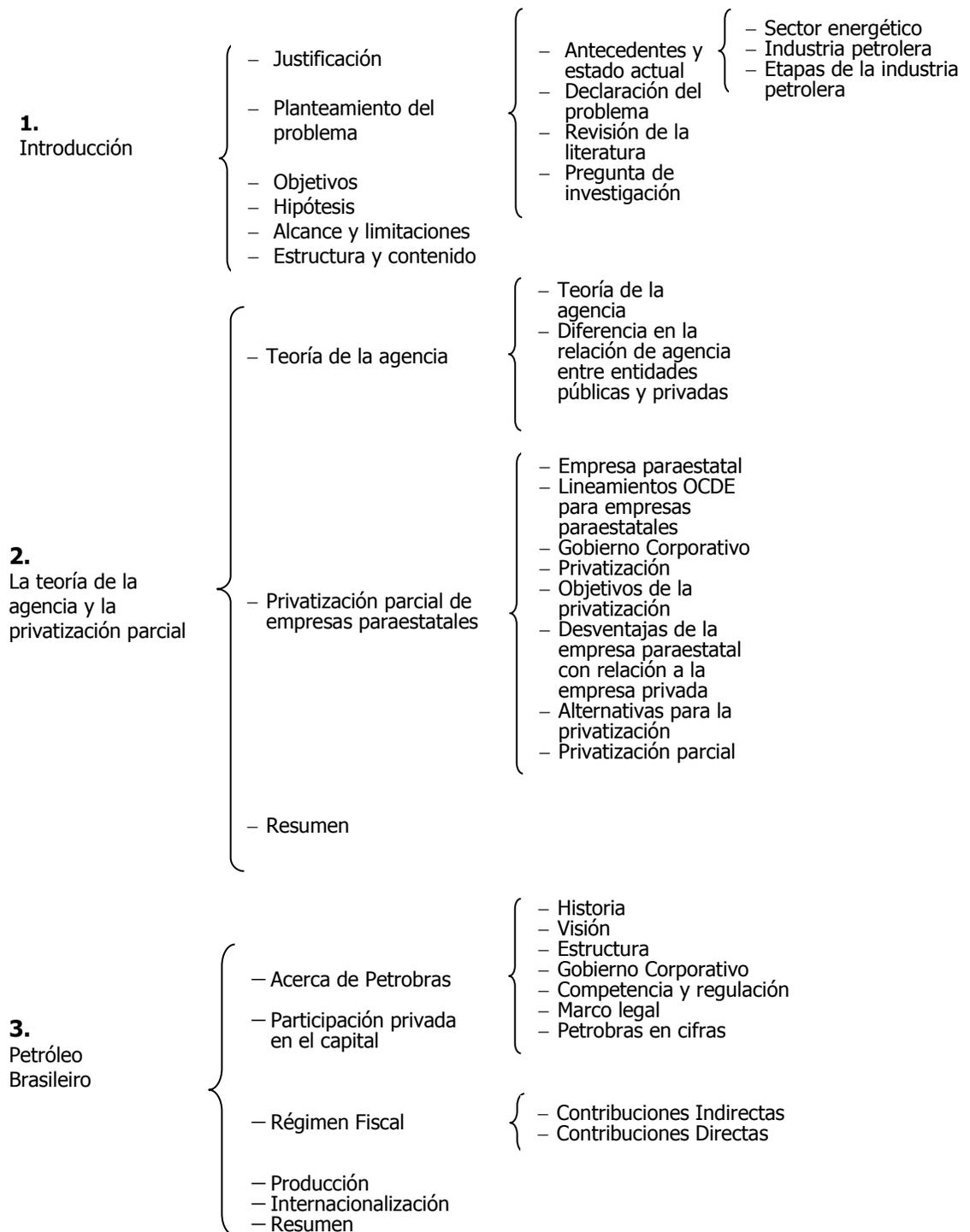
Las observaciones de las variables se obtienen de la forma 20F, que las empresas de la muestra proporcionan anualmente a la SEC. Esta limitante implica que el panel este desbalanceado, puesto que una de las empresas, Ecopetrol, revela información financiera en el formato 20F a partir de 2007. Para ampliar el rango de observaciones de esta empresa se consideraron sus informes anuales de los ejercicios de 2002 a 2004, disponibles en su portal de internet, con lo que, las observaciones de Ecopetrol en el panel corresponden a un período de 12 años: de 2001 a 2012.

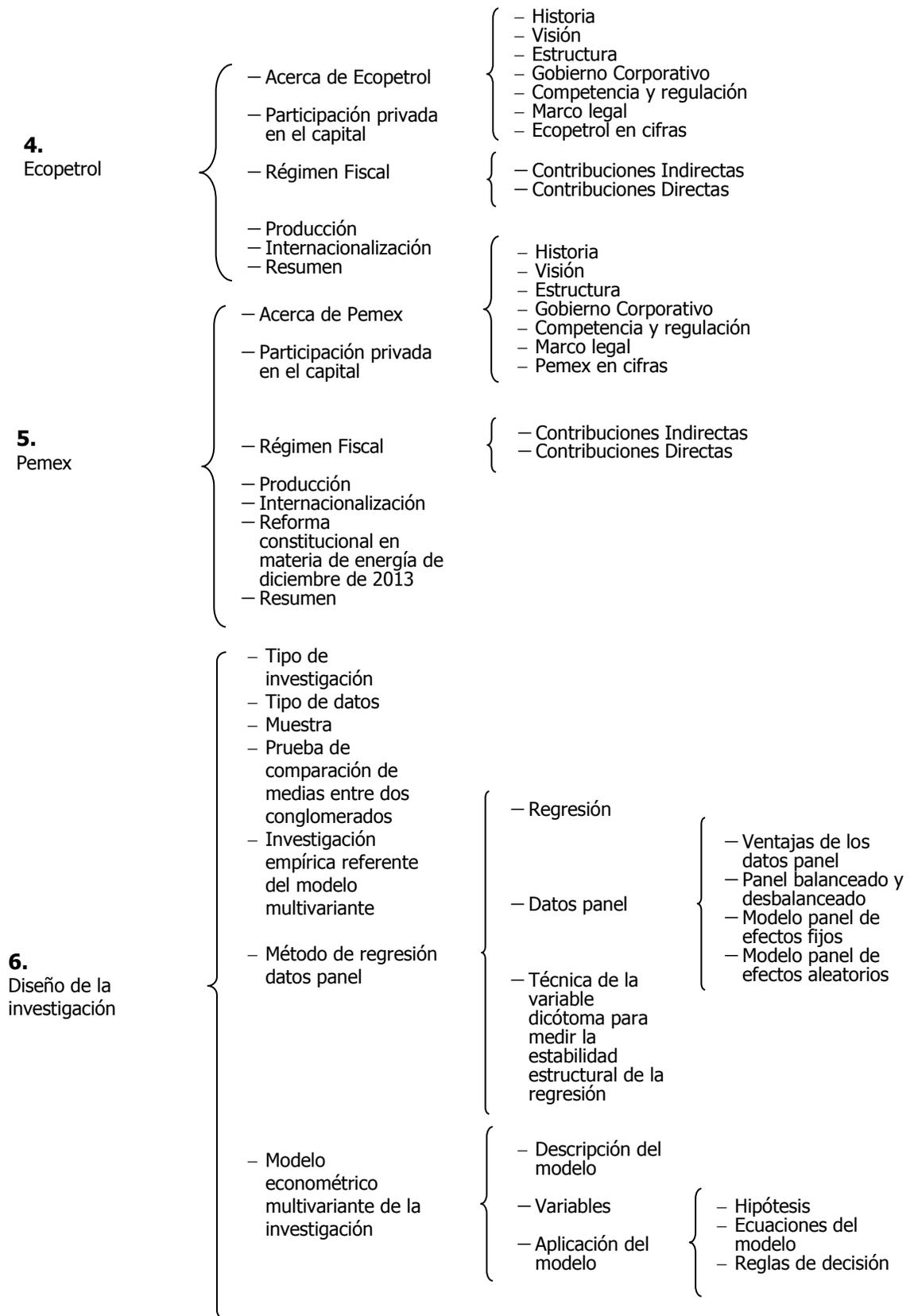
El presente estudio incluye los cambios hechos a la legislación mexicana en materia de hidrocarburos hasta diciembre de 2013.

1.6 Estructura y contenido

La tesis está estructurada en 8 capítulos. El primero corresponde a la introducción en donde se incluyen justificación, planteamiento del problema, objetivos, hipótesis, alcance y limitaciones y estructura y contenido. En el segundo capítulo se desarrolló lo relativo a la fundamentación teórica, en dos aspectos: (i) la teoría de la agencia y (ii) la privatización parcial de empresas paraestatales. El tercero y cuarto integran lo referente a las empresas petroleras que se seleccionaron como casos de éxito y que son comparables con Pemex: Petrobras y Ecopetrol. En el quinto se presenta el diagnóstico actual de Pemex. En el sexto se desarrolla el diseño de la investigación definiendo la muestra, el método y el modelo. El séptimo y octavo tratan los resultados y las conclusiones. Para mejor comprensión, se presenta la estructura de la tesis en forma de esquema en la figura 3.

Figura 3. Esquema de la tesis





7.
Resultados

– Análisis descriptivo

– Análisis comparativo del crecimiento de Petrobras, Ecopetrol y Pemex.

– Ventas netas
– Activo total
– Pasivo total
– Capital contable
– Contribuciones directas
– Resultado del ejercicio
– Producción de petróleo

– Análisis comparativo del crecimiento de Petrobras y Ecopetrol, antes y después de la privatización parcial

– Ventas netas
– Activo total

– Análisis univariante: Prueba de comparación de medias

– Ventas netas
– Activo total

– Análisis multivariante : Regresión datos panel

– Ventas netas
– Activo total

8.
Conclusiones

– Conclusiones finales
– Recomendaciones
– Líneas futuras de investigación

Bibliografía

2. La Teoría de la agencia y la privatización parcial

El capítulo está dividido en tres secciones:

- Teoría de la agencia;
- Privatización parcial de empresas paraestatales; y
- Resumen.

En este capítulo se analiza la definición de teoría de la agencia, diferencias entre las empresas paraestatales y las empresas privadas en la relación de agencia, el concepto de empresa paraestatal, las recomendaciones de la OCDE para las paraestatales, la definición de Gobierno Corporativo, la definición de privatización, los objetivos que se persiguen con la privatización, las desventajas de las empresas paraestatales frente a las empresas privadas, las alternativas para privatizar una empresa paraestatal, la definición de privatización parcial, ventajas de la privatización parcial frente a la privatización total, definición de privatización parcial para los efectos del presente estudio y el resumen del capítulo.

2.1 Teoría de la agencia

2.1.1 Teoría de la agencia

La teoría fundamental que se aplica para analizar el efecto de la propiedad pública y la propiedad privada en el desempeño de las empresas¹⁵ es la teoría de la agencia [(Bos, 1991); (Kay, 1987); (Hernández, 2004)].

Para Hernández (2004) y Alonso (2008) la teoría de la agencia estudia los problemas en las empresas por los objetivos distintos y no siempre compatibles entre el principal (accionistas) y el agente (gerencia). Los accionistas buscan la maximización del beneficio y la gerencia la maximización de su utilidad.

Se considera como relación de agencia, al convenio bajo el cual, una persona o grupo de personas se constituyen como principal, que contrata a otra persona, denominada agente, para que realice un servicio en su nombre, lo que implica un alto grado de delegación del principal y de autoridad del agente (Jensen & Meckling, 1976). La teoría contractual de la empresa, concibe la relación de agencia, como un conjunto de contratos que especifican los derechos de propiedad objeto de transacción dentro de la empresa y establecen la forma en la cual se asignarán los costos y las compensaciones entre las partes contratantes, incidiendo en el comportamiento individual de los participantes de la organización. (Alonso, 2008).

¹⁵ Para Jensen & Meckling (1976) una firma o empresa es una ficción legal, que sirve como nexo entre las relaciones contractuales, caracterizadas por la existencia del reclamo de un residual divisible sobre los activos y el flujo de efectivo de la firma.

El logro del objetivo del principal depende de la actuación de la gerencia y de otros factores no controlados por está. La actuación de la gerencia no es observable en todos los casos por el principal¹⁶. Si los mecanismos de monitoreo no son completamente eficaces, el principal no podrá conocer con precisión, si el resultado de la empresa se debe a las acciones de la gerencia o a los factores no controlados por está (Hernández, 2004).

Jensen & Meckling (1976) señalan que es generalmente imposible un costo de agencia cero, para asegurar que el agente tome las decisiones óptimas, desde la perspectiva del principal. En una empresa con acciones en el mercado de capitales, el costo de agencia se refleja en el precio de la acción y consiste en el costo por el monitoreo del desempeño de la gerencia y el costo por la divergencia entre los intereses de la gerencia y los intereses de los accionistas.

Para Hernández (2004) son tres los elementos para determinar la eficiencia interna de las empresas: (i) la información asimétrica entre los contratantes (monitoreo inadecuado del principal); (ii) la imposibilidad de celebrar contratos completos (que cubran todas las contingencias posibles) de largo plazo; y (iii) el costo para controlar el cumplimiento de los contratos.

¹⁶ En las grandes empresas el gerente tiene el control sobre algunos recursos que puede asignar, con ciertas restricciones, para satisfacer sus propias preferencias, sin embargo, para este fin necesita la cooperación de otros miembros de la organización, lo que implica que no los pueda controlar completamente y ellos podrán apropiarse de algunos de estos recursos, para sus propios fines (Jensen & Meckling, 1976).

De acuerdo con Jensen & Meckling (1976), el principal puede limitar las desviaciones del agente a través de dos mecanismos: (i) estableciendo un sistema adecuado de incentivos (el principal compensará al agente por no hacer esas actividades que lo dañen); y (ii) un sistema de monitoreo diseñado para limitar estas actividades inapropiadas del agente.

De acuerdo con Hernández (2004) los problemas de agencia son comunes a todas las empresa y organizaciones complejas y su solución, en la mayoría de los casos es la implementación de un sistema de incentivos, que maximice el esfuerzo de la gerencia, orientado a alcanzar los objetivos del principal.

2.1.2 Diferencias en la relación de agencia entre entidades públicas y privadas

Para Hernández (2011) en la relación de agencia, las entidades públicas y privadas presentan tres diferencias fundamentales:

1. Los objetivos del principal son diferentes: en las entidades públicas son de carácter político o de bienestar y en las privadas la obtención de beneficios.
2. La gerencia en las entidades públicas cuenta con dos principales: los votantes y el Gobierno, y en las privadas, un sólo principal: los accionistas (en sectores regulados, son dos los principales: los accionistas y el órgano regulador)

3. La propiedad de la empresa pública, generalmente no es transferible y en las privadas pueden colocar sus acciones en los mercados de capitales.

Para Hernández (2004) con base en la teoría de agencia, la empresa pública se encuentra en desventaja frente a la empresa privada, en término de eficiencia técnica¹⁷ y asignativa¹⁸, el autor señala como causas de esta desventaja: (i) la presencia en la empresa pública de diferentes principales con objetivos distintos, cambiantes y complejos; (ii) la definición difusa de la propiedad; (iii) la ausencia de monitoreo y control del mercado de capitales; (iv) un esquema de incentivos a la gerencia inadecuado; y (v) la elección de la gerencia con criterios no profesionales. En este contexto, el autor señala que la política pública de la privatización de empresas paraestatales, se presenta como un mecanismo para mejorar la eficiencia técnica de las empresas.

¹⁷ Eficiencia técnica: cuando una empresa se encuentra al límite de su capacidad de producción, no puede producir un bien más sin incrementar sus insumos (Hernández, 2004).

¹⁸ Eficiencia asignativa: una empresa opera con eficiencia asignativa si minimiza sus costos de producción maximizando beneficio, mediante la utilización óptima de sus insumos productivos considerando su precio y productividad (Hernández, 2004).

2.2 Privatización parcial de empresas paraestatales

2.2.1 Empresa Paraestatal

Las empresas paraestatales no están ampliamente distribuidas en la economía. La mayor concentración se encuentra en el sector servicios públicos, telecomunicaciones y ocasionalmente en la banca y en el sector hidrocarburos. Muy pocos países tienen paraestatales en el competitivo sector industrial (construcción, manufacturas), servicios para el retiro (hospitales), y actividades primarias (excepto la industria extractiva) (OCDE, 2010).

Por años la razón para que el Estado sea propietario de empresas comerciales ha variado a través de los países y sectores industriales y ha típicamente consistido en una mezcla de razones sociales, económicas y de interés estratégico. Ejemplos de estas razones: política industrial, desarrollo regional, proveer bienes públicos. Es común que el Estado sea propietario de empresas comerciales en los llamados monopolios naturales¹⁹. Sin embargo, en las últimas décadas, la globalización, los cambios tecnológicos y la desregulación de ex mercados monopólicos han provocado la transformación y la disminución de las empresas paraestatales (OCDE, 2010).

¹⁹ Los monopolios naturales existen en las industrias donde es más eficiente que la actividad se concentre en una sola empresa, por lo general el mayor proveedor o el primer proveedor. Se presenta en industrias con inversiones elevadas en infraestructura, como la distribución de agua, electricidad, red ferroviaria, el aeropuerto de una ciudad. El costo de instalar dos redes ferroviarias o dos aeropuertos no es rentable. Como en todos los monopolios, el proveedor puede abusar de su posición dominante del mercado, por lo que se requiere la regulación gubernamental (Enciclopedia financiera, 2013).

La RAE (2001) define a la empresa²⁰ paraestatal o de titularidad pública como la institución, organismo o centro: que, por delegación del Estado, coopera a los fines de este, sin formar parte de la Administración Pública.

Con relación al marco legal mexicano, el artículo 14 de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, define a las entidades paraestatales como organismos descentralizados, personas jurídicas creadas conforme a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y cuyo objeto sea:

- I. La realización de actividades correspondientes a las áreas estratégicas o prioritarias;
- II. La prestación de un servicio público o social; o
- III. La obtención o aplicación de recursos para fines de asistencia o seguridad social.

La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, en el título III, de la administración pública paraestatal, capítulo único, de la administración pública paraestatal, en el artículo 45, define a las entidades paraestatales como organismos descentralizados creados por Ley o decreto del Congreso de la Unión o por decreto del Ejecutivo Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio, cualquiera que sea la estructura legal que adopten.

²⁰ Definiciones de empresa:

1. Entidad con objetivos identificables y estructura (ISO, 2010).
2. Unidad de organización dedicada a actividades industriales, mercantiles o de prestación de servicios con fines lucrativos (RAE, 2001).

En el Diario Oficial de la Federación (DOF) del 14 de agosto de 2012, se incluye la lista de entidades paraestatales de la Administración Pública Federal sujetas a la Ley de las Entidades Paraestatales y su reglamento. Dentro de la sección de organismos descentralizados se encuentra Pemex y sus cuatro organismos subsidiarios:

25. Pemex-Exploración y Producción
26. Pemex-Gas y Petroquímica Básica
27. Pemex-Petroquímica
28. Pemex-Refinación
29. Petróleos Mexicanos

2.2.2 Lineamientos OCDE para empresas paraestatales

La OCDE recomienda a sus países miembros que sus empresas paraestatales cumplan con lineamientos en su operación y Gobierno Corporativo, destacando la autonomía de gestión y que operen en libre competencia. La tabla 2 muestra 17 lineamientos de la OCDE para la operación de empresas paraestatales.

La OCDE señala que para el buen funcionamiento de la paraestatal se deben respetar los derechos de todos los accionistas (tabla 3) y el Estado debe cumplir con sus responsabilidades con la empresa (tabla 4).

Tabla 2. Lineamientos OCDE para empresas paraestatales

	Lineamiento
1	Claridad en los objetivos corporativos, comerciales y de cualquier otro tipo.
2	Separación clara de las funciones de propiedad del Estado, de las funciones de autoridad regulatoria.
3	Autonomía del Consejo de Administración en la toma de decisiones. El Estado debe respetar su independencia. El Consejo de Administración se debe integrar de tal forma que sus juicios sean objetivos e independientes.
4	El Consejo de Administración debe tener la facultad para nombrar y remover al Director General.
5	El Consejo de Administración debe ser completamente responsable ante los dueños por el desempeño de la empresa, debe tener claras sus obligaciones, debe monitorear a la gerencia, debe actuar en el mejor interés de la compañía y tratar a todos los accionistas equitativamente.
6	El Consejo de Administración podrá crear comités especiales que lo apoyen, principalmente en auditoría, manejo de riesgos y remuneraciones.
7	Auditoría anual independiente certificada.
8	Operar bajo mercados eficientes (libre mercado).
9	Directivos ajenos a la política.
10	El Gobierno debe simplificar las prácticas operativas y las formas legales en las que opera la paraestatal.
11	Obligaciones y responsabilidades adicionales de las paraestatales con el Estado, como subvencionar precios de servicios públicos o productos sensibles, como la electricidad o la gasolina, deben ser claramente establecidos en las leyes o regulaciones y deben ser revelados al público y los costos relacionados deben ser cubiertos por el Estado de una manera transparente.
12	Las paraestatales no se deben exentar del cumplimiento de leyes generales y regulaciones.
13	Las paraestatales para obtener créditos deben recibir el mismo trato que el resto de las empresas. Su relación con bancos e instituciones financieras gubernamentales y otras empresas paraestatales debe ser comercial.
14	El Gobierno no se debe involucrar en la operación día a día de la empresa, le debe permitir a la gerencia la completa autonomía operacional para alcanzar los objetivos de la empresa.
15	El marco legal y regulatorio, de ser necesario, debe permitir la flexibilidad suficiente para ajustar la estructura de capital de la paraestatal, para que alcance sus objetivos.
16	Revelación de la información financiera y no financiera de acuerdo con altos estándares internacionales. Revelar información de significativo interés para el

Estado: (i) los objetivos de la empresa y su cumplimiento; (ii) la estructura de la propiedad de la empresa, incluyendo el esquema de votación; (iii) los factores de riesgo y las medidas tomadas para solventarlos; (iv) las garantías y la asistencia financiera recibida del Estado, así como los compromisos adquiridos por el Estado en nombre de la paraestatal; y (v) las transacciones con partes relacionadas.

Fuente: (OCDE, 2010); (OCDE, 2005)

Tabla 3. Derechos de los accionistas en las paraestatales

Derecho	
1	Participar y votar en las asambleas de accionistas.
2	Obtener la información relevante de la empresa de forma apropiada.
3	Elegir y remover a los miembros del Consejo de Administración.
4	Aprobar transacciones extraordinarias.

Fuente: (OCDE, 2005)

Tabla 4. Principales responsabilidades del Estado en las paraestatales

Responsabilidades	
1	Asistir y votar en las asambleas de accionistas.
2	Establecer un proceso estructurado y transparente de nominación de los miembros del Consejo de Administración.
3	Establecer un sistema de reportes para monitorear y evaluar el desempeño de la paraestatal.
4	Mantener dialogo continuo con auditores externos y órganos de control de la paraestatal.
5	Asegurar que el esquema de remuneración a los miembros del Consejo de Administración sea atractivo y motive la participación de profesionales calificados.

Fuente: (OCDE, 2005)

2.2.3 Gobierno Corporativo

El Gobierno Corporativo se define:

1. Sistema a través del cual una empresa toma e implementa decisiones para perseguir sus objetivos (ISO, 2010).
2. Sistema de reglas y prácticas para dirigir y controlar a las empresas. La estructura de Gobierno Corporativo define los derechos y las responsabilidades entre los grupos de interés y las reglas y los procedimientos en la toma de decisiones (Correa, Flynn, & Amit, 2004).

El Gobierno de la empresa se establece con la finalidad de hacer converger los intereses de los directivos con los de los accionistas y asegurar que las empresas se gestionen en beneficio de los accionistas o, en un sentido más amplio, en el beneficio de todos los participantes en el proceso de producción de valor, sean suministradores de capital o deuda, trabajo u otros bienes y servicios. Por lo tanto, la necesidad de un adecuado Gobierno Corporativo, en las empresas, surge a partir del problema de agencia, por el conflicto de intereses, entre los miembros de la organización y por la existencia de costos de transacción que impiden resolver los problemas de agencia a través de un contrato (Alonso, 2008).

En las empresas paraestatales no hay accionistas que fiscalicen la buena marcha de la empresa y que participen en la elección del Consejo de Administración y de la alta dirección (Campodónico, 2007)

2.2.4 Privatización

La rígida estructura de capital en las empresas paraestatales en ocasiones dificulta su desarrollo o alcanzar sus objetivos. El Estado debe proveer mecanismos que permitan cambios apropiados en la estructura de capital de la paraestatal respetando la decisión parlamentaria del nivel de propiedad del Estado. Cualquier cambio en la estructura de capital de la paraestatal debe ser consistente con el objetivo de propiedad del Estado y las circunstancias específicas de la paraestatal (OCDE, 2005).

La RAE (2001) define privatización como la acción de transferir una empresa o actividad pública al sector privado. En Villalonga (2000) se incluye como definición de privatización a la venta de una empresa propiedad del Estado al sector privado.

La privatización en la década de los 80s y 90s del siglo XX fue la respuesta a la insatisfacción popular por la ineficiencia del Gobierno como administrador de las empresas paraestatales (Kuo-Tai, 2013). Los nuevos propietarios aumentaron la eficiencia de las empresas introduciendo nueva tecnología, que en consecuencia pudo resultar en la reducción del personal (Kuo-Tai, 2013).

(Hochman, Hochman, & Zilberman, 2013) sugieren que la privatización se debe realizar cuando el país cuente con un sistema legal adecuado. Señalan que si el sistema legal no incluye instituciones legales fuertes la privatización de

industrias lucrativas como las de recursos naturales puede resultar en que estas industrias queden en manos de inversionistas corruptos que corrompen y debilitan al Gobierno y distorsionan la economía, disminuyendo la inversión y la producción.

Para Villalonga (2000) y Hernández (2004) la privatización debe acompañarse de cambios en el ambiente regulatorio y de competencia. En condiciones de competencia la empresa privada garantiza la eficiencia técnica a través de la búsqueda de la maximización del beneficio. Adicionalmente la competencia reduce los costos de agencia por la existencia de información asimétrica entre el principal y el agente. Los principales pueden obtener el resultado relativo de la empresa, al compararlo con el resultado de las otras empresas del sector que han estado sometidas a las mismas fuerzas no controlables por la gerencia. En este caso el incentivo para solucionar el problema de agencia es incluir un bono con base en el resultado de la empresa con relación a sus competidoras (Hernández, 2004).

2.2.5 Objetivos de la privatización

De acuerdo con Hernández (2004) los objetivos de la privatización:

1. Mejorar la eficiencia de la paraestatal;
2. Mejorar la competitividad de la economía del país;
3. Disminución las necesidades de endeudamiento público del Gobierno;
4. Debilitamiento del poder sindical;
5. Reducción del papel del Gobierno en el mundo empresarial; y
6. Obtención de ingresos para el Estado.

2.2.6 Desventajas de la empresa paraestatal con relación a la privada

Las empresas paraestatales, en términos de eficiencia en mercados competitivos, están en desventaja con relación a las empresas privadas (Hernández, 2004); (Villalonga, 2000). Entre los argumentos que explican esta desventaja:

1. Distintos principales (votantes, Congreso, Gobierno), con objetivos múltiples, complejos, imprecisos y cambiantes. Por ejemplo: un nuevo Gobierno puede hacer cambios radicales en las políticas y objetivos, incluso contradictorios a las del Gobierno previo, este hecho impide que los directivos de la empresa pública tomen decisiones a mediano y largo plazo lo que afecta el desempeño de la paraestatal.
2. Ausencia del monitoreo a la gerencia por parte de los participantes en el mercado de capitales. Los precios de las acciones de la empresa

en el mercado de capitales contienen información sobre el desempeño de la empresa y pueden ser utilizados para evaluar las decisiones de los directivos. La imposibilidad de compra de la empresa pública por otros accionistas, no permite el cambio de directivos por una gestión deficiente, en cambio en las empresas que cotizan en el mercado de capitales, si los precios de las acciones bajan por el mal desempeño de los directivos, aumenta la posibilidad de que nuevos accionistas adquieran la empresa y cambien a los directivos.

3. Imposibilidad de quiebra. Cualquier diferencia negativa entre ingreso y egreso en la empresa pública es cubierta por el Gobierno, por lo que las utilidades dejan de ser determinantes en la actuación de los directivos. Los directivos pueden sobre pagar a los proveedores, por lo que los proveedores compiten por los contratos, ofreciendo a los directivos compensaciones.
4. La selección de directivos con criterios no técnicos. El carácter político de los principales de la empresa pública es determinante en la selección de la dirección, los nombramientos no se basan en criterios de capacidad de gestión o eficacia sino en la filiación al partido gobernante y en la confianza.
5. Controles administrativos excesivos. Por formar parte del Estado, la empresa paraestatal se ve afectada por procedimientos burocráticos rutinarios que afectan su dinamismo y eficacia.

6. Falta de incentivos a la gerencia para mejorar el desempeño de la paraestatal. En la empresa pública es poco frecuente encontrar un sistema de incentivos a los directivos basado en la productividad, lo que favorece que busquen su propio beneficio. Algunos de los objetivos de la empresa pública son difíciles de evaluar debido a la dificultad para encontrar indicadores que midan adecuadamente su cumplimiento.
7. Sindicatos orientados a su excesivo beneficio económico. En las empresas públicas estos grupos pueden ser más agresivos al buscar su propio beneficio que los propios principales, aun a costa de pérdidas para la sociedad.
8. Control presupuestal del Gobierno. En empresas paraestatales petroleras como Pemex, cuando hay una caída en los ingresos públicos se recorta el presupuesto de inversión de la empresa, lo que afecta su crecimiento y competitividad.
9. Objetivos redistributivos. Fijar precios bajos para ayudar a los consumidores.
10. Definición difusa de la propiedad de la empresa. Deficiente supervisión y control de uno de los principales, los votantes, debido a que no tienen un incentivo para monitorear el desempeño de la gerencia, puesto que el beneficio que se obtiene con este monitoreo se disolverá y no los beneficiará directamente en forma significativa (Hernández, 2004).

Para Hernández (2004) la privatización es una herramienta para mejorar la eficiencia de las empresas paraestatales, al introducir incentivos para la gerencia y eliminar la intervención política. Con relación a los mercados regulados y con fallas, Hernández (2004) señala que la regulación y la falta de competencia son causa de distorsiones e ineficiencia en las empresas paraestatales y no permite comparar, de una manera concluyente, su desempeño con empresas privadas que operan en un contexto competitivo.

2.2.7 Alternativas para la privatización

De acuerdo con Wolf & Pollitt, (2008) son dos las alternativas más comunes para privatizar una empresa paraestatal:

1. La venta de acciones o activos a un comprador industrial o financiero; o
2. La colocación del capital de la paraestatal, mediante oferta pública, en el mercado de capitales local y/o internacional.

La segunda alternativa es la común en privatizaciones sensibles políticamente, como en el sector petróleo y gas.

En la industria petrolera, se considera como inicio del programa de privatizaciones moderno, a la colocación en el mercado de capitales, de una porción minoritaria de las acciones de BP, en junio de 1977 (Wolf & Pollitt, 2008).

2.2.8 Privatización parcial

En la privatización parcial, el Estado sólo cede una parte del capital de la empresa paraestatal. Con este esquema en el sector hidrocarburos: (i) se aprovecha las ventajas del monitoreo al desempeño de la gerencia por parte de los participantes en el mercado de capitales y del establecimiento de un sistema de incentivos para la gerencia por el desempeño de la empresa; (ii) se obtienen recursos necesarios para las costosas inversiones en campos no convencionales; (iv) se evita la intervención política y presupuestal del Gobierno, los accionistas privados participan en la elección del Consejo de Administración y de la alta dirección; y (v) el Estado no cede el control de la rentable y estratégica industria petrolera.

Al igual que en el estudio de Wolf & Pollitt (2008), en esta investigación se considera privatización parcial, a la colocación de parte del capital de la paraestatal, mediante oferta pública, en el mercado de capitales internacional.

2.3 Resumen

Con la privatización parcial se solucionan problemas de agencia en las paraestatales petroleras a través del monitoreo al desempeño de la empresa por los participantes en el mercado de capitales; del establecimiento de un sistema adecuado de incentivos para la gerencia por el desempeño de la empresa; y por la participación de los accionistas privados en la elección del Consejo de Administración y de la alta dirección. Con la privatización parcial se incrementan los recursos para invertir [Oropeza (2010); Alonso (2008); Hernández (2004); Jensen & Meckling (1976); OCDE (2005)] y se incrementa la eficiencia [Gupta (2005); Lafford y Tirole (1993); Boardman, Eckel, & Vining, (1986); Villalonga (2000); Victor (2007); Hernández (2004); Hartley & Medlock III (2013); Pheko (2013) y Wolf & Pollitt (2008)]; ambos factores impulsan el crecimiento de las ventas y el activo, sin que el Estado ceda el control de las rentables empresas petroleras [Wolf & Pollitt (2008) y Gupta (2005)].

El esquema de privatización parcial se debe acompañar con desregulación y competencia en el sector [OCDE (2005); Hernández (2004); y Villalonga (2000)].

La paraestatal debe seguir los lineamientos de operación y de Gobierno Corporativo para paraestatales (OCDE, 2005). El Estado y los accionistas deben cumplir con sus obligaciones para el buen funcionamiento de la corporación (OCDE, 2005).

3. Petróleo Brasileiro

Este capítulo está dividido en seis secciones:

- Acerca de Petrobras (historia, visión, estructura, Gobierno Corporativo, competencia y regulación, marco legal y Petrobras en cifras);
- Participación privada en el capital;
- Régimen fiscal;
- Producción;
- Internacionalización; y
- Resumen.

3.1 Acerca de Petrobras

Petrobras es una empresa integrada de energía que actúa en toda la cadena productiva del petróleo y gas natural, y en la producción de biocombustibles, energía eléctrica y otras energías alternativas (Petrobras, 2013c).

3.1.1 Historia

Petrobras fue creado el 3 de octubre de 1953, por el presidente Getulio Vargas, con el objetivo de ejecutar las actividades del sector petrolero en Brasil en nombre de la Nación. Fue el resultado de una campaña que empezó en 1946, con el eslogan “El petróleo es nuestro” (Petrobras, 2013c). Petrobras inició operaciones hasta mayo de 1954 al recibir del Consejo Nacional del Petróleo las refinerías de Mataripe y Cubatao, con una producción conjunta de 2,663 barriles diarios, equivalentes al 1.7% del consumo nacional.

3.1.2 Visión

La visión de Petrobras es proveer la energía que impulse el desarrollo y asegurar el futuro de la sociedad con competencia, ética, cordialidad y respeto a la diversidad (Petrobras, 2013c).

3.1.3 Estructura

Petrobras está estructurado en cinco divisiones:

1. Exploración y producción;
2. Refinación, transportación y ventas;
3. Distribución;
4. Gas y Energía; e
5. Internacional.

3.1.4 Gobierno Corporativo

Petrobras se ha modernizado y tiene todas las características de una empresa privada que cotiza en bolsa, mientras el Estado mantiene la mayoría de las acciones con derecho a voto. Petrobras sigue los lineamientos de Gobierno Corporativo para paraestatales de la OCDE. Los estatutos protegen los derechos de los accionistas minoritarios, el Gobierno Federal de Brasil no tiene derechos especiales en las votaciones de las asambleas.

Petrobras tiene un Consejo de Administración, un Consejo Ejecutivo y un Consejo Fiscal. La Asamblea General de Accionistas elige a los miembros del Consejo de Administración (CA), de cinco a nueve miembros, los accionistas minoritarios y los preferentes tienen derecho cada uno a cuando menos un consejero. El CA elige al Consejo Ejecutivo, integrado por el Presidente, quien es miembro del CA y seis directores más, por un plazo de tres años, reelegibles. Petrobras tiene un Consejo Fiscal con amplio mandato para fiscalizar, integrado

por cinco miembros, elegidos por la Asamblea General de Accionistas, por un período de un año, reelegibles, dos son elegidos por los accionistas privados (uno por los accionistas minoritarios (con derecho a voto) y el otro por los accionistas preferentes), los otros tres son elegidos por el Gobierno Federal, de los cuales uno es elegido por el Ministerio de Hacienda. Los accionistas tienen amplios poderes fiscalizadores que garantizan la buena marcha de la empresa, la empresa puede competir y a la vez cuenta con autonomía (Campodónico, 2007).

3.1.5 Competencia y regulación

De acuerdo con la legislación brasileña, el Gobierno Federal de Brasil es el dueño de los depósitos de petróleo y gas del subsuelo. Con la nacionalización de la industria petrolera en 1953, el Gobierno Federal brasileño no sólo es el dueño de los depósitos de petróleo y gas, sino que también se queda con el monopolio de la exploración, producción, refinación y transportación de hidrocarburos y sus derivados a través de Petrobras. De 1953 a 1997, Petrobras fue el único agente del Gobierno brasileño para explotar este monopolio, incluyendo la importación y exportación de hidrocarburos y sus derivados; excepto las refinerías y distribuciones que operaban en 1953, que se les permitió continuar con estas actividades (SEC, 2013a).

La apertura petrolera en Brasil se inició formalmente, en noviembre 1995, con la aprobación de la enmienda constitucional No. 9. Con esta enmienda el

Congreso autorizó al Gobierno Federal la celebración de contratos con empresas tanto paraestatales como privadas, para la exploración, producción, refinación, comercialización y distribución de petróleo, gas natural y sus derivados. En la exposición de motivos de la reforma constitucional, se señala, impulsar las inversiones en el sector, para alcanzar el autoabastecimiento del país. Con la reforma, se les permite a las empresas privadas producir petróleo en Brasil a través de concesiones de nuevas áreas o como socios de Petrobras, en áreas ya asignadas a la paraestatal (Campodónico, 2007).

A partir de 1997, las empresas interesadas pueden competir en licitaciones para explotar áreas de Brasil. En ese mismo año, se creó la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), organismo que regulara la industria petrolera brasileña.

Desde el 2 de enero del 2002, Brasil libero los precios del petróleo y sus derivados y del gas natural (SEC, 2013a).

3.1.6 Marco legal

El marco legal de Petrobras incluye los siguientes ordenamientos:

- La Constitución Política del Brasil.
- La Ley 2004.
- La Ley 9478.
- La Ley 10,438.
- La Ley 2,705.

3.1.7 Petrobras en cifras

- Empresa integrada de energía, con presencia en 25 países (SEC, 2013a).
- Empresa más grande de Brasil (SEC, 2013a).
- En 2012 de la producción total de petróleo de Brasil, el 96.1% es producción de Petrobras (SEC, 2013a).
- La 7ma. empresa de energía, con capital en bolsa, en el ranking anual 2012 de PFC energy, con un capital de 124.7 mil millones de EUA\$ (PFC Energy, 2013).
- Reservas probadas de petróleo: 10,953 millones de barriles (31 de diciembre de 2012) (SEC, 2013a).
- Reservas probadas de gas natural: 11.6 billones de pies cúbicos (31 de diciembre de 2012) (SEC, 2013a).

3.2 Participación privada en el capital

Petrobras es una sociedad de economía mixta, en Petrobras existe capital estatal y privado, la empresa cotiza en la bolsa de valores (Campodónico, 2007). El capital accionario de Petrobras está constituido por acciones ordinarias y acciones preferentes, ambas sin valor nominal. Al 28 de marzo de 2013 se encontraban en circulación 7,442'454,142 acciones ordinarias y 5,602'042,788 acciones preferentes (SEC, 2013a). Las acciones ordinarias (comunes) y preferentes de Petrobras cotizan en la bolsa de Sao Paolo (BM&FBOVESPA), desde 1968; en la bolsa de Nueva York (NYSE), desde 2000; en la bolsa de Madrid (Latinbex), desde 2002; y en la bolsa de Buenos Aires (BCBA), desde 2006.

De conformidad con la Ley de Sociedades de Brasil, la cantidad de acciones sin derecho a voto de la compañía no debe ser superior a los dos tercios de la cantidad total de acciones. El Gobierno Federal de Brasil está obligado por Ley a ser el titular de la mayoría de las acciones con derecho a voto, actualmente posee el 50.26% de las acciones ordinarias, que son las únicas con derecho a voto y el 28.67% del capital total de la empresa (SEC, 2013a).

3.3 Régimen fiscal

La incidencia fiscal sobre Petrobras (contribuciones directas²¹ sobre ventas netas), en los últimos 12 años promedia el 15.87%. El régimen fiscal de Petrobras incluye dos contribuciones indirectas²² y cinco directas (Figura 4).

Figura 4. **Contribuciones sobre Petrobras**



Fuente: Elaboración propia de forma 20F SEC

3.3.1 Contribuciones Indirectas

ICMS

Petrobras contribuye con un impuesto general indirecto estatal equivalente al IVA: el Impuesto sobre la Circulación de Mercaderías y Servicios (ICMS). La tasa varía en cada estado, en promedio la tasa es del 18%.

²¹ Las contribuciones directas no son repercutibles, afectan el patrimonio de las empresas, como el Impuesto Sobre la Renta (ISR) y los derechos.

²² Las contribuciones indirectas son repercutibles y sólo afectan el patrimonio del contribuyente final, como el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

CIDE

Petrobras contribuye al Gobierno Federal de Brasil con un impuesto indirecto especial sobre la venta e importación de crudo, productos derivados del petróleo y gas natural: Contribución de Intervención en el Dominio Estatal (CIDE).

3.3.2 Contribuciones Directas

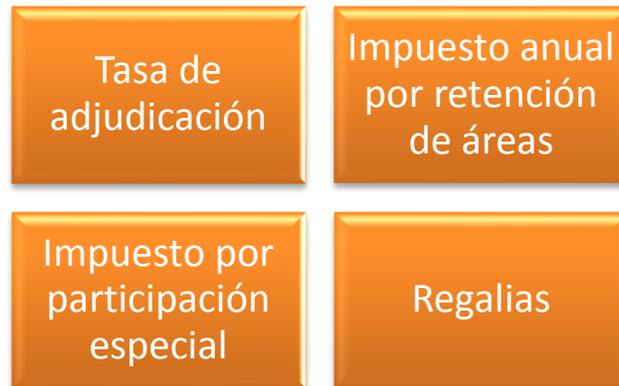
Petrobras está sujeto a dos clases de cargas fiscales directas:

- 1) Los impuestos referentes al régimen de concesión de exploración y producción de petróleo y gas natural (derechos); y
- 2) El ISR.

Derechos

De acuerdo con la Ley No 9,478 y a los contratos de concesión celebrados con la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), por las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural, Petrobras contribuye al Gobierno brasileño con cuatro tipos de derechos (figura 5):

Figura 5. **Derechos sobre la extracción de hidrocarburos en Brasil**



Fuente: Ley No. 9,478

1. **Tasa de adjudicación:** pagada al momento de la celebración del contrato de concesión, con base en el monto de la oferta ganadora, sujeta a la tasa de adjudicación mínima publicada en la licitación.
2. **Impuesto anual por la retención de áreas:** pagado por la ocupación o retención de áreas disponibles, para la exploración y producción, la tarifa es establecida por la ANP en el pliego de licitación correspondiente, el pago se determina con base en la dimensión, ubicación y características geológicas del bloque de la concesión.
3. **Impuesto por participación especial:** a una tasa que oscila entre el 0 y el 40% de los ingresos operativos netos resultantes de la producción, de los yacimientos con volúmenes de producción elevados o de alta rentabilidad, de acuerdo con los criterios establecidos en la legislación aplicable. En 2010, este impuesto se aplica a 18 yacimientos: Albacora, Albacora Leste, Barracuda, Canto do Amaro, Caratinga, Carmopolis, Cherne, Espadarte, Golfinho, Jubarte, Leste do Urucu, Manati, Marlim, Marlim Sul, Marlim Leste, Miranga, Rio Urucu y

Roncador. Los ingresos netos se determinan con base en los ingresos brutos, menos: regalías pagadas, inversión en exploración, costos de operación, ajustes por depreciación e impuestos aplicables. El impuesto por participación especial utiliza como referencia: los precios internacionales del crudo convertidos a reales, al tipo de cambio vigente.

4. **Regalías:** establecidas en los contratos de concesión, con una tasa entre el 5% y el 10% de los ingresos brutos derivados de la producción, con base en los precios de referencia del petróleo crudo o el gas natural establecidos por el Decreto No 2,705 y las leyes regulatorias de la ANP. Para establecer las tasas de las regalías en los contratos de concesión, la ANP también considera los riesgos geológicos y los niveles de productividad proyectados para cada concesión. Prácticamente la totalidad de la producción de crudo de Petrobras está gravada con la tasa de regalía máxima.

La Ley No 9,478 también exige que los concesionarios de yacimientos en tierra paguen al propietario de la tierra una tarifa especial de participación, que oscila entre el 0.5% y el 1% de los ingresos operativos netos resultantes de la producción del yacimiento.

Las regalías, el impuesto por participación especial y el impuesto por la retención de áreas se incluyen en los estados financieros en el costo de ventas.

ISR

El ISR incluye dos contribuciones:

- a) Contribución social sobre ganancias 9%; y
- b) Impuesto a las ganancias – Personas Morales (PM) 25%.

3.4 Producción

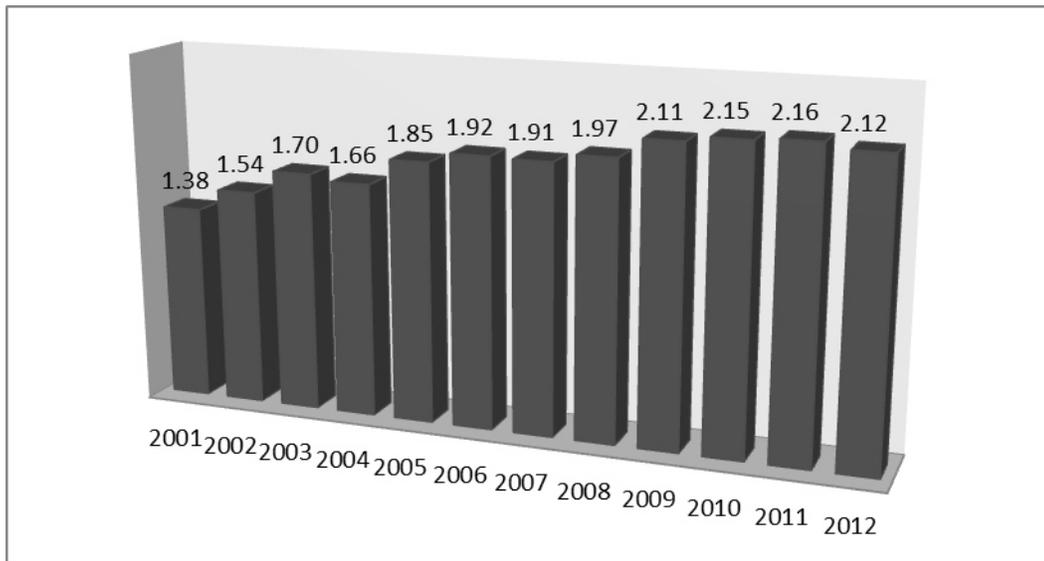
El estilo de gestión de Petrobras ha sido exitoso, la inversión de Petrobras en el sector petrolero de Brasil es dominante y ha permitido el aumento de la producción y de las reservas, en 2006 la producción de petróleo superó los 2 MMbd, lo que ha permitido que Brasil sea autosuficiente (Campodónico, 2007).

La producción de petróleo, gas natural y refinados de Petrobras en aumento. La producción de petróleo pasó de 1.38 MMbd en 2001 a 2.12 MMbd en 2012 (figura 6). La producción de gas natural pasó de 1,542 MMpcd en 2001 a 2,832 MMpcd en 2012 (figura 8). La producción de refinados pasó de 1.68 MMbd en 2001 a 2.14 MMbd en 2012 (figura 7). Petrobras opera en Brasil 12 refinerías con una producción total en 2012 de 1.99 MMbd: Lubnor, 8 Mbd; Recap, 53 Mbd; Reduc, 263 Mbd; Refap, 154 Mbd; Regap, 145 Mbd; Reman, 38 Mbd; Repar, 199 Mbd; Replan, 387 Mbd; Revap, 248 Mbd; Rlam, 239 Mbd; RPBC, 172 Mbd; y RPCC, 37 Mbd. Actualmente Petrobras está construyendo dos refinerías en Brasil, una en Rio de Janeiro, con una capacidad de refinación de 165 Mbd que iniciará operaciones en 2015 y la otra en el norte de Brasil con una capacidad de 230 Mbd que iniciará operaciones en 2014 (SEC, 2013a).

Petrobras tiene operaciones en el sector petroquímica, principalmente por su participación del 36.2% en la empresa petroquímica más importante de Brasil: Braskem, que produce: etileno, polietileno, polipropileno y PVC. Adicionalmente,

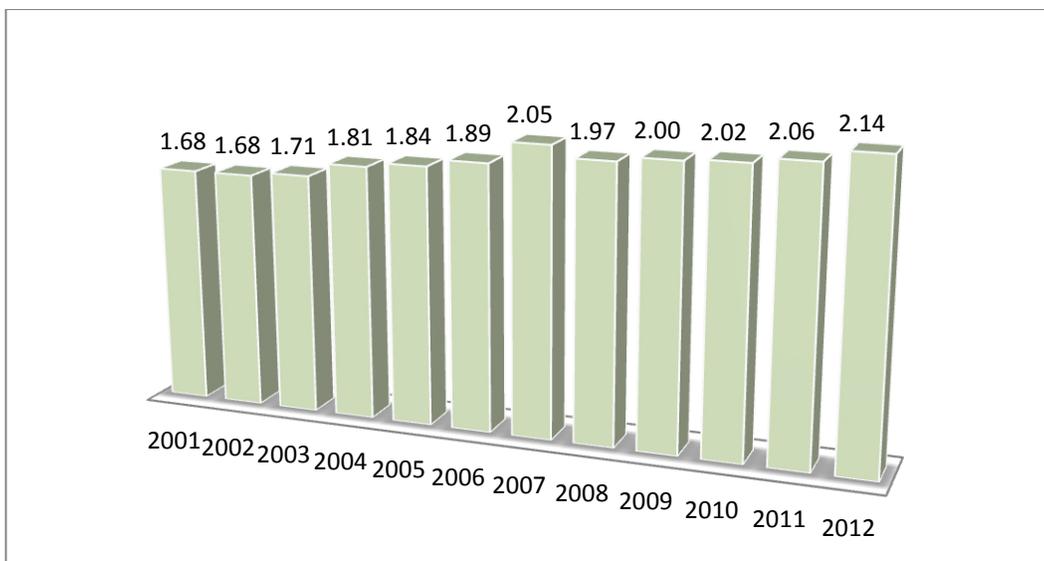
Petrobras opera en Brasil 2 plantas de fertilizantes, con una producción total conjunta en 2012 de un millón de toneladas de amoníaco y urea (SEC, 2013a).

Figura 6. Petrobras producción de petróleo (MMbd)



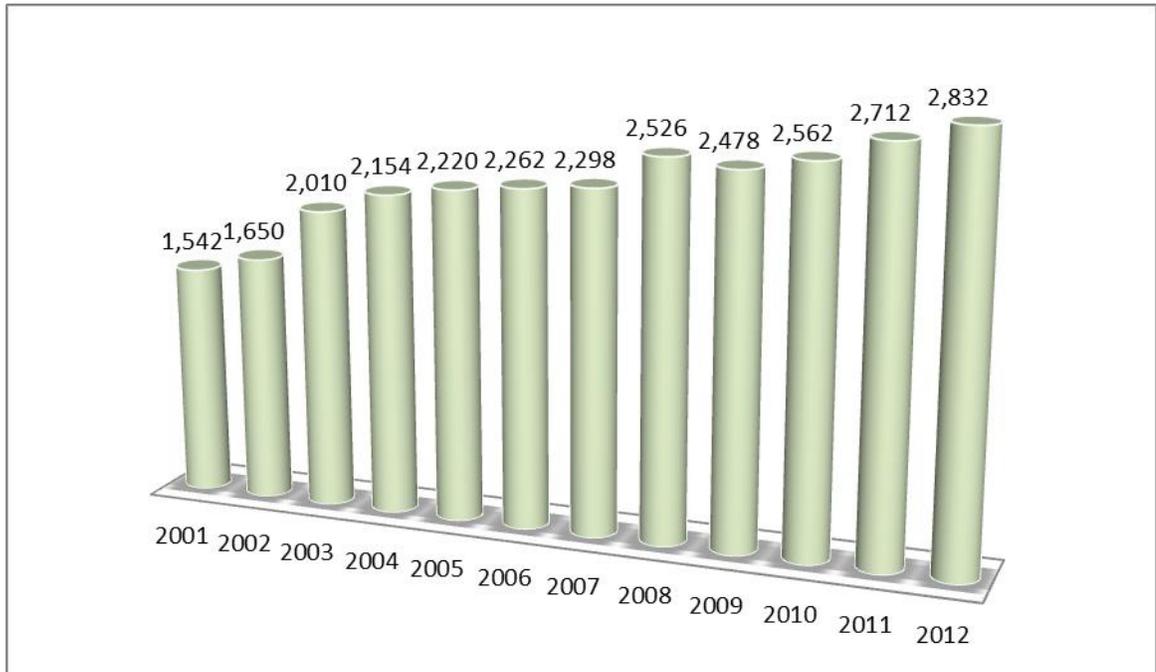
Fuente: SEC forma 20F

Figura 7. Petrobras producción de refinados (MMbd)



Fuente: SEC forma 20F, (Petrobras, 2013), (Petrobras, 2013a), (Petrobras, 2013b)

Figura 8. Petrobras producción de gas natural (MMpcd)



Fuente: SEC forma 20F

A partir de 2005, Petrobras opera en Brasil plantas termoeléctricas. La capacidad instalada y utilizada de sus plantas termoeléctricas, en 2012 fue de 6,235 MW. En 2012, Petrobras opera en Brasil plantas hidroeléctricas con una producción de 316.5 MW y plantas generadoras de energía eólica con una producción de 105.8 MW. Petrobras produce en Brasil biocombustibles: biodiesel y etanol.

3.5 Internacionalización

Petrobras tiene operaciones en 21 países, sus principales actividades fuera de Brasil están en la exploración y producción de petróleo y gas natural. La producción fuera de Brasil, en 2012 fue de 143.6 Mbd de petróleo y 651.1 MMpcd de gas natural, equivalente al 10% de su producción total de petróleo y gas natural. Petrobras también opera estaciones de servicio, plantas petroquímicas, refinerías, hidroeléctricas, plantas de lubricantes y oleoductos en los diferentes países en los que tiene presencia. La mayor operación internacional de Petrobras es en Argentina donde explota yacimientos de petróleo y gas natural (SEC, 2013a). Las operaciones de Petrobras en otros países, año con año se han incrementado, en 2012 le significaron ingresos por EUA\$17,929 millones (tabla 5).

Tabla 5. **Petrobras ventas internacional, 2006-2012 (millones de EUA\$)**

Año	Venta
2006	6,071
2007	9,101
2008	10,940
2009	10,197
2010	13,519
2011	16,956
2012	17,929

Fuente: SEC forma 20F

3.6 Resumen

- Brasil en 1997 reformó su legislación petrolera permitiendo la competencia en el sector.
- Petrobras a partir del año 2000 cotiza en la bolsa de valores de Nueva York.
- La participación privada total en el capital de Petrobras es del 71.33% y con derecho a voto del 49.74%.
- Petrobras cumple con lineamientos de operación y de Gobierno Corporativo para paraestatales de la OCDE (tabla 2).
- La incidencia fiscal en Petrobras en 2012 fue de 12.87% y en el período de 2001 a 2012 del 15.87%.
- La tasa de derechos en Brasil es del 5 al 10% de la producción de petróleo y gas natural.
- La producción de Petrobras de 2001 a 2012 en aumento: la producción de petróleo pasó de 1.38 MMbd a 2.12 MMbd en 2012, de gas natural de 1,542 MMpcd a 2,832 MMpcd, y de refinados de 1.68 MMbd a 2.14 MMbd.
- Petrobras es la empresa petrolera latinoamericana con más ventas, activos y presencia global.
- Petrobras tiene operaciones en 21 países. En 2012, la producción de petróleo y gas natural en estos países representó el 10% de su producción.

4. Ecopetrol

Este capítulo está dividido en seis secciones:

- Acerca de Ecopetrol (historia, visión, estructura, Gobierno Corporativo, competencia y regulación, marco legal y Ecopetrol en cifras);
- Participación privada en el capital;
- Régimen fiscal;
- Producción;
- Internacionalización; y
- Resumen.

4.1 Acerca de Ecopetrol

Ecopetrol es un grupo empresarial enfocado en petróleo, gas natural, petroquímica y combustibles alternativos

4.1.1 Historia

Con la reversión al Estado colombiano de la concesión de Mares, el 25 de agosto de 1951, nació Ecopetrol, con la denominación de Empresa Colombiana de Petróleos. La naciente empresa asumió los activos revertidos de la *Tropical Oil Company*, que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia, con la puesta en producción del campo la Cira-Infantas, en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá. La empresa colombiana de petróleos emprendió actividades en la cadena del petróleo, como una empresa industrial y comercial del Estado, encargada de administrar los hidrocarburos de la Nación, y creció en la medida en que incorporó a su operación otras reversiones de concesiones (Ecopetrol, 2013).

El Decreto 1760, del 26 de Junio de 2003, modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A. Con esta transformación Ecopetrol pasó de una empresa 100% paraestatal a una empresa paraestatal por acciones, con el cambio, las decisiones de inversión y acceso al crédito, ya no dependen del presupuesto gubernamental. Con la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado, como

administrador del recurso petrolero, para realizar estas funciones se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

4.1.2 Visión

La visión de Ecopetrol ser una de las 30 principales compañías de la industria petrolera, reconocida por su posicionamiento internacional, su innovación y compromiso con el desarrollo sostenible (Ecopetrol, 2013).

4.1.3 Estructura

Ecopetrol está estructurado en cuatro divisiones:

1. Exploración y producción;
2. Transporte y logística;
3. Refinación y petroquímica; y
4. Ventas.

Ecopetrol tiene doce vicepresidencias:

- Finanzas;
- Jurídica;
- Exploración y producción;
- Exploración;
- Producción;
- Suministro y mercadeo;
- Downstream;
- Servicios y tecnología;

- Transporte;
- Recursos Humanos;
- Estrategia y crecimiento; y
- Refinación y Petroquímica.

4.1.4 Gobierno Corporativo

Ecopetrol cumple mayormente con los lineamientos para paraestatales de la OCDE (tabla 2). La Asamblea General de Accionistas nombra a los miembros de la Junta Directiva. La Junta Directiva a su vez nombra al Presidente de la empresa. Los derechos de todos los accionistas son respetados. Los órganos sociales encargados de la administración, dirección y representación de la empresa son: (i) la Asamblea General de Accionistas; (ii) la Junta Directiva; y (iii) el Presidente.

La Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol está constituida por los representantes de las acciones suscritas y pagadas de la empresa. Las reuniones de la asamblea podrán ser ordinarias y extraordinarias. Las reuniones ordinarias se realizan dentro de los tres primeros meses del año. Las reuniones extraordinarias las podrá convocar el Presidente, la Junta Directiva, el Revisor Fiscal y la entidad que ejerza el control permanente de la sociedad directamente o por solicitud de un número plural de accionistas que represente por lo menos el cinco por ciento de las acciones suscritas. Para instalar la

asamblea se requiere un quórum de por lo menos la mitad más uno de las acciones suscritas de la empresa.

Las principales funciones de la asamblea: 1) designar la persona que presidirá la reunión; 2) aprobar los estados financieros del ejercicio; 3) nombrar y remover a la Junta Directiva; 4) nombrar y remover al Revisor Fiscal; 5) fijar los honorarios del Revisor Fiscal; 6) decretar el reparto de utilidades; 7) autorizar la emisión de acciones y bonos; 8) ordenar la formación y destino de reservas; 9) ordenar la readquisición de acciones; 10) cambiar los estatutos sociales; 11) analizar los informes de los administradores, representantes legales y Revisor Fiscal; 12) aprobar las reorganizaciones de la empresa; y 13) aprobar aumentos de capital.

La Junta Directiva (Consejo de Administración) está integrada por nueve miembros, nombrados por la Asamblea General de Accionistas, para períodos de un año, reelegibles, por lo menos tres miembros deben ser independientes. La Junta Directiva es responsable de supervisar el desempeño de la gerencia y vigilar que los accionistas reciban un beneficio aceptable.

La Junta Directiva cuenta con cuatro comités:

- (i) Comité de Auditoría, vigila la gestión y efectividad del sistema de control interno y el cumplimiento del plan de auditoría de Ecopetrol;
- (ii) Comité de Compensación y Nominación, recomienda a la junta los sistemas de compensación para los altos ejecutivos, así como los criterios para seleccionarlos;
- (iii) Comité de Gobierno Corporativo, apoya a la junta para el buen Gobierno y sostenibilidad de Ecopetrol, adopción, mejora y seguimiento de prácticas de Gobierno Corporativo; y
- (iv) Comité de Negocios; apoya a la junta con estudios para la aprobación y seguimiento de nuevos negocios.

El Presidente de Ecopetrol es elegido y removido por la Junta Directiva, su duración es por dos años, reelegibles, se encarga de dirigir, administrar y representar a la empresa.

Ecopetrol cuenta con un Revisor Fiscal, elegido por la Asamblea General de Accionistas, se encarga de vigilar que la administración de la empresa cumpla: i) con sus obligaciones de revelar información; ii) con el Código de Buen Gobierno; y iii) con los estatutos sociales de Ecopetrol.

Para respetar los derechos de todos los accionistas: se incluirá en las asambleas extraordinarias los puntos propuestos por accionistas que cuenten con 2% o más del capital suscrito de Ecopetrol. Adicionalmente, accionistas con

cuando menos el 5% del capital social podrán hacer solicitudes o peticiones, por escrito a la Junta Directiva.

4.1.5 Competencia y regulación

Ecopetrol opera en competencia. En Colombia, las empresas interesadas en explotar hidrocarburos, en áreas del país, pueden competir en las licitaciones que realiza la ANH. La ANH es el organismo que regulara la industria petrolera colombiana, fue creada en 2003 y es la responsable de la administración de las reservas de hidrocarburos de Colombia. La ANH es responsable de crear condiciones atractivas para la inversión en el sector hidrocarburos y del diseño de licitaciones de áreas de explotación (SEC, 2013b)

4.1.6 Marco legal

El marco legal de Ecopetrol incluye los siguientes ordenamientos:

La Constitución política de Colombia.

La Ley 226.

La Ley 1760.

La Ley 1118.

La Ley 489.

La Ley 1607.

Ley 964 de 2005.

Ley 222 de 1995.

Decreto 409 del 2006.

Decreto 1716 de 2009.

4.1.7 Ecopetrol en cifras

- Compañía petrolera integrada verticalmente con presencia en Colombia, Brasil, Perú y Estados Unidos.
- Mayor empresa colombiana.
- Principal petrolera de Colombia. Ecopetrol produce el 66% del petróleo y el 58% del gas natural de Colombia y es el principal productor de refinados del país (SEC, 2013b).
- Ecopetrol pertenece a las 39 petroleras más grandes del mundo y es la quinta de Latinoamérica (Ecopetrol, 2013)
- Ecopetrol es la 6ta empresa pública de energía en el ranking anual 2012 de PFC energy, con un capital de \$126.6 mil millones de EUA\$ (PFC Energy, 2013).
- Reservas probadas de petróleo: 1,370 millones de barriles (31 de diciembre de 2012) (SEC, 2013b).
- Reservas probadas de gas natural: 2.9 billones de pies cúbicos (31 de diciembre de 2012) (SEC, 2013b).

4.2 Participación privada en el capital

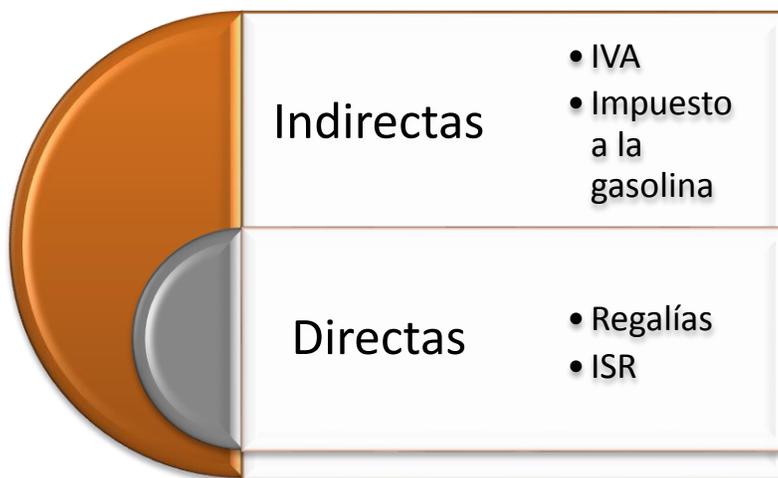
En 2006 el Congreso colombiano autoriza que hasta el 20% del capital con derecho a voto de Ecopetrol se coloque en el mercado de capitales. El Congreso restringió la participación accionaria en Ecopetrol, de acuerdo con el párrafo primero y segundo del artículo tercero de la Ley 1118 del 2006, las personas naturales, no podrán adquirir títulos de Ecopetrol, por valor superior a 5,000 salarios mínimos legales mensuales y las personas jurídicas no podrán suscribir acciones por un porcentaje mayor al 3% de las acciones en circulación de Ecopetrol. Esta restricción no aplica a los fondos de pensiones y cesantía, los fondos mutuos y a los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol, los cuales podrán suscribir acciones de la empresa sin exceder del 15% del capital en circulación de Ecopetrol.

En noviembre 13 de 2007 fue la primera colocación de capital de Ecopetrol y fue en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC). El 18 de septiembre de 2008 los American Depositary Shares (ADS) de Ecopetrol se colocan en la bolsa de valores de Nueva York (NYSE). En agosto 13 del mismo año se colocan los ADS de Ecopetrol en la bolsa de Toronto (Toronto Stock Exchange). Al 31 de diciembre del 2012 el Estado colombiano es el tenedor del 88.5% del capital total de Ecopetrol (SEC, 2013b).

4.3 Régimen fiscal

La incidencia fiscal de Ecopetrol de 2001 a 2012 promedia el 20.65%. El régimen fiscal de Ecopetrol incluye: dos contribuciones indirectas: IVA y el Impuesto global a la gasolina y al Aceite Combustible para Motores (ACPM); y dos directas: ISR y regalías sobre la extracción de hidrocarburos (Figura 9).

Figura 9. **Contribuciones sobre Ecopetrol**



Fuente: Elaboración propia de forma 20F SEC

4.3.1 Contribuciones Indirectas

Ecopetrol contribuye con dos contribuciones indirectas: IVA a la tasa general del 16% y el Impuesto global a la gasolina y al ACPM.

4.3.1 Contribuciones Directas

Ecopetrol es sujeto a dos clases de cargas fiscales directas:

- 1) Contribuciones sobre la producción de petróleo y gas natural (regalías o derechos); y
- 2) El ISR.

Contribuciones sobre la producción de petróleo y gas natural

La figura 10 muestra las contribuciones sobre la producción de petróleo y gas natural a las que es sujeto Ecopetrol.

Figura 10. **Derechos sobre la producción de hidrocarburos en Colombia**



Fuente: (SEC, 2013b)

De acuerdo con la legislación colombiana un porcentaje de la producción de petróleo y gas se debe pagar a la ANH como regalías. Cada contrato tiene su porcentaje de regalías aplicable, de acuerdo con la Ley vigente al momento de celebración. Existe un rango de porcentajes aplicables dependiendo del nivel de

producción y la calidad del petróleo producido. Los porcentajes varían, desde 8% para los campos con producción menor a 5 Mbd a 25% a los campos que produzcan más de 600 Mbd (SEC, 2013b).

ISR

La tasa de ISR hasta 2012 es del 33%.

A partir de 2013 de acuerdo con la Ley 1607, se crea una nueva contribución sobre la renta, con lo que quedan dos impuestos:

- a) ISR (se reduce la tasa del 33 al 25%); e
- b) ISR para la equidad (a una tasa del 9%).

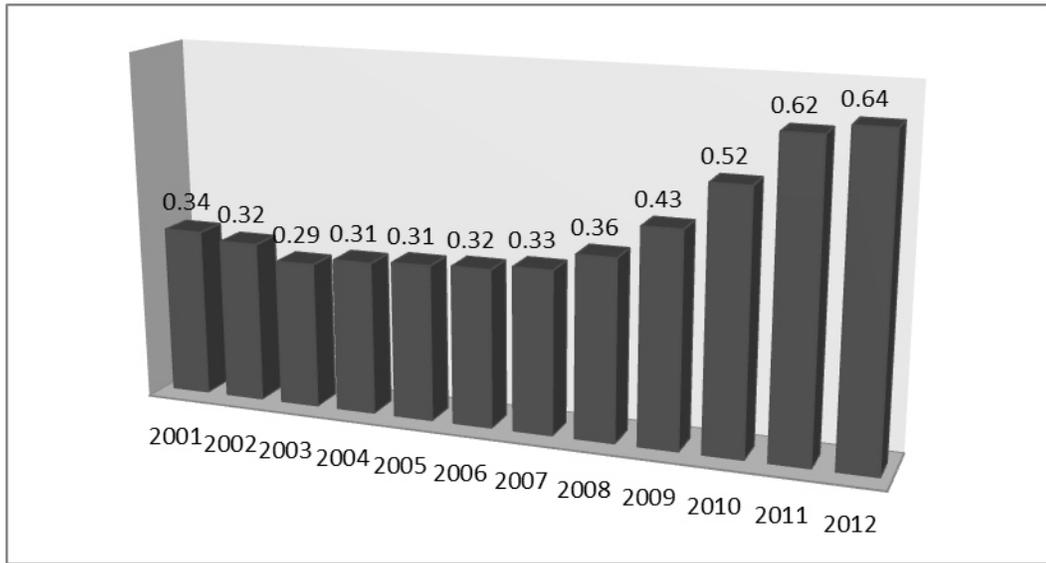
La tasa total sobre la renta que aplicará Ecopetrol en 2013 será el 34%

4.4 Producción

La producción de petróleo de Ecopetrol en aumento, pasó de 0.34 MMbd en 2001 a 0.635 MMbd en 2012 (figura 11). La producción de gas natural pasó de 356.3 MMpcd en 2005 a 678.3 MMpcd en 2012 (figura 13). La producción de refinados pasó de 221 Mbd en 2002 a 296.3 en 2012 (figura 12).

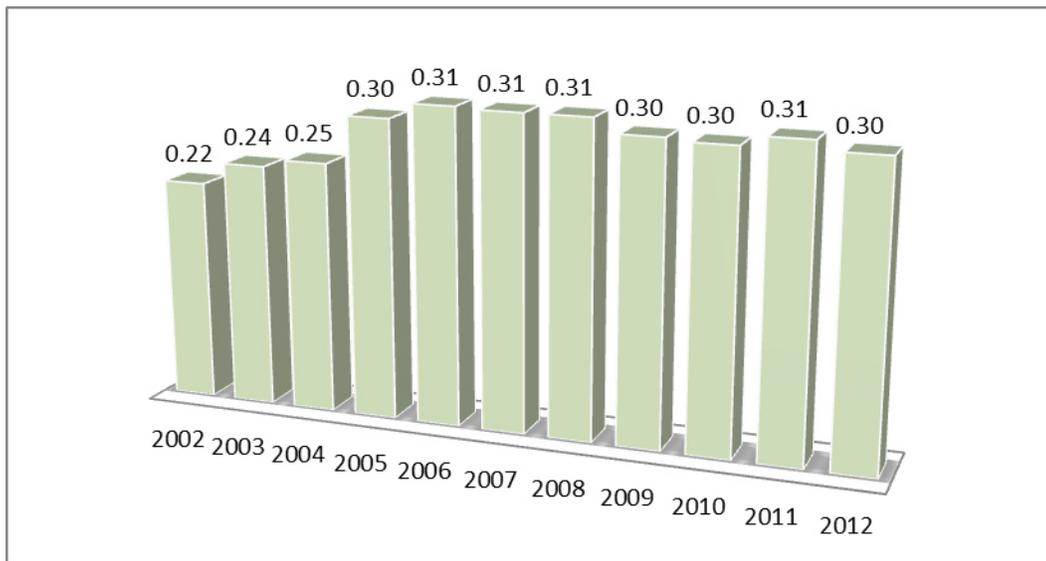
Ecopetrol opera cuatro refinerías. Las dos principales son la refinería de Barrancabermeja, adquirida en 1961, con una producción en 2012 de 219.4 Mbd y la refinería de Cartagena, con una producción en 2012 de 74.5 Mbd, en 2009 Ecopetrol pago EUA\$545 millones por el 51% del capital faltante para completar la tenencia del 100% de la refinería de Cartagena. En el sector de petroquímica, Ecopetrol aumentó significativamente su producción con la adquisición en abril del 2008 de Propilco, el mayor productor de polipropileno de Colombia. En 2012 la producción de Propilco fue de 410 mil toneladas. Adicionalmente, Ecopetrol produce en sus 4 plantas petroquímicas y en la refinería de Barrancabermeja: parafina, lubricantes, polietileno, solventes, tolueno, benceno, xileno y cicloexano.

Figura 11. Ecopetrol producción de petróleo (MMbd)



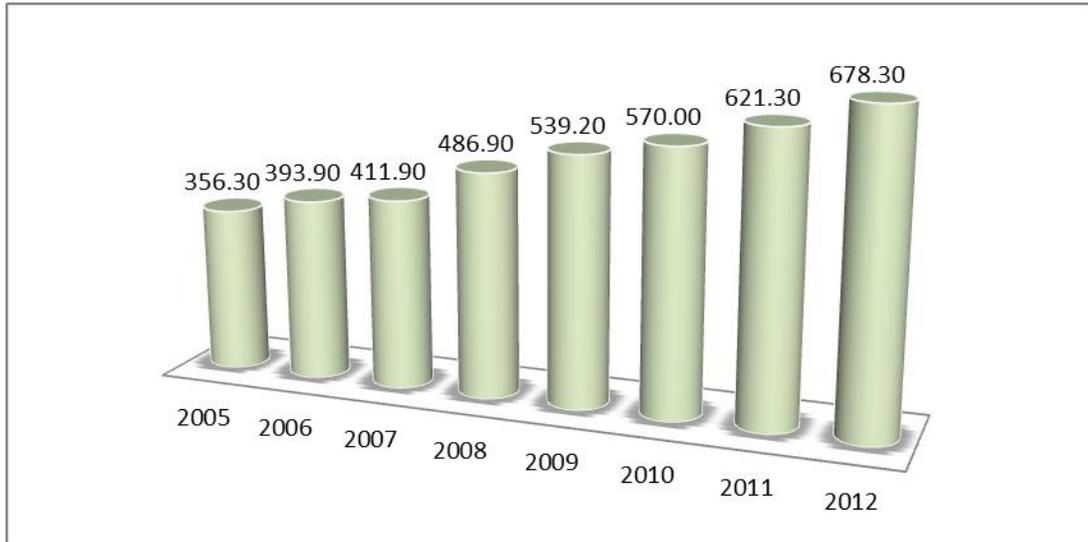
Fuente: SEC forma 20F y (Ecopetrol, 2005)

Figura 12. Ecopetrol producción de refinados (MMbd)



Fuente: SEC forma 20F y (Ecopetrol, 2005)

Figura 13. **Ecopetrol producción de gas natural (MMpcd)**



Fuente: SEC forma 20F

4.5 Internacionalización

Ecopetrol tiene operaciones en el extranjero en tres países: Perú, Brasil y Estados Unidos a través de sus subsidiarias: Ecopetrol del Perú, Ecopetrol oleo e gas do Brasil y Ecopetrol America respectivamente. Sus operaciones principales fuera de Colombia son la exploración y producción de petróleo y gas natural. De su producción total de petróleo en 2012: 635 Mbd, 16 mil provienen de su explotación en Perú y Estados Unidos. Dentro de su plan de expansión internacional, se encuentra aumentar su producción en Brasil y Estados Unidos, para lo cual, en 2012 adquirió bloques de exploración en el Golfo de México y en Brasil.

4.6 Resumen

- Colombia en 2003 reformó su legislación petrolera, transformando su empresa petrolera nacional, Ecopetrol, en una sociedad anónima y le quitó las funciones de Estado.
- Las acciones de Ecopetrol a partir de 2008 cotizan en la bolsa de valores de Nueva York. La participación privada en el capital de Ecopetrol en 2012 es del 11.5%.
- Ecopetrol cumple con los lineamientos de operación y de Gobierno Corporativo para paraestatales de la OCDE (tabla 2).
- La carga fiscal sobre Ecopetrol promedia el 20.65% en los últimos 12 años y el 22.64% en 2012.
- La tasa de derechos en Colombia está entre el 8 y el 25% de la producción de petróleo y gas natural, dependiendo del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en cada campo.
- La producción de Ecopetrol en aumento. La producción de petróleo pasó de 0.34 MMbd en 2001 a 0.635 MMbd en 2012. La producción de gas natural pasó de 356.3 MMpcd en 2005 a 678.3 MMpcd en 2012. La producción de refinados de 221 Mbd en 2002 a 296 Mbd en 2012.
- Ecopetrol tiene operaciones en cuatro países: Colombia, Perú, Brasil y Estados Unidos. Ecopetrol cuenta con un plan de expansión internacional, enfocado actualmente en aumentar su producción en Brasil y Estados Unidos.

5. **Petróleos Mexicanos**

Este capítulo está dividido en siete secciones:

- Acerca de Pemex (historia, visión, estructura, Gobierno Corporativo, competencia y regulación, marco legal y Pemex en cifras);
- Participación privada en el capital;
- Régimen fiscal;
- Producción;
- Internacionalización;
- Reforma constitucional en materia de energía de diciembre de 2013; y
- Resumen.

5.1 Acerca de Pemex

Pemex es un organismo descentralizado con fines productivos, con personalidad jurídica y patrimonio, con domicilio en la Ciudad de México. Pemex fue creado el 7 de junio de 1938, con la finalidad de llevar a cabo la exploración y explotación del petróleo y demás actividades estratégicas que constituyen la industria petrolera nacional²³, maximizando el valor económico a largo plazo de los hidrocarburos, satisfaciendo con calidad las necesidades de sus clientes nacionales e internacionales, en armonía con la comunidad y el medio ambiente (Pemex, 2013).

5.1.1 Historia

Para un mejor análisis en el tiempo, se divide la historia de Pemex en siete etapas.

Etapas de formación de Pemex (1938-1946)

De 1938 a 1940 Pemex operó la industria petrolera mexicana conjuntamente con la paraestatal Distribuidora de Petroleos Mexicanos. A partir de 1940 el Gobierno mexicano estableció que Pemex operé por sí solo la industria petrolera mexicana.

²³ De acuerdo con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y su reglamento, el Estado realizará por conducto de Pemex y de sus organismos subsidiarios descentralizados, las actividades que le corresponden en exclusiva en las áreas estratégicas del petróleo, demás hidrocarburos y petroquímica básica (Pemex, 2013).

Esta etapa se caracteriza por la disminución en la producción y el aumento de la demanda nacional. El poco petróleo para exportar, ayudó a mitigar el efecto del bloqueo económico impuesto por las empresas petroleras extranjeras, como consecuencia de que sus bienes fueron expropiados por el Gobierno mexicano. El efecto del bloqueo terminó con la llegada de la Segunda Guerra Mundial, con la alianza estratégica entre México y Estados Unidos. El punto más bajo en la producción se dio en 1943 con 35.1 millones de barriles anuales, comparado con los 49.9 millones de 1937, una caída de 14.8 millones, afortunadamente, para 1946 se recuperó la producción llegando a los niveles de 1937 (Alvarez, 2006).

Etapas de consolidación y expansión (1946-1958)

Durante este período la paraestatal fue administrada por Antonio Bermúdez. En diciembre de 1946 por decreto presidencial se cambia la estructura corporativa de Pemex, quedando la administración de la empresa a cargo de un Director General y tres subdirectores: i) producción; ii) comercialización; y iii) administración y asuntos jurídicos. Antes de la reforma, la estructura corporativa de Pemex consistía en un Gerente General a cargo de todos los departamentos: i) exploración; ii) producción; iii) refinación; iv) ventas internas; v) exportaciones; vi) finanzas; y vii) bienestar social.

La reforma de 1946 mejoró la gestión de Pemex: el Subdirector de Producción se encargaría de la exploración, explotación y refinación; el Subdirector

Administrativo de los empleados y las finanzas; y el Subdirector Comercial de las ventas internas y las exportaciones.

En esta etapa Pemex se definió como empresa pública sin fines de lucro; con los objetivos: i) conservar y aprovechar en forma racional los recursos petroleros; ii) cubrir oportunamente la demanda nacional y sólo exportar los excedentes; iii) contribuir al gasto público con el pago de derechos e impuestos; iv) aumentar el nivel cultural de los trabajadores petroleros; y v) crear beneficios colectivos en las zonas de explotación (Alvarez, 2006).

En esta etapa se impulsó la exploración y se descubrieron nuevas zonas de explotación: campos en Reynosa, Tamaulipas, región occidental de Tabasco y el descubrimiento más importante de este período fue el de la Nueva Faja de Oro. Estos descubrimientos incrementaron la producción y las reservas. En 1958 la producción de petróleo llegó a 93.5 millones de barriles y las reservas a 4 mil millones. También se impulsó la refinación, se amplió la capacidad de producción para cubrir la creciente demanda interna. Para integrar los campos de producción con las refinerías y con los centros de consumo se contruyeron los oleoductos: Poza Rica-Azcapotzalco (1946), Poza Rica-Salamanca (1950), Minatitlán-Salina Cruz (1951) y Tampico-Monterrey (1956). Se aumentaron los carros-tanque y los buques tanque, en 1957 Pemex contaba con 2,130 carros-tanque y 18 buques tanque.

En definitiva Pemex estaba en expansión, contaba con la infraestructura para alcanzar su objetivo de cubrir la demanda interna. Sin embargo, como Pemex debía transferir recursos a la economía y a las finanzas públicas, con la venta de productos con precios inferiores a los internacionales y el pago de contribuciones, la empresa se veía limitada para reinvertir sus ingresos en la expansión de la exploración, explotación, refinación y transporte (Alvarez, 2006).

Etapas de la expansión a la crisis productiva (1959-1973)

En esta etapa la razón de la caída de la producción fue la disminución de la inversión en exploración, lo que disminuyó las reservas. En este período la explotación de petróleo continuó en los campos conocidos: Poza Rica, Nueva Faja del Oro y Pánuco-Ébano. Este período se caracterizó por el aumento de la demanda interna en mayor proporción que la producción, de 1960 a 1970 la demanda aumentó en promedio 10% anual y la producción sólo el 4.1%, por lo que Pemex recurrió a las importaciones de petróleo para cubrir la demanda nacional (Alvarez, 2006).

El consumo de gas natural pasó de 2,800 millones de m³ en 1959 a 12,206 millones de m³ en 1970. El combustible dejó de ser el petrolífero de mayor consumo y fue sustituido por la gasolina, el diesel y el gasóleo. La disminución de la inversión en exploración, producción y refinación y el aumento de la demanda derivaron en una crisis de autoabastecimiento, en 1966 Pemex dejó de exportar petróleo y redujo sus exportaciones de derivados y gas natural,

imposibilitada para cubrir la demanda nacional, la paraestatal recurrió a las importaciones de petróleo y refinados. Como consecuencia de la mala situación económica de la empresa, Pemex incrementó los precios de sus productos. Al final de este periodo, en la administración de Jesus Reyes Heróles (1964-1970) se descubrieron los grandes yacimientos del sureste, pero no se inició su explotación por limitaciones financieras (Alvarez, 2006).

Etapas de autosuficiencia y expansión (1974-1982)

Los campos de Reforma (Chiapas-Tabasco) iniciaron producción en 1972 y en 1974 contribuyeron para que la producción nacional por primera vez superara la producción de 1921, alcanzando 209.8 millones de barriles. El incremento de la producción permitió reanudar las exportaciones en 1974 con 16 Mbd. El petróleo de los campos de Reforma, es de buena calidad, ligero, con alto contenido de gas asociado. La explotación del mega campo de Cantarell²⁴, en la Sonda de Campeche comenzó hasta 1976, con la explotación del yacimiento llamado Chac-1. El crudo de la Sonda de Campeche es pesado y con menor proporción de gas asociado. Con el incremento en la producción se incrementaron las exportaciones de petróleo alcanzando en 1978 los 365 Mbd. En 1979 con el pozo Maloob-1 inició la explotación del segundo yacimiento más grande de México: Ku-Maloob-Zaap (Alvarez, 2006); (México México, 2013a).

²⁴ En 1971 el pescador Rudecindo Cantarell informa a Pemex de aceite que brotaba del fondo del mar. Cinco años más tarde, con el pozo Chac-1 inicia la explotación en la Sonda de Campeche del mega campo de Cantarell (Pemex, 2013); (México México, 2013a).

En la administración de Jorge Díaz Serrano (1976-1981), Pemex hizo de la exportación el eje de su expansión, en línea con los planes del Ejecutivo Federal de que las divisas del petróleo sacarían al país de la crisis económica y serían el motor del desarrollo nacional. Para cubrir la creciente demanda interna de productos petrolíferos, Pemex utilizó los recursos de las exportaciones y de los aumentos en los precios para ampliar la capacidad de las refineries existentes y crear nuevas refineries. De 1970 a 1976 la capacidad de refinación aumentó de 571 mil a 798 mil barriles diarios. En 1981 la capacidad de refinación llegó a 1.52 millones de barriles diarios, con lo que se logró una autosuficiencia del 99.1%.

A principios de la década de los ochentas Pemex había logrado grandes avances en exploración, explotación, refinación, petroquímica y transporte de petrolíferos a través de oleoductos, gasoductos, poliductos y ductos petroquímicos, en 1983 la red de ductos era de 42,213 kilómetros. La producción de petróleo pasó de 570 Mbd en 1974 a 1.94 MMbd en 1980 y en 1981 llegó a 2.31 MMbd. En 1982 la producción récord de petróleo alcanzó 1,002 millones de barriles, los campos de Reforma y de la Sonda de Campeche aportaron el 93% (Alvarez, 2006). Las exportaciones de petróleo en 1980 alcanzaron 830 Mbd y en 1982 1.49 MMbd. En 1982 se inauguró en Ciudad de México el complejo de oficinas corporativas de Pemex, construido entre 1980 y 1982, el complejo incluye una torre de 214 metros y 52 pisos (México México, 2013a).

Cambios en el ambiente internacional probocaron el repliegue en las actividades y el cambio en las estrategias de la empresa (México México, 2013); (Alvarez, 2006).

Etapas de estancamiento (1983-1995)

De 1983 a 1995 la producción de petróleo se estabilizó en un promedio de 2.6 MMbd. A partir de 1981 la sobreoferta mundial de petróleo y la liberalización de precios en Estados Unidos provocaron la caída en los precios del hidrocarburo, afectando significativamente a México. En 1981 el precio del petróleo mexicano estaba en \$33.2 dólares y en 1986 descendió a \$11.86 (Alvarez, 2006).

Para compensar la baja en el precio, la administración de Pemex hizo ahorros y mejoró desempeño, redujo los pozos perforados y la producción de petróleo y gas natural. En 1986 la producción anual de petróleo quedó en 886 millones de barriles. La producción de gas natural de 1983 a 1986 se redujo un 15%. Se redujeron las exportaciones, en 1986 fueron de 470 millones barriles, 12.5% menos respecto a 1983, año con el porcentaje más alto de exportaciones (Alvarez, 2006). Las exportaciones de petróleo de 1983 a 1995 promediaron 1.36 MMbd con un pico máximo de 1.54 MMbd en 1983 y un mínimo de 1.28 MMbd en 1990.

Con relación a la refinación, entre 1983 y 1993, se mantuvo estable en 1.5 millones de barriles diarios, suficiente para cubrir la demanda nacional. De 1987 a 1995 la producción de petróleo se mantuvo entre 927 y 955 millones de

barriles y las exportaciones entre 491 y 477 millones. Con relación a la refinación se reconfiguraron refinerías para transformar el crudo pesado en combustibles ligeros con mayor valor agregado. En 1989 Pemex creó una filial llamada Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) para las operaciones comerciales internacionales. En 1992 se hizo una transformación corporativa de Pemex con la creación de cuatro organismos descentralizados con personalidad jurídica y patrimonio propio coordinados por un corporativo. Con la descentralización Pemex aumentó las actividades de exploración y producción.

Etapas de expansión (1996-2004)

En 1996 como resultado del aumento en la exploración y producción, Pemex alcanzó una producción anual récord de 1,043 millones de barriles de petróleo y 4,207 MMpcd de gas natural (Alvarez, 2006). En 1997 la producción de petróleo superó los 3 MMbd. De 1997 a 2004 la producción de petróleo promedió los 3.13 MMbd, con un pico máximo en 2004 de 3.38 MMbd. Las exportaciones en el mismo período promediaron 1.7 MMbd, con un pico máximo en 2004 de 1.87 MMbd.

Etapas de contracción de la producción y aumento de la demanda (2005-2012)

Esta etapa se caracteriza por la disminución de la producción de hidrocarburos, el aumento de la demanda nacional y el aumento de los precios de los hidrocarburos.

En 2005 inició la disminución de la producción de petróleo quedando en 2.55 MMbd en 2012. En 2005 también inició la caída en las exportaciones por la disminución en la producción del complejo Cantarell y el aumento en la demanda nacional, en 2012 quedó en 1.255 MMbd.

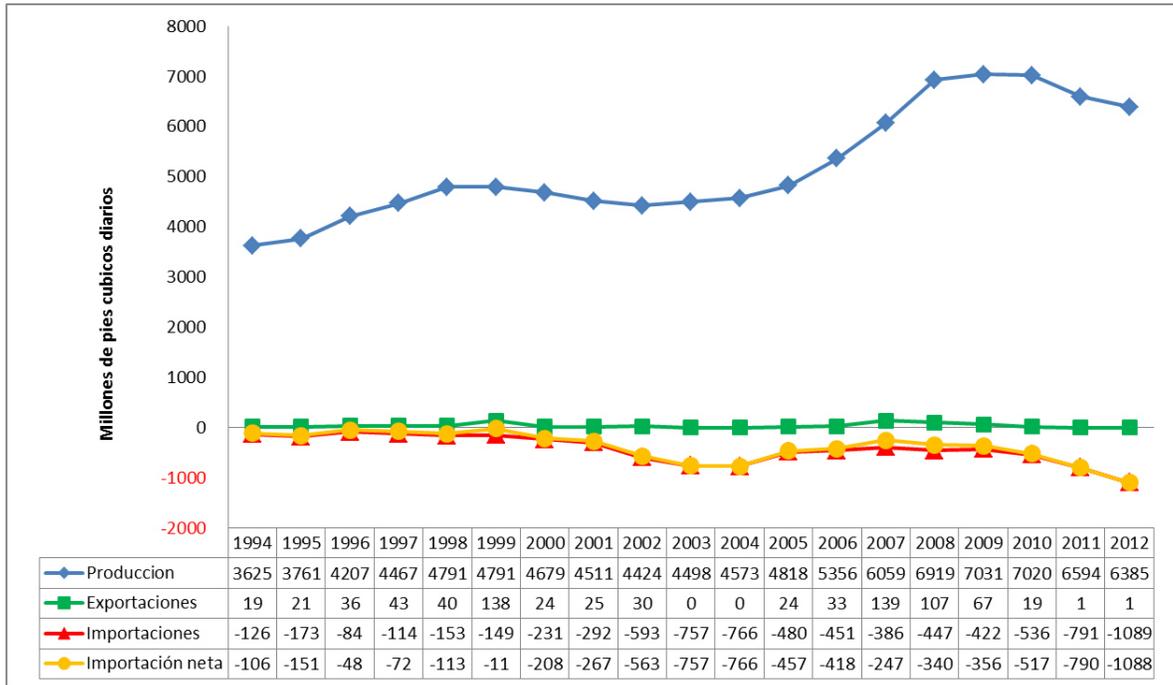
La producción de gas natural de 1994 a 2009 en aumento, en 1994 se producían 3,625 MMpcd y en 2009 7,031. En 2010 inició la disminución de la producción de gas natural, pasó de 7,020 MMpcd en 2010 a 6,385 en 2012. La producción de gas natural es insuficiente para cubrir la creciente demanda nacional, las importaciones netas pasaron de 106 MMpcd en 1994 a 1,088 MMpcd en 2012 (figura 14).

La producción de refinados de 1994 a 2012 se mantuvo en un promedio de 1.3 MMbd insuficiente para cubrir la creciente demanda nacional, las importaciones netas pasaron de 80 Mbd en 1994 a 420 Mbd en 2012 (figura 15).

En 2003 inicia el incremento en los precios del petróleo por el aumento en la demanda de los países emergentes como China e India: \$24.78 dólares el barril, en 2003; \$31.14, en 2004; \$42.69, en 2005; \$53.04, en 2006; \$61.66, en 2007 y \$84.6 dólares en 2008. En 2009 cae el precio por la crisis económica global a \$57.4. En 2010 reinicia el incremento en los precios, llegando a \$102 dólares el barril en 2012 (figura 16).

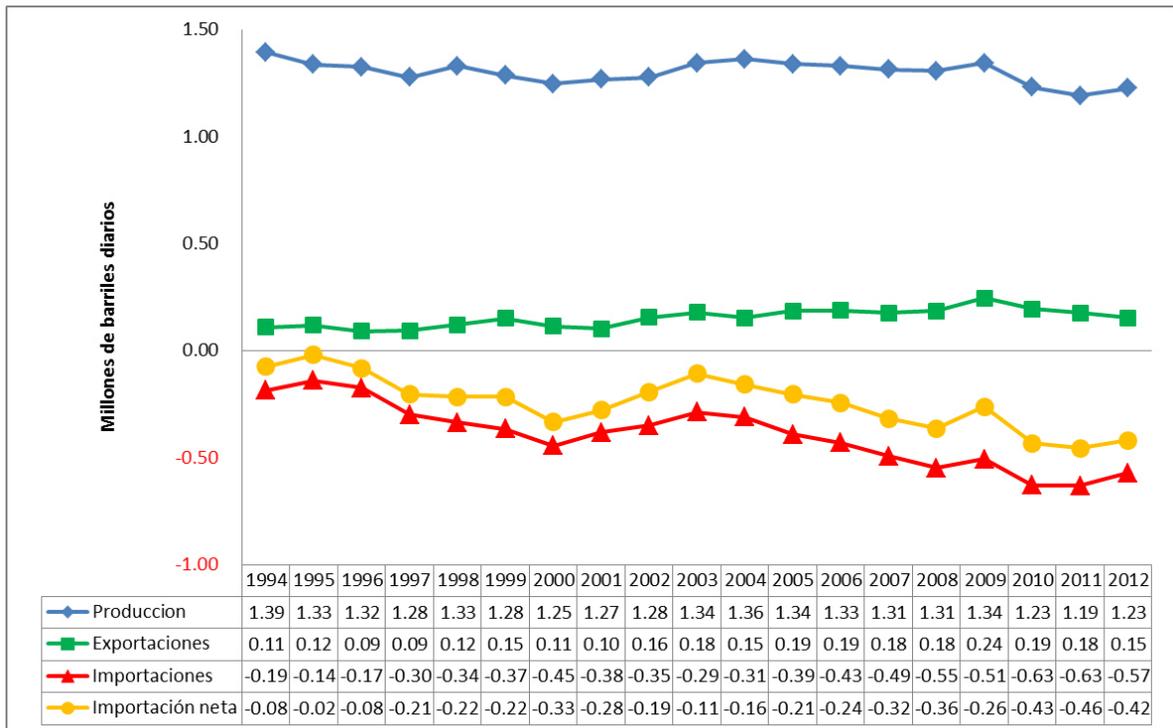
La figura 17 muestra el comportamiento de la producción de petróleo, las exportaciones y el precio de la mezcla mexicana a valor real, utilizando el Índice de Precios al Consumidor (IPC) de los Estados Unidos, considerando como año base 2012. Como se muestra en la gráfica de 1980 a 2012 los precios del petróleo han sido volátiles, con un precio real máximo de \$102 dólares y mínimo de \$14.3. Los cinco años con precios reales más altos del petróleo corresponden a los últimos dos años de la administración del presidente José López Portillo (1980 y 1981) y a tres años de la administración del presidente Felipe Calderón (2008, 2011 y 2012), los precios más bajos se presentan en la administración del presidente Ernesto Zedillo, siendo el año con menor precio 1998 (México México, 2013).

Figura 14. Pemex producción de gas natural, exportaciones, importaciones e importación neta (1994-2012)



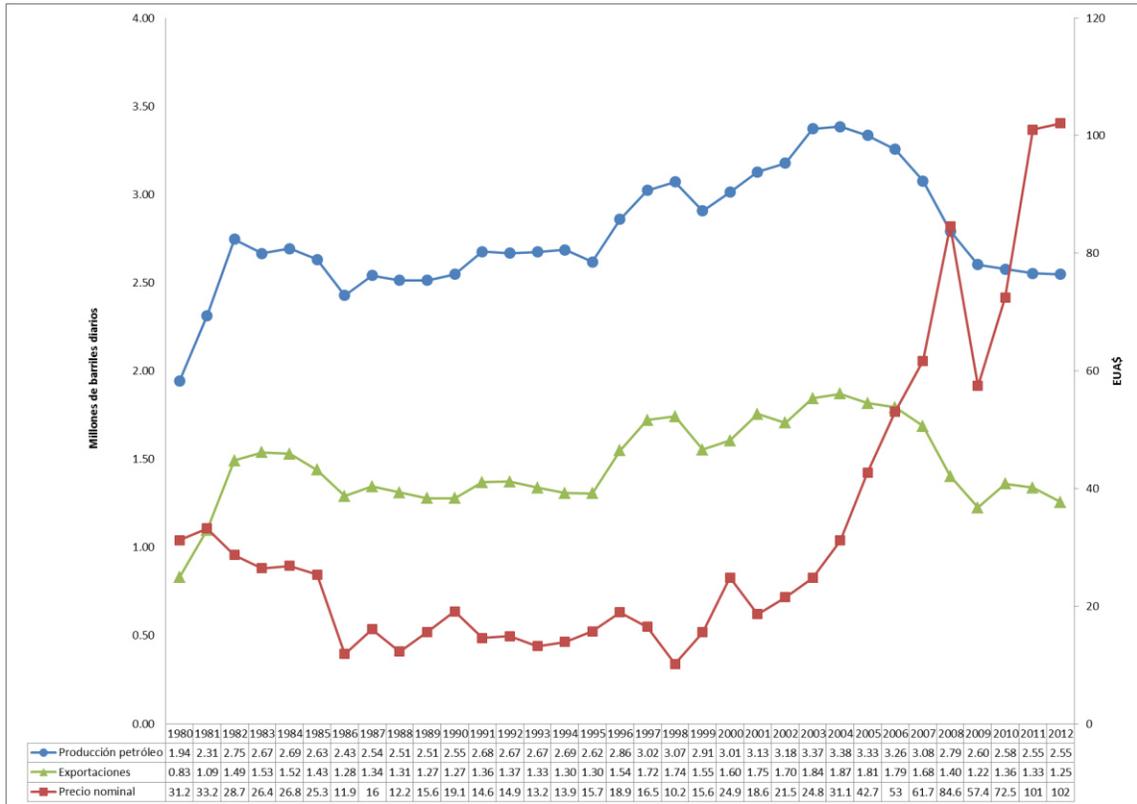
Fuente: Forma 20F SEC Pemex

Figura 15. Pemex producción de refinados, exportaciones, importaciones e importación neta (1994-2012)



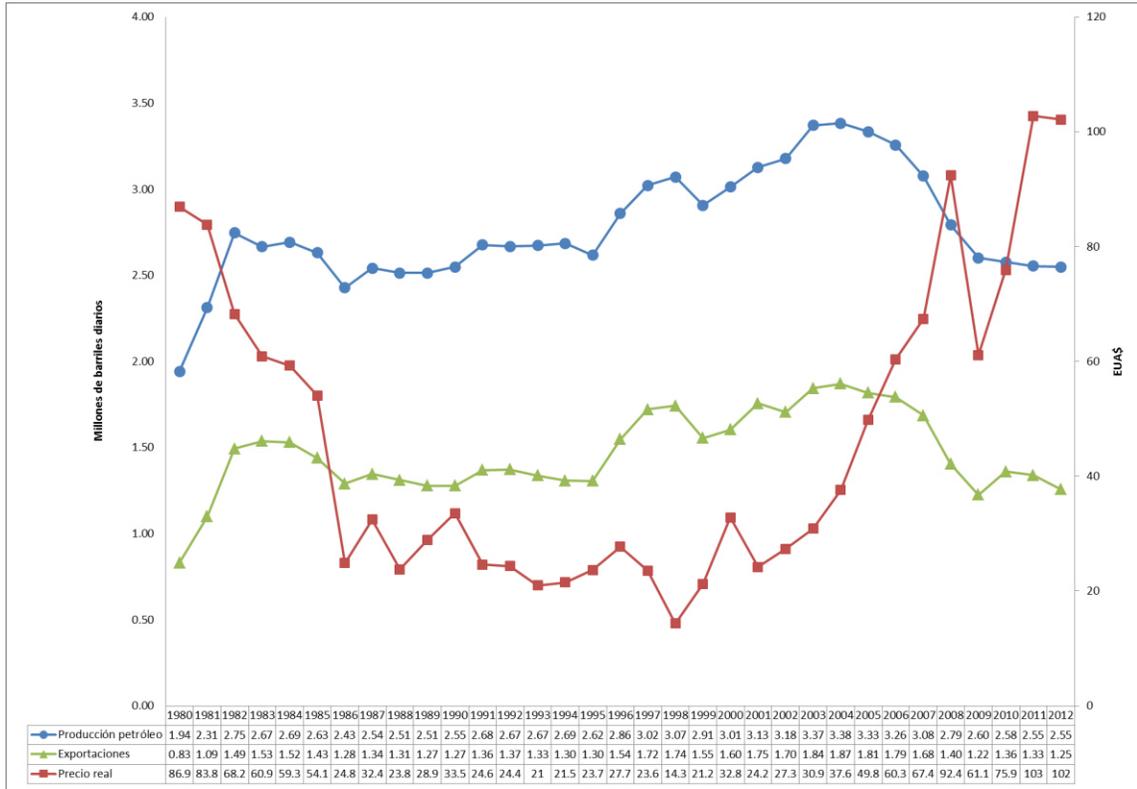
Fuente: Forma 20F SEC Pemex

Figura 16. Producción de petróleo, exportaciones y precio nominal mezcla mexicana (1980-2012)



Fuente: (México Máximo, 2013); Forma 20F SEC

Figura 17. Producción de petróleo, exportaciones y precio real mezcla mexicana (1980-2012)



Fuente: (México México, 2013); Forma 20F SEC

5.1.2 Visión

Pemex tiene como visión ser una empresa pública, proveedora de energía, sustentable, preferida por sus clientes, reconocida nacional e internacionalmente por su excelencia operativa, transparencia, rendición de cuentas y calidad de su gente y productos, con presencia y liderazgo en los mercados en los que participa (Pemex, 2013).

5.1.3 Estructura

Pemex de acuerdo con la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, publicada en el DOF, el 16 de julio de 1992, está estructurado en cuatro organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios: 1) Pemex-Exploración y Producción; 2) Pemex Refinación; 3) Pemex Gas y Petroquímica Básica; y 4) Pemex Petroquímica. Las actividades estratégicas que esta Ley encarga a Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica, sólo podrán realizarse por estos organismos. Los organismos descritos tendrán el carácter de subsidiarios con respecto a Pemex.

El 29 de noviembre de 2008 se abroga la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y entra en vigor la Ley de Petróleos Mexicanos que mantiene los cuatro organismos subsidiarios de Pemex. La Ley de Petróleos Mexicanos establece en su artículo 2º: “El Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en el área estratégica del petróleo, demás

hidrocarburos y la petroquímica básica, por conducto de Pemex y sus organismos subsidiarios”.

Pemex-Exploración y Producción

Exploración y explotación del petróleo y gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.

Pemex Refinación

Procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización.

Pemex-Gas y Petroquímica Básica

Procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos; así como el procesamiento de derivados de los hidrocarburos que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas.

Pemex-Petroquímica

Procesos industriales petroquímicos, cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, su almacenamiento, distribución y comercialización.

5.1.4 Gobierno Corporativo

De acuerdo con la Ley de Petróleos Mexicanos corresponde la dirección y administración de Pemex al Consejo de Administración y al Director General²⁵.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración de Pemex está integrado por 15 consejeros, seis representantes del Estado, cinco representantes del Sindicato de Trabajadores de la República Mexicana (STRM) y cuatro Consejeros Profesionales. Los Consejeros representantes del Estado son nombrados por el Presidente de la República. Los Consejeros del STRM deben ser trabajadores de planta de Pemex. Los Consejeros Profesionales son propuestos por el Presidente de la República y ratificados por el Senado de la República

Consejeros representantes del Estado:

- Secretario de Energía;
- Secretario de Hacienda y Crédito Público;
- Jefe de la Oficina de la Presidencia;
- Subsecretario de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (Sener);

²⁵ De acuerdo al artículo 7º de la Ley de Petróleos Mexicanos el Consejo de Administración y el Director General de Pemex buscan: "...la creación de valor económico, en beneficio de la sociedad mexicana, con responsabilidad ambiental, manteniendo el control y la conducción de la industria y procurando fortalecer la soberanía y la seguridad energética, el mejoramiento de la productividad, la adecuada restitución de reservas de hidrocarburos, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de hidrocarburos, la satisfacción de las necesidades energéticas, el ahorro y uso eficiente de la energía, la mayor ejecución directa de las actividades estratégicas a su cargo cuando así convenga al país, el impulso de la ingeniería mexicana y el apoyo a la investigación y al desarrollo tecnológico."

- Subsecretario de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; y
- Secretario de la Función Pública.

El Presidente del Consejo es el Secretario de Energía y tiene voto calidad en caso de empate. En las votaciones sobre presupuesto sólo podrán votar los consejeros representantes del Estado. El consejo sesionará en forma ordinaria bimestralmente. Habrá cuórum para sesionar con la presencia de por lo menos 10 consejeros.

Cada uno de los organismos subsidiarios de Pemex tiene un Consejo de Administración y un Director General, ambos nombrados por el Presidente de la República. El Consejo de Administración de cada organismo será presidido por el Director General de Pemex.

Funciones del Consejo de Administración de Pemex:

1. La conducción y dirección de Pemex;
2. Vigilar y evaluar el desempeño de Pemex y sus organismos subsidiarios;
3. Aprobar anualmente el plan de negocios de Pemex y de los organismos subsidiarios;
4. Aprobar las operaciones de Pemex y los organismos subsidiarios con aquellas PM sobre las que ejerzan control o influencia significativa;

5. Aprobar la remuneración del Director General y de los tres niveles siguientes;
6. Aprobar los tabuladores de sueldo;
7. Proponer al Presidente de la República la remoción del Director General;
8. Aprobar las limitaciones presupuestales a las que se sujetará el Director General en las negociaciones sindicales;
9. Aprobar los lineamientos en materia de control interno, auditoría interna y seguridad;
10. Aprobar los proyectos de presupuesto;
11. Aprobar los proyectos y programas de inversión;
12. Aprobar el dictamen de los auditores externos;
13. Aprobar la contratación de deuda de acuerdo con los lineamientos de la SHCP;
14. Aprobar la solicitud del Director General para constituir organismos subsidiarios para someterla a consideración del Presidente de la República;
15. Autorizar la participación de Pemex en sociedades mercantiles que no se consideren paraestatales;
16. Aprobar el informe anual de Pemex y de sus organismos subsidiarios;
y
17. Aprobar el Estatuto Orgánico de Pemex.

El Consejo de Administración de Pemex se apoyara en siete comités:

- **Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño**

Evalúa el desempeño financiero y operativo de Pemex.

- **Comité de Estrategia e Inversiones**

Analiza el plan de negocios y el portafolio de inversiones de Pemex y evalúa las inversiones realizadas.

- **Comité de Remuneraciones**

Propone al Consejo de Administración el mecanismo de remuneraciones para el Director General y los tres niveles jerárquicos siguientes.

- **Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios**

Evalúa y recomienda sobre las adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras públicas, dictamina sobre la procedencia de celebrar licitaciones.

- **Comité de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable**

Coadyuva para que Pemex cumpla con las políticas de preservación del medio ambiente y el desarrollo sustentable.

- **Comité de Transparencia y Rendición de Cuentas**

Propone al Consejo de Administración los criterios para determinar la información relevante sobre Pemex y hace recomendaciones para su divulgación. Propone al Consejo de Administración los mecanismos de rendición de cuentas en la gestión de Pemex. Elabora un dictamen anual sobre la transparencia y rendición de cuentas de Pemex

- **Comité de Desarrollo e Investigación Tecnológica**

Propone al Consejo de Administración acciones de investigación y desarrollo de tecnología en los distintos campos de la industria petrolera.

Director General

El Director General es nombrado por el Presidente de la República.

El Director General tiene las siguientes atribuciones:

1. Administrar y representar a Pemex;
2. Elaborar el presupuesto consolidado de Pemex;
3. Elaborar y presentar al Consejo de Administración el plan de negocios y el programa operativo y financiero anual de Pemex;
4. Acordar el contrato colectivo de trabajo con el STPRM;
5. Dar a conocer al público en general los estados financieros de los organismos subsidiarios y empresas filiales; y
6. Establecer mecanismos y sistemas de control interno.

Principales funcionarios de Pemex:

- Director general
- Abogado general
- Órgano interno de control
- Director corporativo de operaciones
- Director corporativo de administración
- Director corporativo de finanzas
- Director general de petróleos mexicanos internacional

La vigilancia sobre Pemex la ejercen:

1. El Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño;
2. Un Comisario (nombrado por el Presidente de la República que le elabora un informe anual respecto de la veracidad y suficiencia de la información procesada por el Consejo de Administración);
3. El Órgano Interno de Control (evalúa el desempeño de Pemex);
4. La Auditoría Superior de la Federación; y
5. El Auditor Externo.

Pemex no cumple con lineamientos de Gobierno Corporativo: i) el Consejo de Administración no es autónomo e independiente; ii) el Director General no es nombrado por el Consejo de Administración; iii) el Director General no tiene la completa autonomía operacional; iv) el Consejo de Administración y la Dirección General no son ajenos a la política; v) Pemex no operar en libre competencia ; vi) el marco legal no permite la flexibilidad suficiente para ajustar la estructura de capital de la paraestatal para que alcance sus objetivos; vii) los Directivos no son elegidos con criterios técnicos; viii) Pemex no recibe el mismo tratamiento que el resto de las empresas, se le aplican leyes especiales y se le exenta del cumplimiento de leyes generales; ix) el Gobierno debe simplificar las prácticas operativas y las formas legales en las que opera la paraestatal (Castañeda & Kessel, 2003), (OCDE, 2005); (Hernández, 2004); (OCDE, 2010).

5.1.5 Competencia y regulación

Pemex no opera en libre competencia, por Ley ejerce el monopolio de la industria petrolera en México. La CPEUM hasta el 20 de diciembre de 2013 señala en los artículos 25, 27 y 28 que el Estado tendrá la explotación exclusiva del petróleo, demás hidrocarburos y de la petroquímica básica, sin que esto constituya un monopolio²⁶.

Con la reforma constitucional de diciembre de 2013 se reducen las áreas estratégicas exclusivas del Estado en materia de hidrocarburos a sólo la exploración y extracción de hidrocarburos, permitiendo que el Estado realice estas actividades mediante asignaciones a las empresas productivas del Estado o mediante contratos con éstas o con particulares. Con esta reforma se

²⁶ **Artículo 25.** Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable, que fortalezca la soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, cuya seguridad protege esta Constitución.

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.

Artículo 27. Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales...; los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos...

...el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes. Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley reglamentaria respectiva.

Artículo 28. En los Estados Unidos Mexicanos quedan prohibidos los monopolios, las prácticas monopólicas...

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: ...petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica...

fortalece la competencia en el sector. Esta reforma no se pudo aplicar ya que faltan las adecuaciones a la legislación secundaria que el Congreso de la Unión deberá aprobar dentro de 120 días a partir del 21 de diciembre de 2013.

5.1.6 Marco legal

El marco legal de Pemex incluye los siguientes ordenamientos:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- Ley de Petróleos Mexicanos.
- Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE)
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Presupuesto de Egresos de la Federación
- Ley de Empresas Paraestatales
- Ley de Ingresos de la Federación
- Ley Federal de Derechos
- Ley del Impuesto al Valor Agregado
- Código Fiscal de la Federación
- Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios

5.1.7 Pemex en cifras

- Empresa más grande de México (SEC, 2013).
- Principal contribuyente de México (SEC, 2013).
- 5to productor de crudo en el mundo (Ranking Petroleum Intelligence Weekly (PIW) 2012²⁷) (Pemex, 2013a).
- 11ª Compañía de petróleo y gas a nivel mundial (Ranking PIW 2012) (Pemex, 2013a).
- Reservas probadas de petróleo: 11,424 millones de barriles (31 de diciembre 2012) (SEC, 2013).
- Reservas probadas de gas natural: 12.7 billones de pies cúbicos (31 de diciembre de 2012) (SEC, 2013).

²⁷ Ranking de empresas productoras de petróleo de PIW 2012: 1. Saudi Aramco; 2. National Iranian Oil Company (NOIC); 3. China National Petroleum Corporation (CNPC); 4. Kuwait Petroleum Corporation (KPC); y 5. Pemex.

5.2 Participación privada en el capital

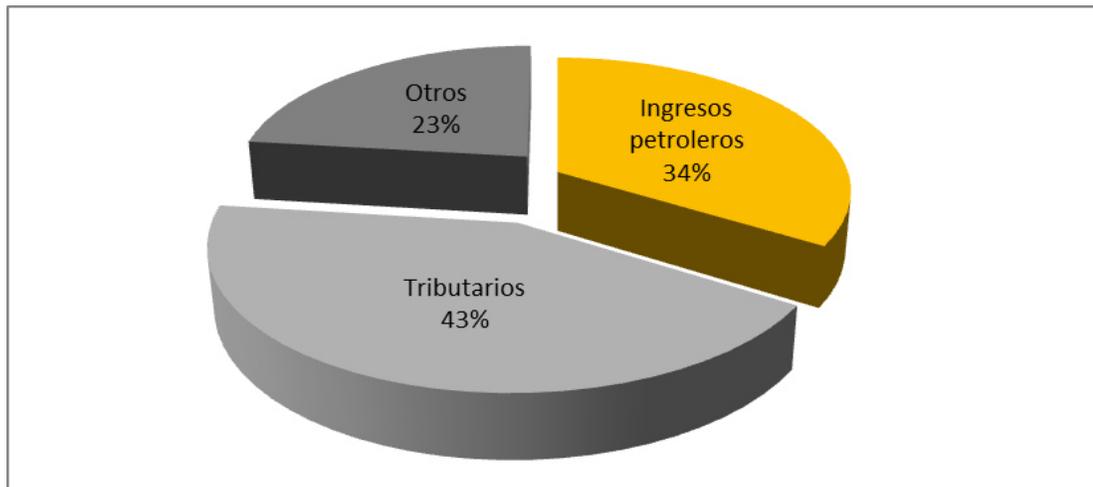
Pemex desde su creación, en 1938, es una empresa 100% propiedad del Estado mexicano. La expropiación de la industria petrolera mexicana no fue una decisión precipitada, fue una decisión política, nacionalista, emanada de la revolución, que se fundamenta en el derecho de México sobre sus recursos naturales y en la distribución justa de la riqueza que generan. El presidente Cárdenas, no era la primera vez que expropiaba una industria en beneficio de la Nación, ya había expropiado Ferrocarriles Nacionales. En 1938 con la expropiación petrolera el Estado mexicano se queda con el control directo de los hidrocarburos, recurso estratégico para la economía y el futuro del país (Alvarez, 2006)

En este contexto resulta políticamente difícil la aprobación de una reforma petrolera que permita la participación privada en el capital de Pemex.

5.3 Régimen fiscal

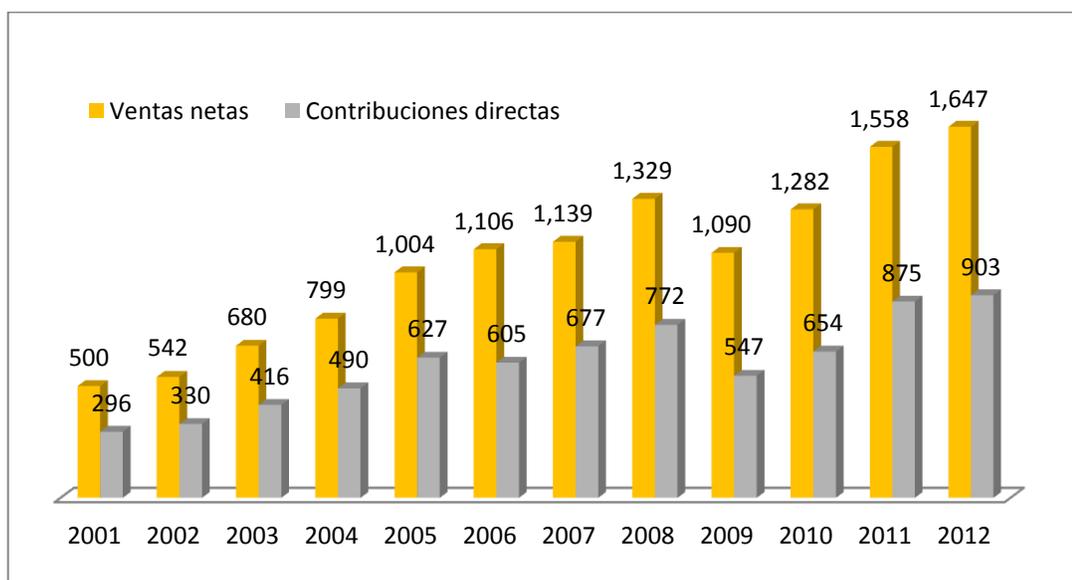
Pemex es el principal contribuyente del país, contribuye con un tercio de la recaudación nacional (figura 18) y ha pagado a la Tesorería de la Federación por contribuciones de 2002 a 2012, entre el 50 y el 62.5% de sus ventas totales (Figura 19).

Figura 18. **Ingresos presupuestarios del sector público de México (2012)**



Fuente: (SHCP, 2013)

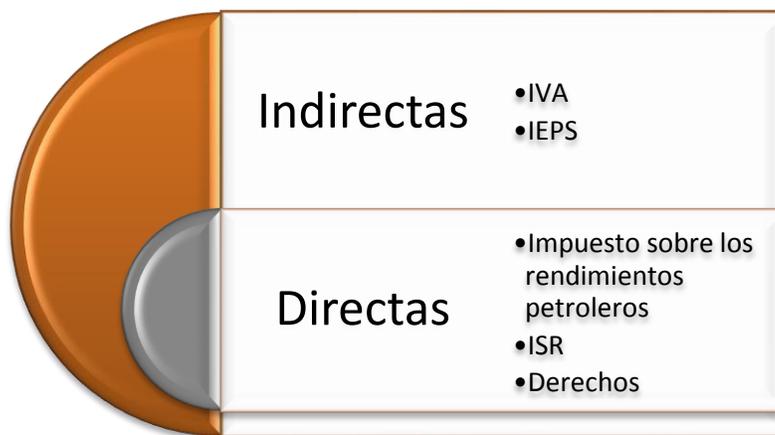
Figura 19. **Pemex Incidencia fiscal 2002-2012 (miles de pesos)**



Fuente: SEC Forma 20F Pemex

El régimen fiscal de Pemex es especial, incluye contribuciones que la paraestatal es el único sujeto. El régimen fiscal de Pemex comprende cinco contribuciones: dos indirectas: IVA e Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS); y tres directas: Impuesto sobre los Rendimientos Petroleros, ISR y derechos sobre la extracción de hidrocarburos (Figura 20).

Figura 20. **Contribuciones sobre Pemex**



Fuente: Ley de Ingresos de la Federación, LIVA, Ley Federal de Derechos, LISR, LIEPS

5.3.1 Contribuciones Indirectas

IVA

La Ley del IVA en su artículo 1º establece que las Personas Físicas (PF) y las PM que realicen en el territorio nacional los actos o actividades: enajenación de bienes; prestación de servicios independientes; otorguen el uso o goce temporal de bienes; e importen bienes o servicios están obligados al pago del IVA aplicando a estos valores la tasa del 16%. Con base en lo anterior la enajenación de hidrocarburos en el territorio nacional está sujeta a la tasa del 16%.

IEPS

La Ley del IEPS señala en su artículo primero que son sujetos de esta contribución indirecta al consumo las PF o PM que enajenen en el territorio nacional o importen los bienes y servicios que señala la propia Ley. En el artículo 2º la Ley de IEPS establece que a la enajenación o importación de gasolina y diésel se le aplicarán las tasas que se establezcan los artículos 2º-A y 2º-B de la propia Ley. El artículo 2º-A fracción I establece la mecánica para determinar las tasas aplicables a la enajenación de gasolinas y diésel, también señala que la SHCP determinará mensualmente las tasas aplicables y las publicará en el DOF. El mismo artículo 2º-A pero en su fracción II establece tasas adicionales a las de la fracción I para la enajenación de gasolina y diésel.

La SHCP establece los precios de la gasolina y el diésel. Desde 2005 se han subsidiado los precios de la gasolina y el diésel, con lo que las tasas mensuales que publica la SHCP correspondientes a la fracción I del artículo 2º-A han sido negativas. Por otro lado para reducir el efecto en las finanzas públicas de las tasas negativas de la fracción I del artículo 2º-A desde 2008 se han incrementado las tasas aplicables a la enajenación de gasolina y diésel establecidas en la fracción II del mismo artículo. Para evitar afectar las finanzas de Pemex por el subsidio a la gasolina y el diésel por el IEPS negativo: se compara el precio de la gasolina y el diésel de referencia internacional (Estados Unidos) con el precio de venta de Pemex ya disminuido con el IEPS negativo. El excedente resultante Pemex se lo puede acreditar contra el IEPS a su cargo y de haber remanente contra el IVA e incluso contra el derecho ordinario sobre

hidrocarburos. En 2012 el IEPS generado de acuerdo con el artículo 2º-A fracción I fue de -\$222,757 millones de pesos y por la fracción II fue de \$19,629 millones de pesos (SHCP, 2013).

5.3.2 Contribuciones Directas

Impuesto sobre los Rendimientos Petroleros

El Impuesto sobre los Rendimientos Petroleros está definido en la Ley de Ingresos de la Federación y es una tasa de impuesto del 30% sobre la utilidad neta de Pemex y sus organismos subsidiarios a excepción de Pemex Exploración y Producción (PEP).

ISR

Con relación al ISR la paraestatal está exenta del pago de acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación. Las cantidades que aparecen en sus estados financieros corresponden a sus filiales o a otras actividades.

Derechos

Los derechos²⁸ son la contribución más significativa para Pemex y se aplican sobre la extracción de petróleo y gas natural. La tabla 6 muestra el porcentaje de las ventas netas anuales que Pemex destina para el pago de derechos.

Tabla 6. **Pemex Derechos sobre extracción de petróleo (miles de pesos)**

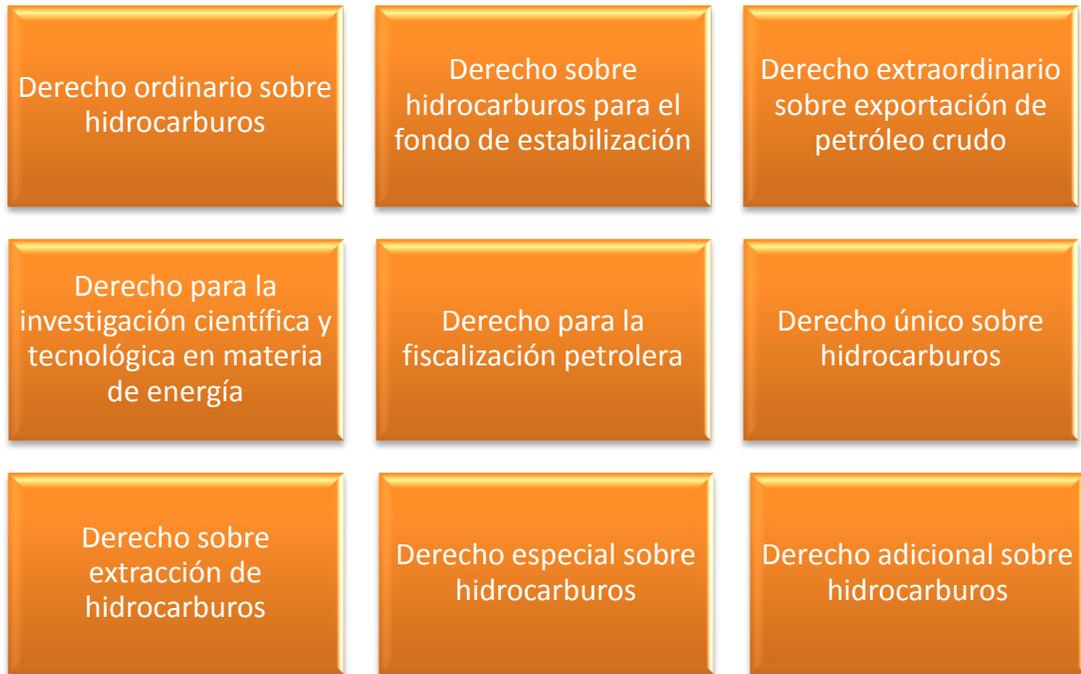
	2010	2011	2012
Ventas netas	1,282,064,310	1,558,454,117	1,646,912,040
Derechos sobre extracción de petróleo	649,956,286	871,686,746	898,397,659
	50.7%	55.9%	54.6%

Fuente: Adaptación propia a partir de SEC forma 20F Pemex

De acuerdo con la Ley Federal de Derechos y la Ley de Ingresos de la Federación en total son nueve los derechos sobre la extracción de hidrocarburos (Figura 21).

²⁸ Los derechos son las contribuciones que se pagan por recibir servicios monopolizados por el Estado o por el uso o aprovechamiento de bienes del dominio directo de la Nación (como el petróleo) (Margáin, 2011).

Figura 21. **Derechos sobre la extracción de hidrocarburos en México**



Fuente: Ley Federal de Derechos y Ley de Ingresos de la Federación 2012

A partir de 2008 el esquema de pago de derechos para Pemex de acuerdo con el capítulo XII de la Ley Federal de Derechos quedó como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Pemex nueve derechos sobre extracción de hidrocarburos

CAPÍTULO XII Hidrocarburos		
I. Derecho ordinario sobre hidrocarburos (Artículo 254)	Objeto	Diferencia que resulte entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año y las deducciones permitidas.
	Sujeto	PEP
	Tasa / tarifa	71.5%
	Destino	Tesorería de la Federación
	Deducciones	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones realizadas • Costos • Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo • Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización. • Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía • Derecho para la fiscalización petrolera. • Monto adicional de \$0.50 dólares de los Estados Unidos de América por cada millar de pie cúbico de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen de extracción que se registre para 2006 • La deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles, relacionados con el petróleo crudo y gas asociado extraídos, no excederá el valor de \$6.50 dólares de los Estados Unidos de América por barril de petróleo crudo equivalente. • La deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles, relacionados con el gas natural no asociado extraído, no excederá el valor de \$2.70 dólares de los Estados Unidos de América por cada mil pies cúbicos de gas natural no asociado.
II. Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía (Artículo 254 Bis)	Objeto	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año.
	Sujeto	PEP
	Tasa / tarifa	0.65%
	Destino	85% Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT)-Sener 15% Instituto Mexicano del Petróleo
III. Derecho para la fiscalización petrolera (Artículo 254 Ter)	Objeto	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año.
	Sujeto	PEP
	Tasa / tarifa	0.003%
	Destino	Auditoría Superior de la Federación
IV. Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (Artículo 256)	Objeto	Cuando en el año el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda de \$22.00 dólares de los Estados Unidos de América, se le aplicara un porcentaje conforme a la tabla.
	Sujeto	PEP

	Tasa / tarifa	Por ciento aplicable sobre el valor anual del total de las extracciones de petróleo crudo en el año 22.01-23.00 1% 23.01-24.00 2% 24.01-25.00 3% 25.01-26.00 4% 26.01-27.00 5% 27.01-28.00 6% 28.01-29.00 7% 29.01-30.00 8% 30.01-31.00 9%
	Destino	Cuando exceda de 31.00 10% Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros
V. Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo (Artículo 257)	Objeto	Cuando en el mercado internacional el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exceda del precio considerado en la estimación de los ingresos contenidos en el artículo 1o. de la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de que se trate, el derecho se calculará aplicando la tasa de 13.1% sobre el valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio considerado en la estimación de los ingresos contenidos en el artículo 1o. de la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de que se trate, por el volumen total de exportación acumulado de petróleo crudo mexicano en el mismo ejercicio.
	Sujeto	PEP
	Tasa / tarifa	13.1%
	Destino	Fondo de Estabilización de los ingresos de las Entidades Federativas. (Este derecho efectivamente pagado se acreditara contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.)
VI. Derecho sobre extracción de hidrocarburos (Artículo 257 Ter)	Objeto	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en cada campo en el Paleocanal de Chicontepec y en los campos en aguas profundas; incluyendo el consumo que de estos productos efectúe PEP, así como las mermas por derrames o quema de dichos productos.
	Sujeto	PEP
	Tasa / tarifa	15.0%
	Destino	Fondo de Estabilización de los ingresos Petroleros. (La producción de estos campos no se considerara para determinar el monto a pagar por el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización).
VII. Derecho especial sobre hidrocarburos (Artículo 257 Quarter)	Objeto	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en cada campo en el Paleocanal de Chicontepec y en los campos en aguas profundas; incluyendo el consumo que de estos productos efectúe PEP, así como las mermas por derrames o quema.
	Sujeto	PEP
	Tasa / tarifa	30.0% ó 36% (cuando la producción del campo

		acumulada sea mayor a 240 millones de barriles de petróleo equivalente)
	Destino	Tesorería de la Federación (La producción de estos campos no se considerara para determinar el monto a pagar por el derecho ordinario sobre hidrocarburos)
	Deducciones	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones realizadas; • Costos y gastos; • Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía; • Derecho para la fiscalización petrolera; • Derecho sobre extracción de hidrocarburos; • La deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles, relacionados con el petróleo crudo y gas asociado extraídos, no podrá ser superior al 60% del valor del petróleo crudo y gas natural extraídos ni a \$32.5 dólares de los Estados Unidos de América por barril de petróleo crudo equivalente extraído en el año de que se trate.
VIII. Derecho adicional sobre hidrocarburos (Artículo 257 Séptimus)	Objeto	Cuando el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en cada campo en el Paleocanal de Chicontepec y en los campos en aguas profundas; incluyendo el consumo que de estos productos efectúe PEP, así como las mermas por derrames o quema de dichos productos sea mayor a \$60 dólares de los Estados Unidos. El excedente se multiplicara por el volumen de petróleo crudo extraído en los campos de que se trate y al resultado se le aplicara la tasa.
	Sujeto	PEP
	Tasa / tarifa	52.0%
	Destino	Tesorería de la Federación.
IX. Derecho único sobre hidrocarburos (Artículo Séptimo Transitorio)	Objeto	Por el valor de la extracción de petróleo y gas natural de los campos abandonados y en proceso de abandono. PEP estará obligado al pago anual de un Derecho único de acuerdo con la tabla. Al monto del derecho determinado de conformidad con este artículo, no se hará deducción alguna. El valor de los hidrocarburos extraídos de los campos abandonados y en proceso de abandono sólo estará sujeto al pago del derecho único sobre hidrocarburos.
	Sujeto	PEP
	Tasa / tarifa	Rango de precio promedio ponderado anual de barril de petróleo crudo mexicano exportado (Dólares de los Estados Unidos de América)
		00.01-24.99 37.00 %
		25.00-29.99 42.00 %
		30.00-39.99 47.00 %
		40.00-49.99 52.00 %
		50.00 en adelante 57.00 %
	Destino	Tesorería de la Federación.

Fuente: Ley Federal de Derechos

La carga fiscal restringe los recursos de Pemex, disminuyendo la inversión para impulsar su crecimiento, para incrementar la producción de hidrocarburos, refinados y petroquímicos y para impulsar su expansión internacional y para el crecimiento económico de México. La paraestatal recurre a la deuda para financiar proyectos con lo que su pasivo se ha incrementado significativamente.

5.4 Producción

La producción de petróleo en México, en caída, pasó de 3.38 millones de barriles diarios (MMbd) en 2004 a 2.55 MMbd en 2012, lo que se explica, por la disminución en el número de barriles extraídos del mega-campo de Cantarell, de 2.1 MMbd en 2004 a 450 mil barriles diarios (Mbd) en 2012 (Figura 22). La producción del resto de los campos en explotación no ha compensado la caída de la producción de Cantarell.

El Colegio de México en su estudio de los grandes problemas de México, en el tomo X, microeconomía, dedica un apartado a la industria petrolera nacional, señala que en la primera década de este siglo el comportamiento de la producción de petróleo siguió patrones quinquenales contrastantes.

En el primero quinquenio (2000-2004), la extracción aumentó en 477 Mbd y en el segundo (2005-2009), se contrajo en 782 Mbd. Ahora, el pronóstico consignado en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2010 prevé una producción constante de petróleo de 2.5 MMbd hasta 2015. En los dos períodos el factor determinante de estas tendencias ha sido el comportamiento de la producción del complejo Cantarell²⁹ (Colegio de México, 2010).

²⁹ El mega complejo Cantarell descubierto en 1971, con una producción total estimada en 16,720.7 millones de barriles (Colegio de México, 2010), considerando el precio del barril en \$100 dólares americanos a un tipo de cambio de \$12.50 su valor total estimado en \$20.9 billones de pesos, equivalente a 1.27 veces el PIB de 2012.

En el primer quinquenio la expansión de la producción, se debió al incremento de la producción de Cantarell de 870 Mbd, la producción de KMZ se estancó y el resto de los campos del país con una caída significativa de 408 Mbd. Si bien Cantarell creció a una tasa media anual de 11 por ciento, los demás campos en conjunto declinaron a una tasa de 5 por ciento.

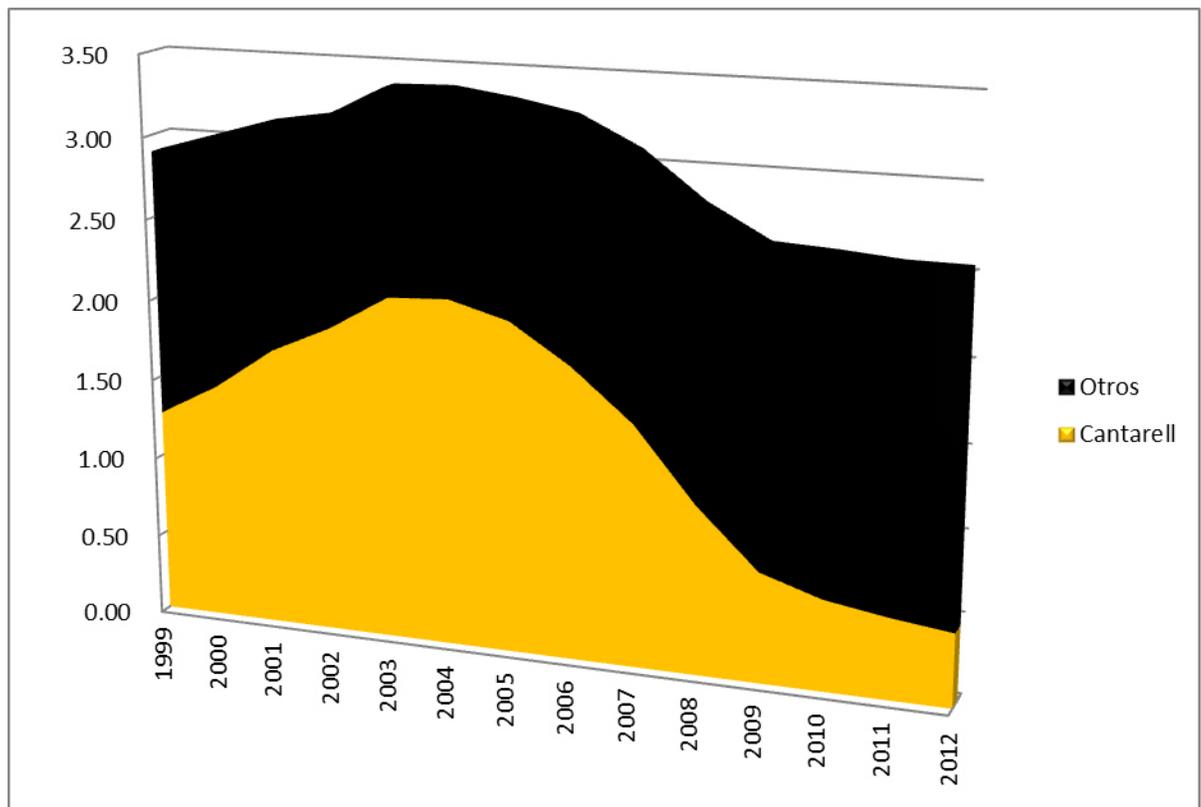
En el segundo quinquenio, la inesperada y rápida declinación de Cantarell, redujo su producción en 1,451 Mbd (Tabla 8). Por fortuna la expansión de KMZ compensó 35 por ciento de la caída de Cantarell y los campos del litoral de Tabasco contribuyeron con otro 10 por ciento. En el resto del país fue posible estabilizar el nivel agregado de la producción; aun así la reducción neta fue enorme. Iniciada la contracción de Cantarell, la tasa media anual de la declinación observada de la producción total del país fue de 5.1 por ciento; en cambio, la producción total en Reino Unido y en Noruega declinó en los últimos cinco años a tasas medias de 13 y 10%, respectivamente (Colegio de México, 2010).

Tabla 8. **Pemex Producción de petróleo crudo, 1999-2012 (MMbd)**

Año	Producción total	Cantarell	%
1999	2.90	1.27	44
2000	3.01	1.47	49
2001	3.12	1.73	55
2002	3.18	1.90	60
2003	3.37	2.12	63
2004	3.38	2.14	63
2005	3.33	2.04	61
2006	3.26	1.80	55
2007	3.08	1.49	48
2008	2.80	1.04	37
2009	2.60	.68	26
2010	2.58	.56	22
2011	2.55	.50	20
2012	2.55	.45	18

Fuente: Adaptación propia a partir de (Colegio de México, 2010) y SEC Forma 20 Pemex

Figura 22. **Pemex producción de petróleo (MMbd)**



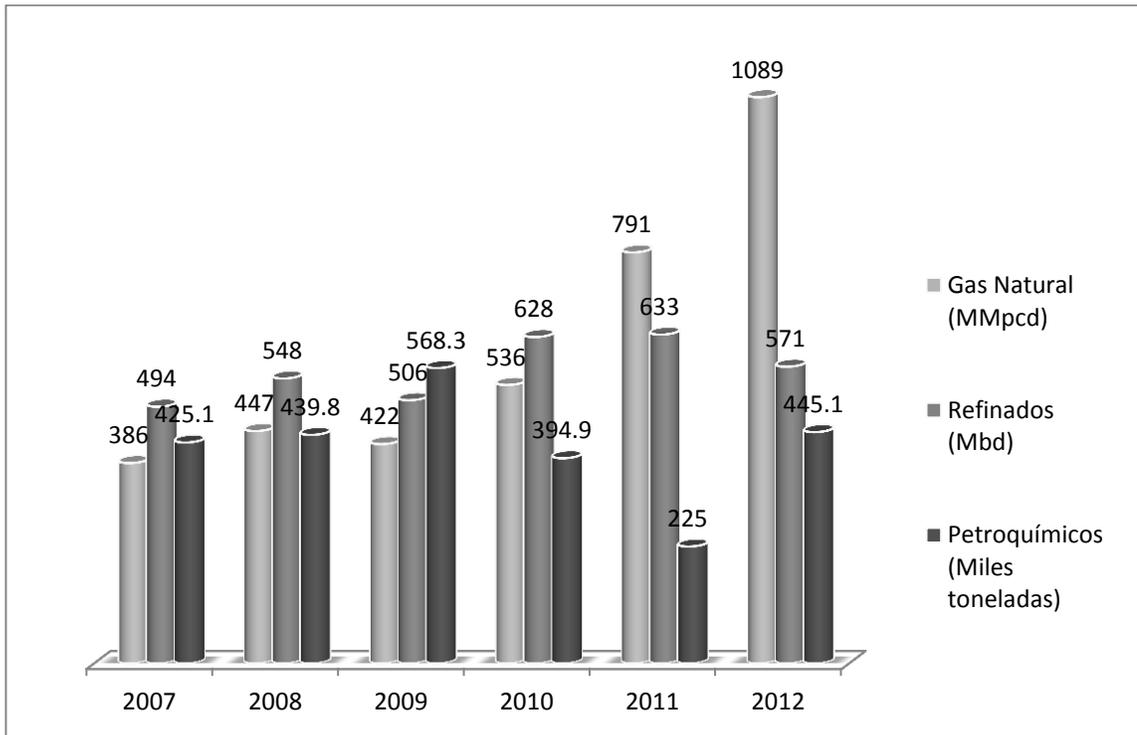
Fuente: SEC Forma 20F Pemex

La producción de gas natural, petroquímicos y refinados es insuficiente para cubrir la creciente demanda nacional, por lo que las importaciones han aumentado (figura 23). La producción de gas natural en disminución, pasó de 7,031 MMpcd en 2009 a 6,385 en 2012 (figura 24). La producción de petroquímicos en caída, pasó de 13,164 toneladas en 2008 a 6,347 en 2012 (figura 25). La producción de refinados con tendencia a la baja, pasó de 1.31 MMbd en 2007 a 1.23 MMbd en 2012.

Pemex opera seis refinerías las cuales iniciaron operaciones entre 1914 y 1979. Las seis refinerías en conjunto producen 1.23 MMbd: Tula (1976), 277 Mbd; Salina Cruz (1979), 257 Mbd; Cadereyta (1979), 188 Mbd; Salamanca (1950), 179 Mbd; Minatitlán (1956), 171 Mbd; Madero (1914), 128 Mbd; y adicionalmente se producen 25 Mbd de refinados de gas licuado. La figura 26 muestra que Pemex refina menos de la mitad del petróleo que produce, lo que implica que el mayor porcentaje de la producción se comercializa sin valor agregado.

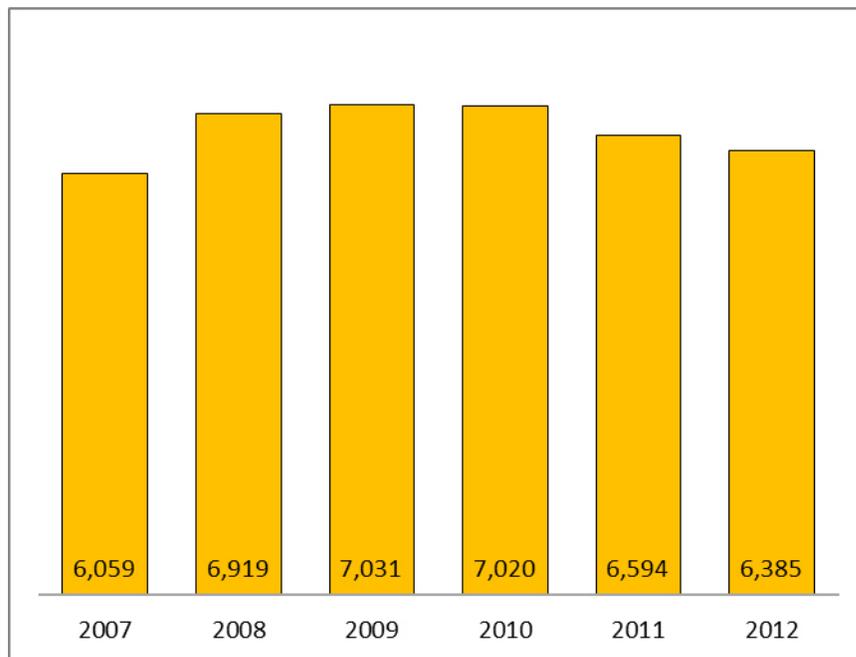
Para aumentar la producción de hidrocarburos se requieren inversiones significativas en: i) campos no convencionales, para aumentar la producción de petróleo y gas natural; y ii) en nuevas plantas y la modernización de las instalaciones existentes, para aumentar la producción de refinados y petroquímicos.

Figura 23. Pemex importaciones



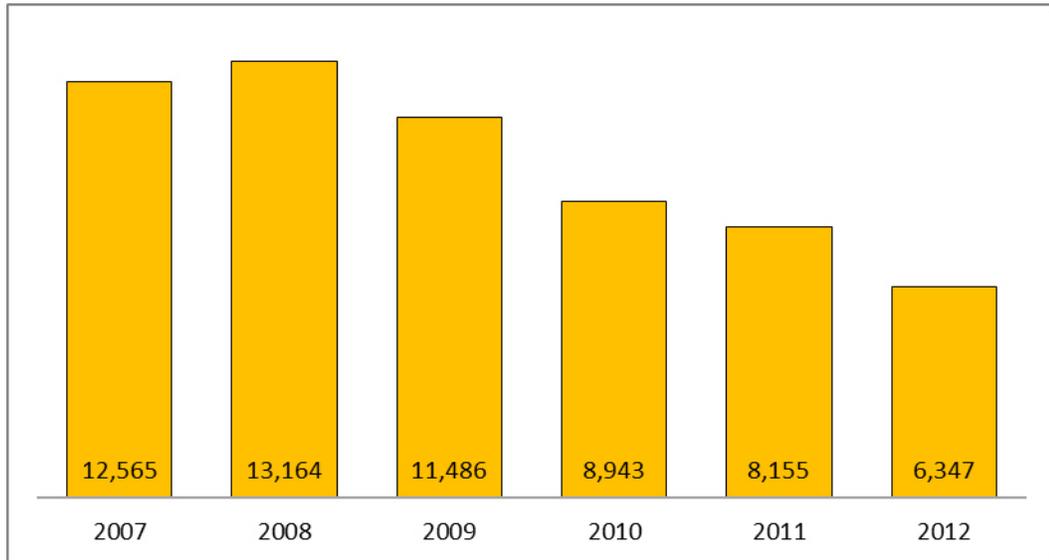
Fuente: SEC Forma 20F Pemex

Figura 24. Pemex producción de gas natural (MMpcd)



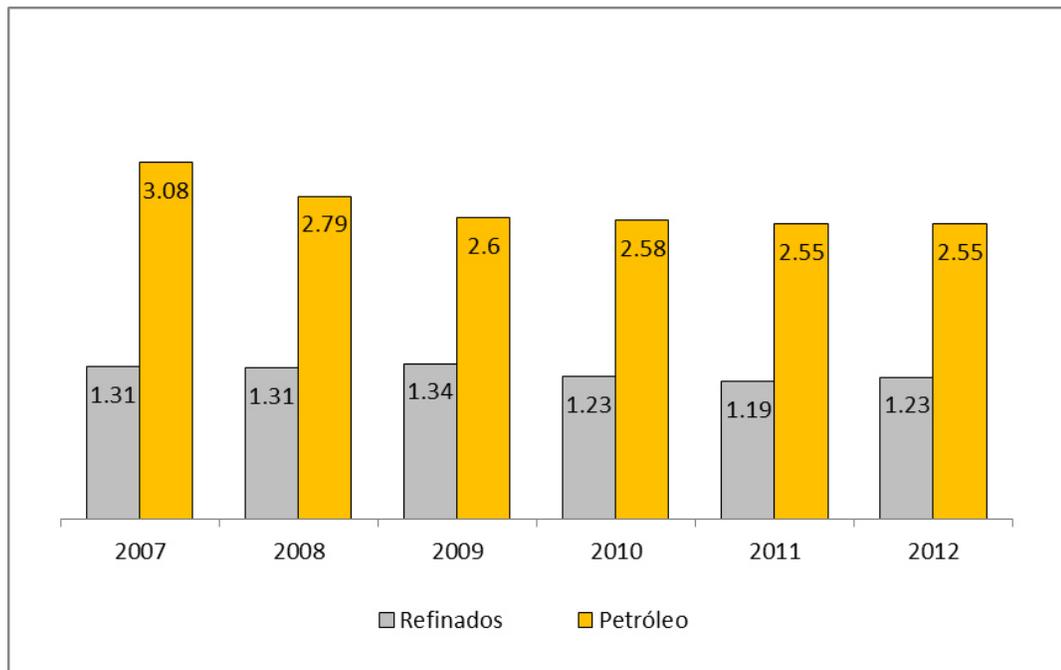
Fuente: SEC Forma 20F Pemex

Figura 25. Pemex producción de petroquímicos (Miles de toneladas anuales)



Fuente: SEC Forma 20F Pemex

Figura 26. Pemex producción de petróleo y refinados (MMbd)



Fuente: SEC Forma 20F Pemex

5.5 Internacionalización

Pemex no tiene operaciones de exploración o producción de petróleo y gas natural fuera de México. Pemex desde 1993 tiene una participación del 50% en la refinería Deer Park refining limited en Texas, Estados Unidos, el otro 50% corresponde a Shell, esta refinería tiene una capacidad de producción de 340 Mbd. Pemex también tiene una participación en la petrolera española Repsol³⁰ del 9.49% del capital.

³⁰ Pemex en 1979 adquirió el 34.28% de la petrolera española Petróleos del Norte (Petronor), en 1989 Repsol adquiere a Petronor, en 1990 Pemex y Repsol llegan a un acuerdo y canje de acciones con lo que Pemex se queda con el 2.88% del capital de Repsol más una opción call por el 2.12% del capital, en 1992 Pemex ejerce su opción call y adquiere el 1.92% de Repsol con lo que su participación alcanza el 4.8%, en 1999 Pemex aumenta su participación en Repsol a 4.94% y en 2011 amplía su participación hasta 9.4% (Auditoría Superior de la Federación, 2011).

5.6 Reforma constitucional en materia de energía de diciembre de 2013

En diciembre 2 de 2012 se firma un pacto político llamado “Pacto por México” con la finalidad de realizar las reformas que México necesita para impulsar el crecimiento económico del país generando empleos y disminuyendo pobreza y desigualdad. Lo firman el Presidente de la República y los presidentes de los tres principales partidos políticos del país: el Partido Revolucionario Institucional (PRI), el Partido Acción Nacional (PAN) y el Partido de la Revolución Democrática (PRD). El pacto incluye 95 compromisos agrupados en cinco categorías. Dentro de la segunda categoría: Acuerdos para el crecimiento económico, el empleo y la competitividad, en la sección 2.5 se encuentran los acuerdos sobre la reforma energética para el crecimiento económico del sector petróleo y gas (Pacto por México, 2012).

Los acuerdos sobre la reforma energética en el sector petróleo y gas incluyen:

- i) el Estado mexicano mantiene la propiedad y control de los hidrocarburos y la propiedad de Pemex;
- ii) se realizarán reformas al marco legal energético, fiscal y de paraestatales para transformar a Pemex en una empresa productiva del Estado para convertirla en una empresa de clase mundial;
- iii) se ampliará la exploración y producción de hidrocarburos mediante una reforma que maximice la renta petrolera para el Estado mexicano;
- iv) se fortalecerá la competencia en los procesos de refinación, petroquímica y transporte de hidrocarburos; y
- v) se fortalecerá la cadena de proveedores nacionales Pemex.

Un año más tarde de la firma del pacto por México, en diciembre de 2013, el constituyente permanente: i) Cámara de Diputados, ii) Cámara de Senadores; y iii) las Legislaturas de los estados aprobaron una amplia reforma energética en hidrocarburos y electricidad. Se modificaron tres artículos de la Constitución: 25, 27 y 28; y se establecieron 21 transitorios. La reforma se publicó en el DOF el día 20 de diciembre y entró en vigor al día siguiente.

En materia de hidrocarburos la reforma considera los siguientes puntos:

En el artículo 25 se reforma el párrafo cuarto en dos vertientes: i) se acota como única área estratégica a cargo en exclusiva del Estado en materia de hidrocarburos a la “exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos”; y ii) se incorpora en la Constitución la figura de “empresas productivas del Estado”. Se señala que para garantizar la eficiencia, eficacia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas de las empresas productivas del Estado, mediante legislación secundaria y considerando las mejores prácticas, se establecerá su administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y régimen de remuneraciones para su personal.

En el artículo 27 el párrafo cuarto no sufrió cambios quedando: “...Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales... el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos...”. En el párrafo

sexto se eliminó lo referente a los hidrocarburos y se adiciono un párrafo sólo sobre hidrocarburos (nuevo párrafo séptimo).

Este nuevo párrafo de igual manera que antes de la reforma establece que la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos es inalienable e imprescindible y no se otorgaran concesiones. Señala que la Nación realizará las actividades de exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos mediante la asignación a empresas productivas del Estado o a través de contratos con estas o con particulares. También menciona que las empresas productivas del Estado para cumplir con sus asignaciones o contratos podrán contratar a empresas particulares.

La reforma al artículo 27 prohíbe las concesiones, pero eliminó la prohibición de no otorgar contratos en materia de hidrocarburos. En el propio artículo 27 se señala como justificación para permitir que el Estado realice la exploración y extracción de hidrocarburos mediante los esquemas de asignaciones y contratos a favor de empresas productivas del Estado o empresas particulares: “...obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación...”

En el artículo 28, referente a la prohibición de los monopolios en México. En el párrafo cuarto, en lo relativo a las áreas estratégicas, se cambió el término de petróleo y demás hidrocarburos, acotando a sólo la exploración y extracción de petróleo y de los demás hidrocarburos y se eliminó como área estratégica a la

petroquímica básica. Al párrafo sexto se le adiciona un enunciado donde se crea un fideicomiso llamado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, su objeto será recibir, administrar y distribuir los ingresos (excepto las contribuciones) de las asignaciones y contratos por la exploración y extracción de hidrocarburos. La reforma al artículo 28 incluye la adición de un párrafo, el nuevo párrafo octavo, donde se eleva a rango constitucional a los órganos reguladores en materia energética del Poder Ejecutivo: CNH y CRE.

Los transitorios de la reforma constitucional establecen: i) el plazo para que el Congreso de la Unión realice las adecuaciones necesarias a la legislación secundaria; ii) los puntos que deberá contener la legislación secundaria para hacer efectiva la reforma energética; iii) los plazos y los procesos que deberán cumplir la Sener y Pemex para la asignación de las áreas de exploración y explotación de hidrocarburos que mantendrá Pemex; y iv) la obligación del Ejecutivo Federal de crear el órgano que operará el sistema nacional de ductos para el transporte y las instalaciones para el almacenamiento de gas natural.

Principales lineamientos establecidos en los transitorios de la reforma:

- i) El Congreso de la Unión realizará las adecuaciones a la legislación secundaria para hacer efectiva la reforma energética dentro de los 120 días naturales contados a partir del día siguiente al de su publicación en el DOF (21 de diciembre de 2013).
- ii) La legislación secundaria establecerá la forma y los plazos para que los organismos descentralizados Pemex y CFE se transformen en

empresas productivas del Estado, este plazo no podrá exceder de dos años. Aunque Pemex aun no sea empresa productiva del Estado está facultado para recibir asignaciones y celebrar los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

- iii) La legislación secundaria establecerá las contraprestaciones que pagará el Estado a sus empresas productivas o a los particulares por la exploración y extracción de hidrocarburos que realicen por cuenta de la Nación.
- iv) Entre las modalidades de contraprestaciones que se deben considerar: i) en efectivo, para contratos de servicios; ii) un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida; iii) con la transmisión onerosa de los hidrocarburos extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia; o iv) cualquier combinación de las anteriores.
- v) La legislación secundaria establecerá las contraprestaciones y contribuciones a cargo de las empresas productivas del Estado o los particulares, así como los casos en los que se les impondrá el pago a favor de la Nación por los productos extraídos que se les transfiera.
- vi) La Sener asistida por la CNH adjudicará a Pemex las asignaciones de áreas de exploración y extracción de hidrocarburos. Pemex dentro de los 90 días a partir del 21 de diciembre deberá someter a consideración de la Secretaría la adjudicación de las áreas en exploración y producción que esté operando, deberá acreditar que cuenta con la capacidad para explorar y extraer los hidrocarburos de

forma eficiente y competitiva. La Secretaría revisará la solicitud y emitirá su resolución dentro de los 180 días naturales siguientes a la fecha de solicitud de Pemex, la resolución deberá contener la superficie, profundidad y vigencia de las asignaciones. Pemex continuará con los trabajos de exploración de cada área asignada, dispondrá de un plazo de tres años, prorrogables máximo en dos años, de no tener éxito o no iniciar las actividades de extracción, el área en cuestión deberá revertirse al Estado. Pemex podrá proponer a la Secretaría para su autorización la migración de las asignaciones que se le adjudiquen al esquema de contratos.

- vii) La legislación secundaria establecerá los porcentajes mínimos de contenido nacional en la proveeduría para la ejecución de las asignaciones y contratos en exploración y extracción de hidrocarburos, lo anterior con la finalidad de promover la participación de cadenas productivas nacionales y locales.
- viii) La legislación secundaria establecerá que las asignaciones y los contratos que el Estado suscriba con las empresas productivas del Estado o con particulares sean otorgados a través de mecanismos de máxima transparencia, las bases y reglas de los procedimientos que se instauren serán debidamente difundidas y consultables. Las contraprestaciones, contribuciones y pagos previstos en los contratos deberán divulgarse.
- ix) La legislación secundaria incluirá la creación de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector

Hidrocarburos (ANSIPMASH), órgano administrativo desconcentrado de la secretaría del ramo con autonomía técnica y de gestión.

- x) La legislación secundaria establecerá como atribuciones de la Sener en materia de hidrocarburos: establecer, conducir y coordinar la política energética, la adjudicación de asignaciones y la selección de áreas que podrán ser objeto de contratos, con la asistencia de la CNH, el diseño técnico de los contratos, los lineamientos técnicos a observarse en las licitaciones, el otorgamiento de permisos para el tratamiento y refinación de petróleo y para el procesamiento del gas natural.
- xi) La legislación secundaria establecerá como atribuciones de la CNH: la asesoría técnica a la Sener, la recopilación de información geológica y operativa, el desarrollo y mantenimiento del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos; la realización de licitaciones, asignación de ganadores y la suscripción de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos; la administración técnica de las asignaciones y contratos; la supervisión de los planes de extracción que maximice la productividad del campo en el tiempo; y la regulación en materia exploración y extracción de hidrocarburos.
- xii) La legislación secundaria establecerá como atribuciones en materia de hidrocarburos de la CRE: la regulación y el otorgamiento de permisos para almacenamiento, transporte y distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos; la regulación de acceso a terceros a los ductos de transporte y al almacenamiento de

hidrocarburos y sus derivados; y la regulación de las ventas de primera mano de dichos productos.

- xiii) La legislación secundaria establecerá como atribuciones de la SHCP: el establecimiento de las condiciones económicas fiscales de las licitaciones y de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.
- xiv) La legislación secundaria establecerá como atribuciones de la ANSIPMASH: regular y supervisar en materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente, las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos, incluyendo el desmantelamiento y abandono de instalaciones y el control integral de residuos.
- xv) El Ejecutivo Federal deberá crear mediante decreto dentro de los doce meses posteriores a la entrada en vigor de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CNCGN), que se encargará de la operación del sistema nacional de ductos para el transporte y las instalaciones para el almacenamiento de gas natural. El CNCGN adquirirá de Pemex y administrará la infraestructura para el transporte por ducto y para el almacenamiento de gas natural. Pemex transferirá al CNCGN los contratos que tenga suscritos para que el CNCGN los administre.
- xvi) La legislación secundaria establecerá el marco jurídico que regulará las empresas productivas del Estado que deberá incluir: a) su objeto sea la creación de valor económico e incrementar los ingresos de la

Nación; b) operen con autonomía presupuestal y estén sujetas al balance financiero y al techo de servicios personales que proponga la SHCP y apruebe el Congreso de la Unión; c) su organización, administración y estructura corporativa sean acordes a las mejores prácticas a nivel internacional, se asegure su autonomía técnica y de gestión, con un régimen especial de contratación para obtener los mejores resultados en sus actividades; d) en el caso de las empresas productivas del Estado en el sector hidrocarburos su Consejo de Administración estará formado por 10 consejeros, cinco consejeros del Gobierno Federal, incluido el Secretario de Energía que tendrá voto de calidad y cinco consejeros independientes; e) sus directores serán nombrados y removidos por el Ejecutivo Federal o en su caso removidos por el Consejo de Administración, f) sus operaciones de financiamiento no conduzcan a un incremento en el costo de financiamiento del resto del sector público o reduzcan las fuentes de financiamiento del mismo; g) operen con un régimen especial en materia de adquisiciones, arrendamiento, servicios y obras públicas, deuda pública y demás que requieran para la eficaz realización de su objeto, que les permita competir con eficacia en la industria.

5.7 Resumen

- La producción de petróleo con una tendencia a la baja, pasó de 3.0 MMbd en 2000 a 2.5 en 2012, con un pico máximo de producción en 2003 y 2004 de 3.4 MMbd. Esta disminución se originó por la caída en la producción del complejo Cantarell. La producción de gas natural, petroquímicos y refinados es insuficiente para cubrir la demanda nacional, se ha recurrido a las importaciones.
- Se requieren inversiones significativas para aumentar la producción de petróleo y gas natural en campos no convencionales. Para aumentar la producción de refinados y petroquímicos se requieren inversiones significativas en nuevas plantas y en la modernizar las instalaciones actuales.
- Pemex es una empresa petrolera nacional 100% paraestatal.
- En México, el Estado de acuerdo con la legislación vigente ejerce el monopolio del petróleo, gas natural y petroquímica básica, a través de Pemex.
- La reforma constitucional en materia de energía de diciembre de 2013 termina con el monopolio de Pemex, abre el sector hidrocarburos a la inversión privada, transforma a Pemex en una empresa productiva del Estado y mantiene la restricción a los particulares de no participar en el capital de Pemex, la reforma aun no es efectiva porque falta que el Congreso de la Unión apruebe la legislación secundaria.

- Pemex no cumple con lineamientos de operación y de Gobierno Corporativo para paraestatales.
- La carga fiscal directa sobre Pemex en los últimos 12 años promedia el 56.91%. Los derechos son la principal contribución sobre Pemex, representan más del 50% de sus ventas netas ocasionando que la paraestatal opere con pérdidas y recurra al endeudamiento para mantener su operación y cumplir sus obligaciones fiscales.

6. Diseño de Investigación

Este capítulo está dividido en siete secciones:

- Tipo de investigación;
- Tipo de datos;
- Muestra;
- Prueba de comparación de medias entre dos conglomerados;
- Investigación empírica referente del modelo multivariante;
- Método de regresión datos panel; y
- Modelo econométrico multivariante de la investigación.

En este capítulo se describe el tipo de investigación, la fuente de los datos y la muestra. Se analiza la prueba univariante de comparación de medias entre dos conglomerados que se utiliza para determinar si el conglomerado de empresas parcialmente privatizadas tiene mayor crecimiento post privatización que Pemex. Se analiza la investigación empírica que se considera como referencia para el modelo econométrico multivariante de la investigación. Se analiza el método de regresión datos panel y la técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión que se utilizan en el modelo multivariante de la investigación. Finalmente se describe el modelo multivariante de la investigación, sus variables y su aplicación.

6.1 Tipo de Investigación

El presente estudio se ubica dentro de las ciencias³¹ particulares, dentro de las ciencias sociales y dentro de la Contaduría³². En el Doctorado en Contaduría³³ se ubica dentro de la línea de impuestos y estudios fiscales, por la importancia de Pemex para la recaudación nacional, por el efecto de la carga fiscal sobre las finanzas y el crecimiento de Pemex y por el efecto del crecimiento de Pemex en el crecimiento económico y la recaudación del país; por lo anterior se incluye en el presente estudio un análisis del régimen fiscal de Pemex.

Es una investigación cuantitativa³⁴, no experimental³⁵. Se utiliza la estadística³⁶ inferencial³⁷. Es una investigación multivariable y correlacional. La hipótesis se

³¹ De acuerdo con Kedrov & Spirkin (1968) la ciencia es una forma superior de los conocimientos, que trata de las leyes del mundo externo, los cuales se obtienen mediante métodos cognoscitivos, que se reflejan en conceptos exactos.

³² En Venecia en 1494 Fray Lucca Paccioli publica su obra *Summa de arithmetica, geometria, proportioni et proportionalita*, en este libro incluye el estudio de la partida doble. Dado el carácter paradigmático del principio de dualidad y el alto valor intrínseco de la recurrencia histórica de la obra de Paccioli, 1494 se considera el año que constituye el comienzo de la Contaduría como ciencia (Gómez, 2004).

³³ Ciencia que tiene por objeto la captación y representación en términos cualitativos y cuantitativos, mediante un ordenado conjunto de proposiciones, de la realidad económica-patrimonial de una unidad económica, en el transcurso del tiempo, con el fin de obtener el conocimiento necesario para orientar su gestión económica (Gómez, 2004).

³⁴ Utiliza la recolección de datos para probar hipótesis, con base en la medición numérica y el análisis estadístico para establecer patrones de comportamiento y probar teorías (Hernández, Fernández, & Baptista, 2006).

³⁵ Estudios que se realizan sin la manipulación deliberada de variables, se observan los fenómenos en su ambiente natural, para después analizarlos (Hernández, Fernández, & Baptista, 2006).

³⁶ Es la ciencia de recolectar, organizar, presentar, analizar e interpretar datos, que ayuden en la toma de decisiones (Mason, Lind, & Marchal, 2001).

valida a través de correlaciones³⁸ de las variables. Se observa el comportamiento de las variables, se estudia su evolución en el tiempo y las relaciones entre las mismas, la relación de variables es causa y efecto.

³⁷ Estadística inferencial: conjunto de métodos utilizados para saber algo acerca de una población, basándose en una muestra (Mason, Lind, & Marchal, 2001).

³⁸ Ofrecen predicciones y explican y cuantifican la relación entre variables (Hernández, Fernández, & Baptista, 2006).

6.2 Tipo de Datos

Los datos son series de tiempo³⁹ panel⁴⁰. Los datos de activo total, ventas netas, contribuciones directas, capital contable y pasivo, necesarios para el análisis descriptivo y para el análisis econométrico⁴¹ se obtienen de los informes anuales que las tres empresas (Pemex, Petrobras y Ecopetrol) entregan a la SEC, en la forma 20F, disponibles en sus portales de internet.

La información para el marco teórico y marco conceptual del presente estudio, se obtiene de: (i) libros; (ii) artículos en revistas científicas; y (iii) publicaciones en portales de internet de organismos e instituciones internacionales, universidades, empresas petroleras y empresas consultoras del sector hidrocarburos.

La OCDE elabora estudios económicos a cada uno de sus 34 países miembros cada dos años. En el caso de México, en la publicación del 2009, el organismo dedica especial atención al manejo de la economía del petróleo y como impulsarla; también incluye aspectos relevantes sobre la recaudación y las

³⁹ Una serie de tiempo es un conjunto de observaciones de una variable en intervalos regulares: diario, mensual, trimestral, anual, etc. (Gujarati & Portes, 2010).

⁴⁰ En los datos tipo panel, el mismo grupo de participantes o sujetos es medido u observado, en todos los tiempos o momentos. Se tiene la ventaja de que se conocen los cambios grupales y se conocen los cambios individuales, se tiene identificado que sujetos hacen el cambio (Hernández, Fernández, & Baptista, 2006).

⁴¹ La econometría es el análisis cuantitativo mediante el uso de métodos apropiados de inferencia estadística sobre los datos económicos para dar soporte empírico a modelos económicos (Gujarati & Portes, 2010); (Tintner, 1968).

reformas estructurales necesarias para un crecimiento económico elevado y sostenido (OCDE, 2009).

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) también realiza estudios económicos en forma periódica a los países de la región de América Latina y el Caribe, incluye análisis y recomendaciones en materias como empresas paraestatales, recaudación y crecimiento económico.

La Agencia Internacional de Energía (AIE) publica estadísticas y estudios relevantes sobre la industria petrolera y el sector energético.

La información de las empresas parcialmente privatizadas de la muestra se obtiene de los portales de internet de Petrobras y Ecopetrol. La información sobre Pemex y México se obtiene de las páginas de Pemex, Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), Cámara de Diputados y Presidencia de la República.

6.3 Muestra

La muestra del estudio es del tipo no probabilístico⁴².

Esta investigación tiene como unidad de análisis las empresas petroleras latinoamericanas, Pemex, Petrobras y Ecopetrol y el contexto en el que operan en sus respectivos países de origen. Las dos empresas seleccionadas para comparar con Pemex son Petrobras y Ecopetrol. Para su selección se analizaron las principales empresas petroleras de América, se encontró que en el continente sólo Petrobras y Ecopetrol operan bajo el esquema de privatización parcial a través de colocación de parte de su capital, mediante ofertas públicas, en el mercado de capitales, en ambas empresas el Estado mantiene el control de la empresa ya que conserva la mayoría de las acciones con derecho a voto y ambas empresas cotizan en la bolsa de Nueva York (Petrobras a partir de 2000 y Ecopetrol a partir de 2008). La tabla 9 muestra las principales empresas petroleras de América, su titularidad: privada, paraestatal o paraestatal parcialmente privatizada y su país de origen. En esta tabla sólo Petrobras y Ecopetrol son empresas paraestatales parcialmente privatizadas.

⁴² La elección de los elementos no se realiza a través de la probabilidad sino considerando las características de la investigación o la decisión de quien toma la muestra. En la investigación cuantitativa es útil cuando el estudio requiere la selección cuidadosa y controlada de sujetos con ciertas características establecidas en el planteamiento del problema (Hernández, Fernández, & Baptista, 2006).

Tabla 9. **Empresas petroleras en América**

Empresa	Titularidad	País
Exxon Mobil	Privada	Estados Unidos
Chevron	Privada	Estados Unidos
Conocophillips	Privada	Estados Unidos
Imperial Oil	Privada	Canadá
Husky Energy	Privada	Canadá
Suncor Energy	Privada	Canadá
Pemex	Paraestatal	México
Petrobras	Paraestatal parcialmente privatizada	Brasil
Ecopetrol	Paraestatal parcialmente privatizada	Colombia
Pedvesa	Paraestatal	Venezuela
YPF	Paraestatal	Argentina
Petroecuador	Paraestatal	Ecuador
Petroperu	Paraestatal	Perú
YPFB	Paraestatal	Bolivia
ENAP	Paraestatal	Chile

Fuente: (Colegio de México, 2010) y (PFC Energy, 2013)

Adicionalmente se seleccionó Petrobras y Ecopetrol porque son paraestatales latinoamericanas al igual que Pemex y los gobiernos de sus países de origen para impulsar el crecimiento de su industria petrolera reformaron sus legislaciones para transformar a su empresa petrolera nacional en una empresa paraestatal productiva y fortalecer la competencia al permitir una mayor participación privada en el sector.

Flores (2013) señala que Brasil y Colombia, son ejemplo de cómo estructurar el sector petróleo y evidencia útil para México de la ventaja de transformar a la empresa petrolera nacional en una empresa paraestatal productiva y permitirle asociarse con otras empresas nacionales o privadas.

Dentro de las empresas petroleras más grandes de Latinoamérica, se encuentra, la empresa petrolera nacional de Venezuela, Petróleos de

Venezuela (Pedevesa). La cual no se incluye en la muestra de empresas parcialmente privatizadas del estudio, puesto que es una empresa 100% paraestatal como Pemex. Lo que no permite aplicar el modelo de regresión utilizado en el análisis multivariante, al no poder medir el efecto post privatización parcial.

Otro de los factores por el cual se eligieron a Petrobras y Ecopetrol es por el crecimiento significativo de sus activos, de sus ventas y su beneficio neto en el período de estudio. La Tabla 10 muestra indicadores de 2012 de las empresas petroleras Petrobras, Ecopetrol y Pemex, incluyendo el beneficio neto, como se puede notar el desempeño de Petrobras y Ecopetrol en este indicador es significativamente mejor al de Pemex.

Tabla 10. Indicadores de Petrobras, Ecopetrol y Pemex (diciembre 2012)

	Petrobras	Ecopetrol	Pemex
Fecha de creación	3/oct/1953	25/ago/1951	7/jun/1938
Beneficio (Millones de dólares americanos (EUA\$))	\$14,493	\$8,358	\$1,305
Producción de petróleo (MMbd)	2.16	.616	2.55
Empleados	61,878	9,701	151,022
Año de reforma sector petróleo	1997	2003	
Año de apertura al capital privado	2000	2008	
Participación del Estado en el capital	60.47% (con derecho a voto) 48.9% (Total)	88.5%	100%

Fuente: (SEC, 2013a); (SEC, 2013b); (SEC, 2013)

Se considera como año de apertura al capital privado a partir de que cotizan en el NYSE.

Del total de las acciones de Petrobras, el 48.9% las tiene el Estado brasileño: 28.67% el Gobierno Federal y 20.23 el fondo de pensiones de funcionarios del Banco de Brasil y otros organismos y entidades gubernamentales.

Con relación al período de estudio (1997-2012), se considera a partir de 1997 ya que de acuerdo con Wolf & Pollitt (2008) para evaluar el efecto de la

privatización, se debe considerar un período de 7 años: el año de privatización, tres antes y tres después. En Petrobras la privatización parcial fue en 2000 y en Ecopetrol en 2008. Para Wolf & Pollitt (2008) en Petrobras se considera el año 2000 como año de inicio de la privatización, ya que en ese año comenzó a cotizar en el extranjero, en el NYSE. Petrobras antes de 2000 había hecho pequeñas colocaciones de capital en la bolsa local, que de acuerdo con Wolf & Pollitt (2008) sólo lo obligaban limitadamente a revelar información y no tenían un impacto en el monitoreo del desempeño de la gerencia, por lo que no se puede considerar como una privatización.

6.4 Prueba de comparación de medias entre dos conglomerados

Para determinar si las empresas parcialmente privatizadas de la muestra tienen una media de crecimiento en los años post privatización mayor que la media de crecimiento de Pemex se utiliza la prueba paramétrica univariante de comparación de medias entre dos conglomerados, utilizando el estadístico t. Esta prueba fue utilizada por Oropeza (2010) para comparar las medias de indicadores de eficiencia financiera y operativa, en el período de 1997 a 2007, de Pemex con conglomerados de empresas del sector hidrocarburos agrupadas de acuerdo con su titularidad. En el presente estudio, esta prueba permitirá determinar si las medias de las variables en el conglomerado A tienen un mayor crecimiento que las del conglomerado B. El conglomerado A, lo integran Petrobras y Ecopetrol y el conglomerado B, lo integra Pemex. Las observaciones que se consideran en la prueba son las correspondientes a los años post privatización parcial. Las variables que se utilizan son las mismas del modelo econométrico multivariante de la investigación: ventas netas y activo total.

Las hipótesis de la prueba:

$$H_0: \mu_A = \mu_B \quad (1)$$

$$H_1: \mu_A > \mu_B \quad (2)$$

6.5 Investigación empírica referente del modelo multivariante

Este estudio parte del supuesto de que las empresas petroleras parcialmente privatizadas tienen un mayor crecimiento que las empresas 100% paraestatales.

De la revisión a la literatura, se encontró un modelo multivariante de utilidad para la presente investigación. Este modelo evalúa mediante el método de regresión datos panel efectos fijos en las entidades, el impacto de la privatización parcial sobre indicadores financieros y operativos de las empresas paraestatales.

El modelo fue desarrollado en la Universidad de Cambridge por Christian Wolf y Michael G. Pollit. Los autores investigan el impacto de la privatización parcial en el desempeño financiero y operativo en las empresas del sector petróleo y gas. Consideran 28 empresas de 20 países, incluyen privatizaciones realizadas entre 1977 y 2004. Utilizan como variables dependientes: la utilidad, las ventas, la producción, el número de empleados, la inversión, la deuda, los dividendos y el costo de producción. Concluyen que la privatización parcial tiene un efecto positivo sobre la utilidad, la producción, el empleo, la inversión y los dividendos; y tiene un efecto negativo sobre la deuda y el costo de producción.

Ecuación del modelo:

$$Perf_{it} = \alpha_i + \beta_1 Post_{it} + \beta_2 Year_{it} + \beta_3 [Post * Year]_{it} + \gamma Oil_{it} + \mu CtrGrp_t + \varepsilon_{it} \quad (3)$$

Dónde:

Perf Es la métrica de desempeño.

Post Es una variable dummy (valor de 1 para los 3 años siguientes al año de privatización).

Year Variable discreta (valor de 1 a 7, siendo 1 para el tercer año anterior al de privatización y 7 para el tercer año después de la privatización).

*Post*Year* Es una variable dummy de interacción (es el resultado de la multiplicación de la variable *Post* por la variable *Year*).

Oil Es una variable de control, se utiliza el precio del petróleo.

CtrGrp Es la media del desempeño de un grupo de control (si se dispone).

i 1,.....,N, es la entidad (empresa petrolera)

t 1,.....,T, es el momento en que se toma la observación de la entidad *i*.

ε Es variable aleatoria, con valores positivos y negativos, es un sustituto de todas las variables que se omiten en la regresión y que afectan a la variable dependiente (Gujarati & Portes, 2010).

Considerando las características del presente estudio, este modelo se toma como referencia para probar las hipótesis de la investigación.

6.6 Método de regresión datos panel

6.6.1 Regresión

La regresión⁴³ es una herramienta esencial de la econometría. La regresión consiste en el análisis de la dependencia de una variable (variable dependiente) respecto a una o más variables (variables explicativas o independientes) con la finalidad de predecir la media de la población de la variable dependiente partiendo de los valores conocidos de las variables independientes (Gujarati & Portes, 2010). La ecuación de la regresión es una función matemática que se utiliza para definir la relación entre la variable dependiente Y y la(s) variable(s) independientes X . Tiene la estructura $Y' = a + bX$. Se utiliza para pronosticar Y partiendo de los valores seleccionados de X (Mason, Lind, & Marchal, 2001). El método para estimar la función de la regresión o la ecuación de la regresión más común es el método de MCO (Gujarati & Portes, 2010). Este método radica en minimizar la suma de los cuadrados de los residuales y se emplea para formular la ecuación de mínimos cuadrados que se utiliza para encontrar los puntos de la gráfica rectilínea que pasan por la parte media de los datos (línea de mejor ajuste) (Mason, Lind, & Marchal, 2001).

⁴³ El término regresión fue utilizado por primera vez por el inglés Francis Galton en su libro "Natural inheritance" (1889). Cada peculiaridad de un hombre es transmitida a sus descendientes pero en un menor grado (regresión a la media). Los padres de estatura alta tienden a procrear hijos de estatura alta y los padres de estatura baja tienden a procrear hijos de estatura baja, no obstante, la altura de los hijos de padres inusualmente altos o inusualmente bajos tiende a regresar a la estatura promedio de la población total (regresión a la media) (Gujarati & Portes, 2010).

6.6.2 Datos panel

Tenemos datos con series de tiempo y con elementos de corte transversal. Los datos panel incluyen información en el tiempo y en el corte transversal (espacio). Los datos panel mantienen los mismos individuos u objetos (entidades) y sus medidas (cuantitativas o cualitativas) en el tiempo (Brooks, 2008).

La forma más práctica de analizar los datos panel es a través de una regresión panel. Que consiste en una simple ecuación que involucra a todos los datos juntos. La información (*dataset*) para Y está en una columna conteniendo las observaciones de una manera de corte transversal (*cross-sectional*) y en la serie de tiempo, y todas las variables explicativas en columnas formando la matriz X , finalmente esta ecuación se estima utilizando MCO (Brooks, 2008).

Esta estimación implica que los valores promedio de las variables y la relación entre estas, es constante en el tiempo y en las unidades transversales de la muestra. Podemos estimar por separado cada entidad, pero esto no será óptimo, ya que la aproximación no considerará alguna estructura común presente en las series. Podemos estimar por separado, con una regresión transversal para cada período de tiempo, pero no consideraríamos la posible variación común en la serie en el tiempo (Brooks, 2008).

Ventajas de los datos panel

1. Podemos resolver un amplio rango de problemas complejos que no es posible resolver con sólo series de tiempo o sólo datos de corte transversal.
2. A menudo, es de interés examinar como las variables o sus relaciones en el tiempo cambian dinámicamente. Para hacer esto, sólo con series de tiempo, necesitaríamos una gran cantidad de observaciones. Pero combinando datos de corte transversal y series de tiempo, se pueden incrementar los grados de libertad y por consecuencia, el poder de la prueba, mediante el comportamiento dinámico de un número significativo de entidades en el tiempo. La combinación de los datos, de este modelo ayuda a reducir los problemas de multicolinealidad⁴⁴ que surgen con los modelos de sólo series de tiempo.
3. Estructurando un modelo de forma apropiada, podemos eliminar el efecto de omitir variables en el resultado de la regresión (Brooks, 2008).
4. Los datos panel se refieren a entidades (empresas, países, etc.) en el tiempo, es probable la presencia de heterogeneidad en las entidades. Las técnicas de datos panel toman en cuenta de manera explícita esta heterogeneidad (Gujarati & Portes, 2010) .

⁴⁴ La multicolinealidad es la correlación entre variables independientes. La multicolinealidad puede distorsionar el error estándar de la regresión y originar conclusiones incorrectas de variables independientes estadísticamente significativas. Un método para determinar si el valor de la correlación entre variables independientes es lo suficientemente grande para causar problemas: correlaciones entre -0.70 y 0.70 no son relevantes (Mason, Lind, & Marchal, 2001). El coeficiente de correlación mide el grado de asociación lineal entre dos variables, tiene un valor de -1 a 1, donde -1 y +1 indican correlación lineal perfecta y cero indica que no existe relación alguna entre ambos conjuntos de variables (Gujarati & Portes, 2010) (Mason, Lind, & Marchal, 2001) .

Panel balanceado y desbalanceado

Un panel balanceado tiene el mismo número de observaciones en el tiempo para cada unidad de corte transversal (mismo número de unidades de corte transversal, en cada punto en el tiempo) y en un panel desbalanceado, alguna o algunas de las unidades de corte transversal no tienen el mismo número de observaciones en el tiempo. Las observaciones faltantes son compensadas por el *software* utilizado para estimar el modelo (Brooks, 2008) .

Existen modelos panel de efectos fijos y de efectos aleatorios.

Modelo panel de efectos fijos

Este modelo es el más simple. Permite que el intercepto difiera transversalmente y/o en el tiempo, mientras las pendientes (coeficientes) estimadas son fijas. Los modelos panel de efectos fijos se clasifican en: (i) efectos fijos en las entidades; (ii) efectos fijos en el tiempo; y (iii) efectos fijos en las entidades y en el tiempo.

Modelo panel de efectos fijos en las entidades

Este modelo permite que el intercepto en la regresión, difiera transversalmente, pero no en el tiempo, mientras las pendientes son fijas. Este modelo encapsula todas las variables en el corte transversal que afectan a Y pero que no varían en el tiempo; por ejemplo: el sector en el que opera una firma, el género de la persona o el país donde un banco tiene sus oficinas corporativas. Este modelo puede ser estimado usando variables dummy, donde D_1 , es una variable

dummy, con valor 1 para todas las observaciones de la primera entidad (por ejemplo la primera firma) de la muestra, el resto de las variables serán cero. D_2 es una variable dummy, con valor 1 para todas las observaciones de la segunda entidad (la segunda firma) y cero para el resto y así sucesivamente (Brooks, 2008). Este modelo toma en cuenta la heterogeneidad entre los sujetos porque permite que cada entidad tenga su propio valor del intercepto, el intercepto de cada entidad no varía en el tiempo, supone que las pendientes de las regresoras (coeficientes) no varían en los individuos ni en el tiempo (Gujarati & Portes, 2010).

Modelo de efectos fijos en tiempo

Es posible un modelo de efectos fijos en el tiempo, en vez de un modelo de efectos fijos en las entidades. Se utiliza este modelo cuando se espera que el valor promedio de Y cambie en el tiempo, pero no en el corte transversal. Con el modelo de efectos fijos en tiempo, el intercepto varía en el tiempo. Este modelo encapsula todas las variables que afectan a Y que varían en el tiempo, pero son constantes en el corte transversal. Un ejemplo podría ser la regulación ambiental o un cambio en la tasa de impuestos que divide el período de la muestra, con lo que, este cambio en la tasa de impuestos puede afectar a Y pero del mismo modo a todas las firmas, por lo que podemos asumir que el cambio afecta a todas las firmas de igual manera. Este modelo puede ser estimado usando variables dummy, donde D_1 , con valor de 1 para el primer período de tiempo y cero para el resto, y así sucesivamente (Brooks, 2008).

Modelo de efectos fijos en el tiempo y en las entidades

Es posible un modelo con ambos efectos fijos, en el tiempo y en las entidades. Para resolverlo se utilizara la técnica de Least Squares Dummy Variables (LSDV) que contiene variables dummy para el tiempo y para las entidades (Brooks, 2008).

Modelo panel de efectos aleatorios

Una alternativa al modelo de efectos fijos es el modelo de efectos aleatorios, conocido como el modelo de componentes error. La diferencia entre ambos modelos radica que en el modelo de efectos aleatorios, los interceptos para cada unidad de corte transversal se asumen de un intercepto común, el cual es el mismo en las unidades de corte transversal y en el tiempo (Brooks, 2008). Si las variables dummy son consideradas como parte del intercepto, es un modelo de efectos fijos, si actúan como un término de error, es un modelo de efectos aleatorios (Rivas, 2013). Con el modelo de efectos fijos la heterogeneidad no observable se incorpora en el intercepto y con el modelo de efectos aleatorios, se incorpora en el término error, lo que modifica la varianza del modelo (Rivas, 2013).

De acuerdo con Judge, Carter, Helmut, & Tsoung-Chao (1980) si el número de datos de series de tiempo es grande y el número de unidades de corte transversal es pequeño, es preferible el modelo panel de efectos fijos, que el modelo panel de efectos aleatorios. Para decidir cuál de los dos modelos es el apropiado, se considera el fin del estudio, si se infiere partiendo de la población,

lo mejor es utilizar el modelo panel de efectos aleatorios, si se infiere a partir de una muestra seleccionada, por conveniencia, el modelo panel de efectos fijos será el adecuado (Rivas, 2013).

6.6.3 Técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión

Antes de analizar esta técnica es necesario conocer que es una variable dicótoma. Las variables que pueden indicar ausencia o presencia de cualidades, como blanco o negro, hombre o mujer, son variables a escala nominal, éstas variables son importantes para los estudios, por ejemplo: se ha encontrado, *ceteris paribus*, que las mujeres tienen menor salario que los hombres. Una manera de cuantificar estas cualidades es a través de variables artificiales que toman valores de 0 y 1, donde cero indica la ausencia y uno la presencia, por ejemplo: 1 para hombre y 0 para mujer. Estas variables se denominan variables dicótomas o variables dummy y se utilizan para clasificar datos en categorías mutuamente excluyentes, se pueden incluir en los modelos de regresión, un modelo de regresión puede sólo tener variables independientes dicótomas (Gujarati & Portes, 2010).

La técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión, es una alternativa a la prueba de Chow. La prueba de Chow mediante tres regresiones indica si dos períodos de la regresión son diferentes, pero no señala la causa de la diferencia, en cambio la técnica de variable dicótoma, con una sola regresión múltiple determina si los dos períodos son

diferentes en el intercepto, en la pendiente o en ambos (Gujarati & Portes, 2010).

6.7 Modelo econométrico multivariante de la investigación

6.7.1 Descripción del modelo

El modelo econométrico multivariante de la presente investigación es un modelo que utiliza el método de regresión múltiple⁴⁵ datos panel efectos fijos en las entidades con la técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión. La regresión datos panel permite analizar el comportamiento de las entidades Petrobras y Ecopetrol y sus variables ventas netas y activo total en el tiempo y la técnica de variable dicótoma permite determinar el comportamiento de ambas entidades en los años post privatización.

Para determinar cuál de las variantes de datos panel utilizar en el modelo multivariante de la investigación se realizaron las siguientes regresiones panel: (i) efectos fijos en las entidades; (ii) efectos fijos en el tiempo; (iii) efectos fijos en las entidades y en el tiempo; (iv) efectos aleatorios en las entidades; (v) efectos aleatorios en el tiempo; (vi) efectos aleatorios en las entidades y en el tiempo; y (vii) sin efectos. De estos modelos, el modelo de efectos fijos en las entidades es el que se ajusta mejor a las variables dependientes, con una R^2 ⁴⁶

⁴⁵ En la regresión múltiple hay más de una variable independiente.

⁴⁶ El coeficiente de determinación (R^2) indica que tan bien se ajustan (bondad de ajuste) la línea de regresión de la muestra a los datos; mide la proporción de la variación total en Y explicada por el modelo de regresión; tiene valor entre 0 y 1, donde 1 significa ajuste perfecto y 0 significa que no hay relación entre las variables independientes y la dependiente (Gujarati & Portes, 2010).

mayor, la suma de los cuadrados de los residuales⁴⁷ fue la menor y las variables independientes fueron significativas. Adicionalmente, el modelo de efectos fijos en las entidades fue el utilizado en sus investigación empíricas por Wolf & Pollitt (2008) y Gupta (2005). El modelo de efectos fijos en las entidades considera la heterogeneidad entre los sujetos, cada entidad tiene su propio intercepto, el cual no varía en el tiempo (Gujarati & Portes, 2010).

Se utiliza la técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión. De acuerdo con Gujarati & Portes (2010) un modelo de regresión de series de tiempo implica la probable presencia de un cambio estructural entre la variable dependiente y sus regresoras, entendiendo por cambio estructural que los valores de los parámetros no sean los mismos en todo el período. Esta técnica se utilizará en el presente estudio, ya que permite determinar si los coeficientes de las regresoras son iguales antes y después de la privatización parcial.

Las variables dependientes e independientes del modelo están expresadas en logaritmo. Al tratarse de un modelo de doble logaritmo (las variables en ambos lados de la ecuación están expresadas en logaritmo), los coeficientes estimados de las pendientes representan elasticidades que se pueden expresar en términos de porcentaje (Gujarati & Portes, 2010).

⁴⁷ La suma de los cuadrados de los residuales, también llamada suma residual es una medida del nivel de error del modelo. El método de MCO busca que la suma de los cuadrados de los residuales sea la menor.

6.7.2 Variables

El modelo multivariante utilizado para probar las hipótesis de la investigación considera cinco variables: dos dependientes y tres independientes.

Variables dependientes

El objetivo principal de la investigación es determinar si la privatización parcial tendrá un efecto positivo en el crecimiento de Pemex, por lo tanto las variables dependientes son métricas para medir el tamaño de las empresas, con este fin se consideran las variables: activo total y ventas netas (ventas totales menos impuestos al consumo), en miles de dólares americanos, expresados en logaritmo. El activo y las ventas como variables para medir el tamaño de las empresas, han sido utilizadas en estudios empíricos que emplean el método de regresión: Boardman & Vining (1989); Villalonga (2000); Dewenter & Malatesta (2001); Gupta (2005); Bozec, Dia, & Breton (2006).

A las dos variables dependientes se les aplicaron las pruebas de normalidad⁴⁸.

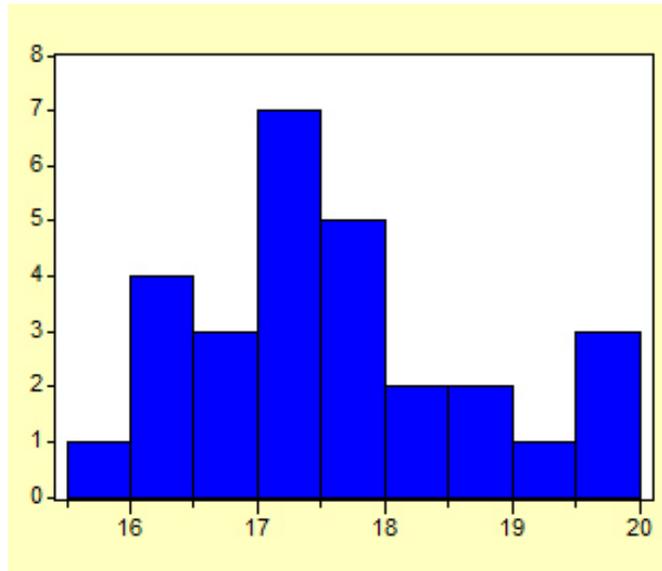
En el activo total, el valor obtenido con la prueba de normalidad Jarque-Bera⁴⁹

⁴⁸ Si la variable dependiente se distribuye normalmente, los estimadores obtenidos con el método de MCO son sólidos y permiten la inferencia estadística y las pruebas de hipótesis (Gujarati & Portes, 2010).

⁴⁹ **Prueba Jarque-Bera:** es una prueba de normalidad que se basa en los residuos de la regresión. Calcula la asimetría y la curtosis⁴⁹ de los residuos. Una variable normalmente distribuida tiene un coeficiente de asimetría igual a cero y un coeficiente de curtosis igual a 3, con este supuesto se espera que el valor del estadístico Jarque-Bera sea igual a cero (Gujarati & Portes, 2010). La asimetría y la curtosis sirven para estudiar la forma de una distribución de probabilidades. La asimetría, S, es la falta de simetría, que ambos lados de la curva de la función de densidad poblacional (FDP) no son simétricos, puede ser asimetría a la derecha o a la izquierda. Una variable normalmente distribuida tiene un valor de $S = 0$. La curtosis, K, es la

fue de 0.9436, con una probabilidad de 0.6239, con lo que hay evidencia de distribución normal de la variable, la figura 27 muestra su histograma y la tabla 11 sus estadísticos.

Figura 27. **Histograma variable dependiente activo total**



Fuente: Eviews

altura o aplanamiento de la curva, las curvas con valores de K menores de tres se denominan platocúrticas (anchas o de colas cortas), con valores mayores de tres se denominan leptocúrticas (delgadas o de colas largas), y con valores de tres, se conocen como mesocúrticas, como la distribución normal (Gujarati & Portes, 2010).

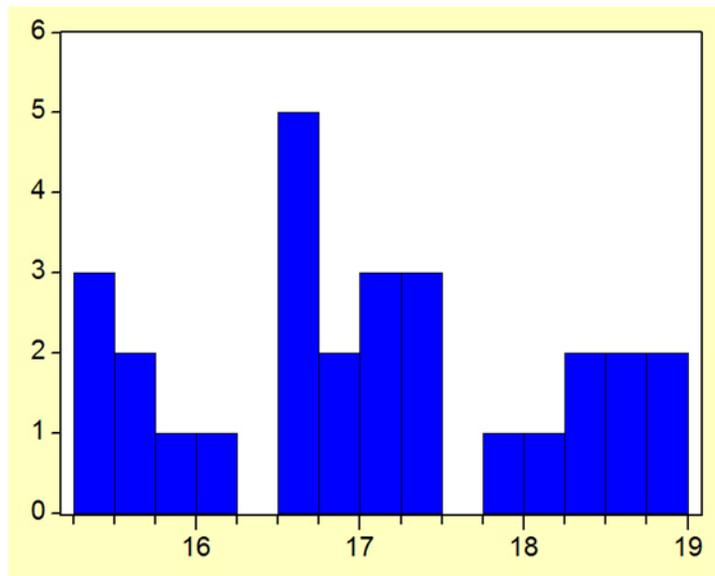
Tabla 11. **Estadísticos variable dependiente activo total**

		Activo total	
Variable	In activo total	Media	17.6322
Muestra	1997-2012	Mediana	17.4802
Observaciones	28	Máximo	19.6196
		Mínimo	15.9592
		Desviación estándar	1.0592
		Asimetría	0.3260
		Curtosis	2.3806
		Jarque-Bera	0.9436
		Probabilidad	0.6239

Fuente: Eviews

En las ventas netas, el valor obtenido con la prueba de normalidad Jarque-Bera fue de 1.3193, con una probabilidad de 0.5170, con lo que hay evidencia de distribución normal de la variable, la figura 28 muestra su histograma y la tabla 12 sus estadísticos.

Figura 28. **Histograma variable dependiente ventas netas**



Fuente: Eviews

Tabla 12. **Estadísticos variable dependiente ventas netas**

		Ventas netas	
Variable	ln ventas netas	Media	17.0511
Muestra	1997-2012	Mediana	16.9751
Observaciones	28	.Máximo	18.7985
		Mínimo	15.3857
		Desviación estándar	1.0775
		Asimetría	0.0758
		Curtosis	1.9474
		Jarque-Bera	1.3193
		Probabilidad	0.5170

Fuente: Eviews

Variables independientes

Las variables independientes o explicativas del modelo son tres y se fundamentan en las utilizadas por Wolf & Pollitt (2008) en su modelo para medir el dinamismo de la privatización en el sector petróleo y gas, en los períodos pre y post privatización y son las variables Post, Petroleo y post*petróleo.

Post: Es una variable dummy para los años post privatización. La variable tendrá un valor de 1 en los años siguientes al de privatización.

Petroleo: Es el precio del barril de petróleo anualizado expresado en logaritmo.

Se tomó como precio del barril de petróleo: el índice del Banco Mundial para esta materia prima, este índice considera 2005 con valor de 100.

Post*petroleo Es Una variable de interacción o multiplicativa. Resulta de la multiplicación de la variable post por variable petróleo. En el modelo el coeficiente de esta variable indica cuanto difiere la pendiente de la función ventas o activo del segundo período (post = 1) respecto del primer período (post = 0). Indica que tan distintos son los dos períodos (Gujarati & Portes, 2010).

La tabla 13 presenta las variables dependientes e independientes del modelo y su descripción.

Tabla 13. **Variables del modelo**

Variable	Tipo de variable	Descripción
Activo	Variable dependiente	Es el activo total anual, es una métrica de tamaño de la empresa, en miles de dólares americanos, expresada en logaritmo.
Ventas	Variable dependiente	Es la venta neta anual, es una métrica de tamaño de la empresa, en miles de dólares americanos, expresada en logaritmo.
Post	Variable independiente	Variable dummy (se considera 1 en cada uno de los años siguientes al de privatización). Captura las diferencias en el promedio de desempeño antes y después de la privatización (Wolf & Pollitt, 2008).
Petroleo	Variable independiente	Es el precio del barril de petróleo anualizado e indexado. Se utiliza el precio del petróleo como variable de control por ser el más importante y volátil driver a considerar al medir el desempeño corporativo de una empresa petrolera (Wolf & Pollitt, 2008).
Post*petroleo	Variable independiente	Es una variable de interacción o multiplicativa, post multiplicada por petróleo. En el modelo el coeficiente de esta variable indica cuanto difiere la pendiente de la función (ventas o activo) del segundo período (post = 1, para los años post privatización) respecto del primer período (Gujarati & Portes, 2010).

Fuente: elaboración propia

6.7.3 Aplicación del modelo

Hipótesis

H_0 : La privatización parcial no afectará el crecimiento de las ventas de Pemex.

H_1 : La privatización parcial afectará positivamente el crecimiento de las ventas de Pemex.

H_0 : La privatización parcial no afectará el crecimiento del activo de Pemex.

H_1 : La privatización parcial afectará positivamente el crecimiento del activo de Pemex.

Ecuaciones del modelo

$$ventas_{it} = \beta_1 + \beta_2 Post_{it} + \beta_3 Petroleo_{it} + \beta_4 [Post * Petroleo]_{it} + \varepsilon_{it} \quad (4)$$

$$activo_{it} = \beta_1 + \beta_2 Post_{it} + \beta_3 Petroleo_{it} + \beta_4 [Post * Petroleo]_{it} + \varepsilon_{it} \quad (5)$$

β_2 = Intercepto diferencial

β_4 = Coeficiente de la pendiente diferencial (alterador de la pendiente)

$i = 1, \dots, N$, es la entidad (empresa petrolera)

$t = 1, \dots, T$, es el momento en que se toma la observación de la entidad i .

Reglas de decisión

$$H_0: \beta_4 = 0 \quad (6)$$

$$H_1: \beta_4 > 0 \quad (7)$$

7. Resultados

Este capítulo está dividido en tres secciones:

- Análisis descriptivo: incluye dos apartados: i) análisis comparativo del crecimiento de Petrobras, Ecopetrol y Pemex en los indicadores: ventas netas, activo total, pasivo total, capital contable, contribuciones directas, resultado del ejercicio y producción de petróleo; y ii) análisis comparativo del crecimiento de Petrobras y Ecopetrol antes y después de la privatización parcial en los indicadores ventas netas y activo total.
- Análisis univariante utilizando la prueba de comparación de medias: presenta el análisis de los resultados de la prueba de comparación de medias de crecimiento, utilizando el estadístico t, de los indicadores ventas netas y activo total de los conglomerados Petrobras-Ecopetrol versus Pemex en los años post privatización.
- Análisis multivariante con el método de regresión panel: presenta el análisis de los resultados de la regresión panel efectos fijos en las entidades utilizando la técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión para cada una de las variables dependientes (ventas netas y activo total) incluye: (i) la tabla con los resultados de la regresión; (ii) el estadístico Durbin-Watson; (iii) la prueba de normalidad Jarque-Bera; (iv) el histograma; y (v) la tabla con los estadísticos de los residuos.

7.1 Análisis descriptivo

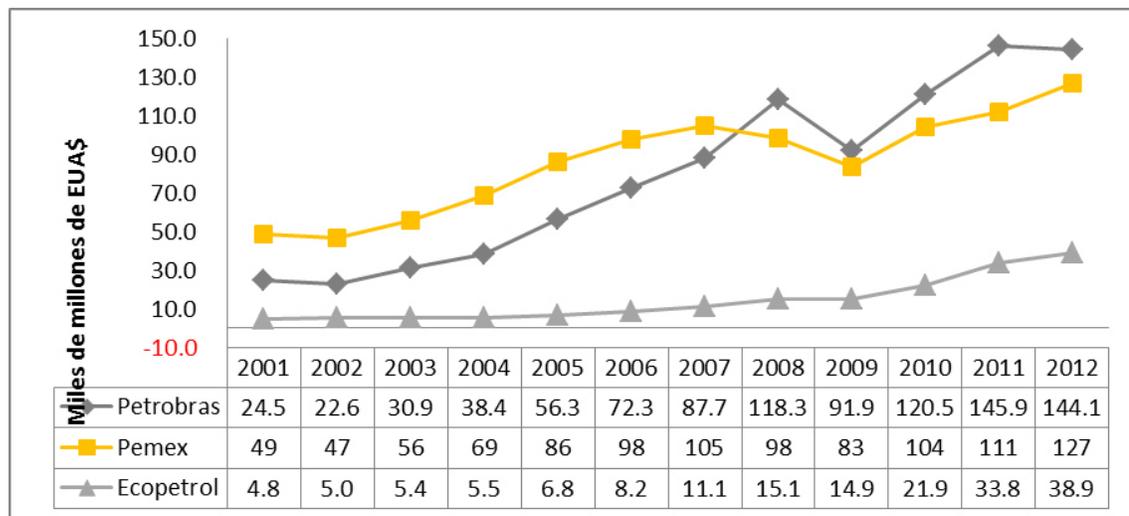
Con el análisis estadístico descriptivo en los años post privatización se encontró: (i) un mayor crecimiento en el activo total y las ventas netas de Petrobras y Ecopetrol comparado con Pemex; (ii) el pasivo total de Petrobras y Ecopetrol creció en un porcentaje menor al de su activo total, mientras que en Pemex, el crecimiento del pasivo total fue mayor que el crecimiento del activo total; (iii) el crecimiento en el capital contable de Petrobras y Ecopetrol ha sido significativo y constante, mientras que en Pemex, el capital contable ha tenido un decremento significativo; (iv) la carga fiscal directa ha sido significativamente mayor en Pemex que en Petrobras y Ecopetrol; y (v) la producción de petróleo ha disminuido en Pemex, mientras que en Petrobras y Ecopetrol se ha incrementado.

7.1.1 Análisis comparativo del crecimiento de Petrobras, Ecopetrol y Pemex

Ventas netas

En Petrobras las ventas netas pasaron de \$24,549 millones de dólares en 2001 a \$144,103 en 2012, un incremento del 487%. En Ecopetrol, pasaron de \$4,808 millones de dólares a \$38,938, un incremento del 710%. Mientras que en Pemex, pasaron de \$48,711 millones de dólares a \$126,587, un incremento del 160%. La figura 29 muestra el comportamiento de las ventas netas de las tres empresas, en el período de 2001 a 2012.

Figura 29. Ventas netas Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012



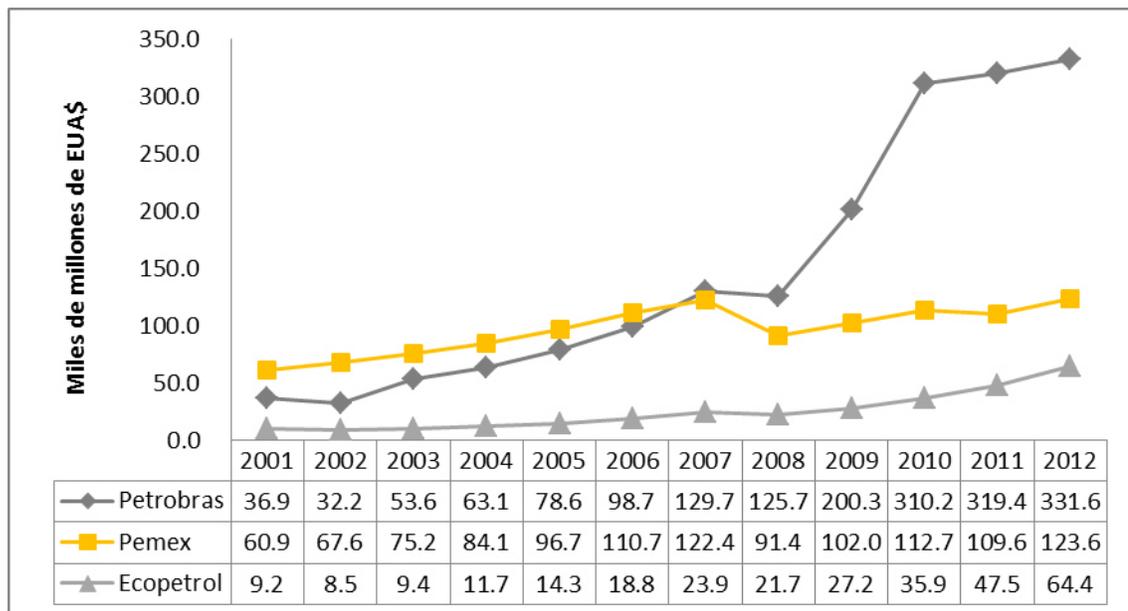
Fuente: Forma 20F SEC Petrobras, Pemex y Ecopetrol

El crecimiento de las ventas netas en las tres empresas de 2001 a 2012 fue afectado positivamente por el incremento significativo y constante en los precios del barril de petróleo, ocasionado en gran medida por el incremento de la demanda de países emergentes como China e India. En 2009 las ventas netas en las tres empresas caen como resultado de la caída en el precio del petróleo por la crisis económica global.

Activo Total

En Petrobras, el activo total pasó de \$36,864 millones de dólares en 2001 a \$331,645 en 2012, un incremento del 800%. En Ecopetrol, pasó de \$9,238 millones de dólares a \$64,403, un incremento del 597%. Mientras que en Pemex pasó de \$60,913 millones de dólares a \$123,560, un incremento del 103%. La figura 30 muestra el comportamiento del activo total de las tres empresas, en el período de 2001 a 2012.

Figura 30. **Activo total Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012**



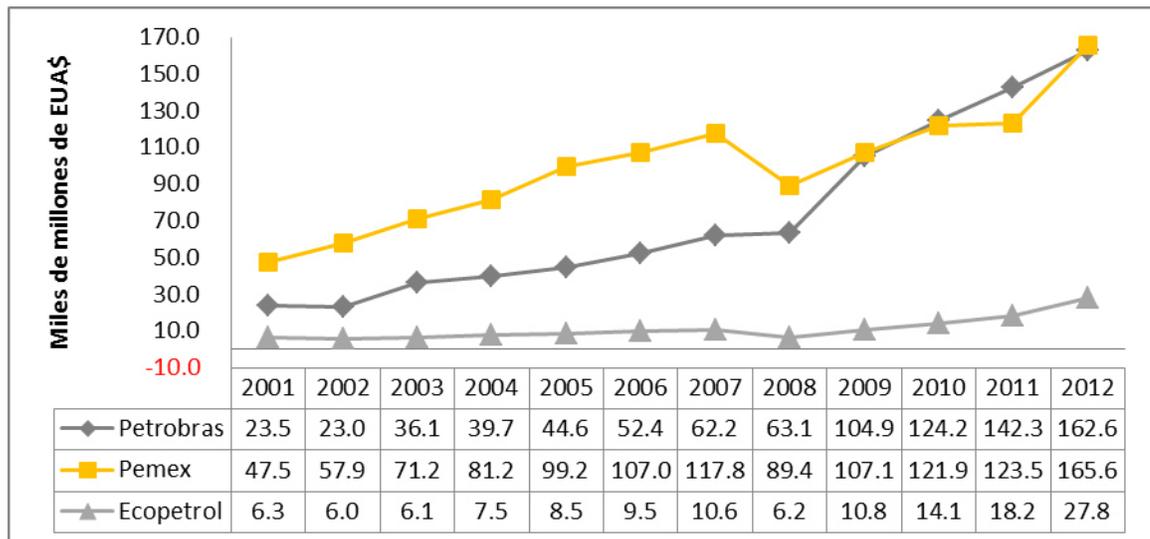
Fuente: Forma 20F SEC Petrobras, Pemex y Ecopetrol

El activo de Petrobras y Ecopetrol ha crecido significativamente en gran medida por el incremento en las ventas netas, las utilidades y por las aportaciones de capital de los nuevos accionistas.

Pasivo total

En Petrobras el pasivo total pasó de \$23,538 millones de dólares en 2001 a \$162,606 en 2012, un incremento del 591%. En Ecopetrol pasó de \$6,308 millones de dólares a \$27,790, un incremento del 341%. Mientras que en Pemex, pasó de \$47,474 millones de dólares a \$165,631, un incremento del 249%. La figura 31 muestra el comportamiento del pasivo total de las tres empresas, en el período de 2001 a 2012.

Figura 31. Pasivo Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012



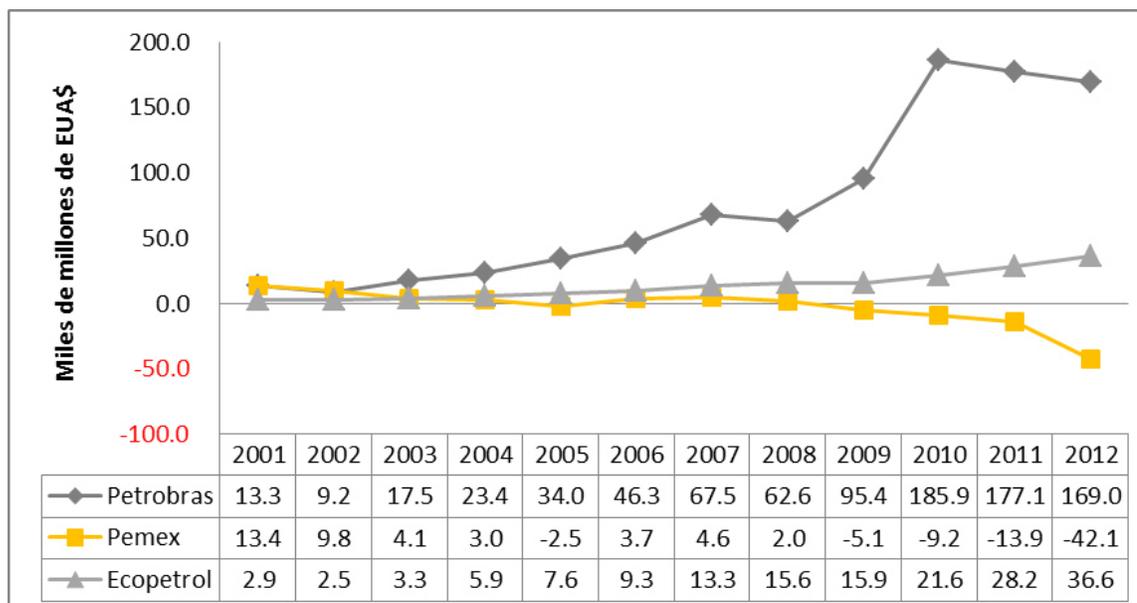
Fuente: Forma 20F SEC Petrobras, Pemex y Ecopetrol

El crecimiento del pasivo en Pemex a una tasa mayor a la de Petrobras y Ecopetrol incluso a una tasa mayor que el crecimiento de su activo, se debe en gran medida al endeudamiento que recurre para cubrir sus proyectos de inversión para evitar la caída en la producción, para el mantenimiento de sus instalaciones, para cumplir con su carga fiscal y para cumplir con sus obligaciones laborales.

Capital contable

En Petrobras, el capital contable, de 2001 a 2012 aumentó \$155,713 millones de dólares, quedando en \$169,039, un incremento de 1168%. En Ecopetrol aumentó \$34,757 millones de dólares, quedando en \$36,613, un incremento de 1182%. Mientras que en Pemex el capital contable, se redujo en \$55,511 millones de dólares, quedando en -\$42,071, un decremento del 413%. La figura 32 muestra el comportamiento del capital contable de las tres empresas, en el período de 2001 a 2012.

Figura 32. **Capital contable Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012**



Fuente: Forma 20F SEC Petrobras, Pemex y Ecopetrol

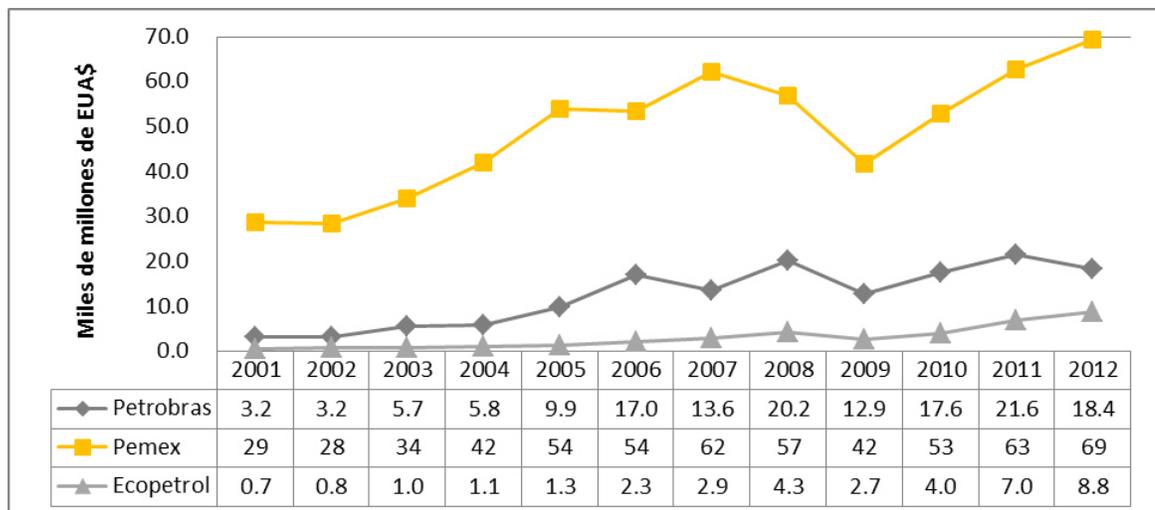
En Pemex el Capital Contable es negativo como consecuencia del aumento del pasivo para cumplir con sus obligaciones fiscales, laborales y para cubrir sus proyectos de inversión enfocados en evitar una mayor caída en la producción y para el mantenimiento de sus instalaciones. La carga fiscal sobre Pemex es elevada lo que resulta en que opere con pérdida en la mayoría de los ejercicios. Adicionalmente en Pemex no hay accionistas que aporten capital.

Contribuciones directas

De 2001 a 2012 las contribuciones directas, en promedio, en Petrobras han significado el 15.63% de las ventas netas, en Ecopetrol el 21.39% y en Pemex el 56.91%. La figura 33 muestra el comportamiento de las contribuciones directas de las tres empresas, en el período de 2001 a 2012.

La tasa promedio de contribuciones directas sobre ventas netas en Petrobras y Ecopetrol en el período de 2001-2012 fue del 18.5%, en Pemex fue de 56.9%, una variación entre ambas tasas de 38.4 puntos porcentuales, equivalente a \$396,048 millones de dólares en el período, sólo en 2012 significa \$46,953 millones de dólares.

Figura 33. **Contribuciones directas Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012**



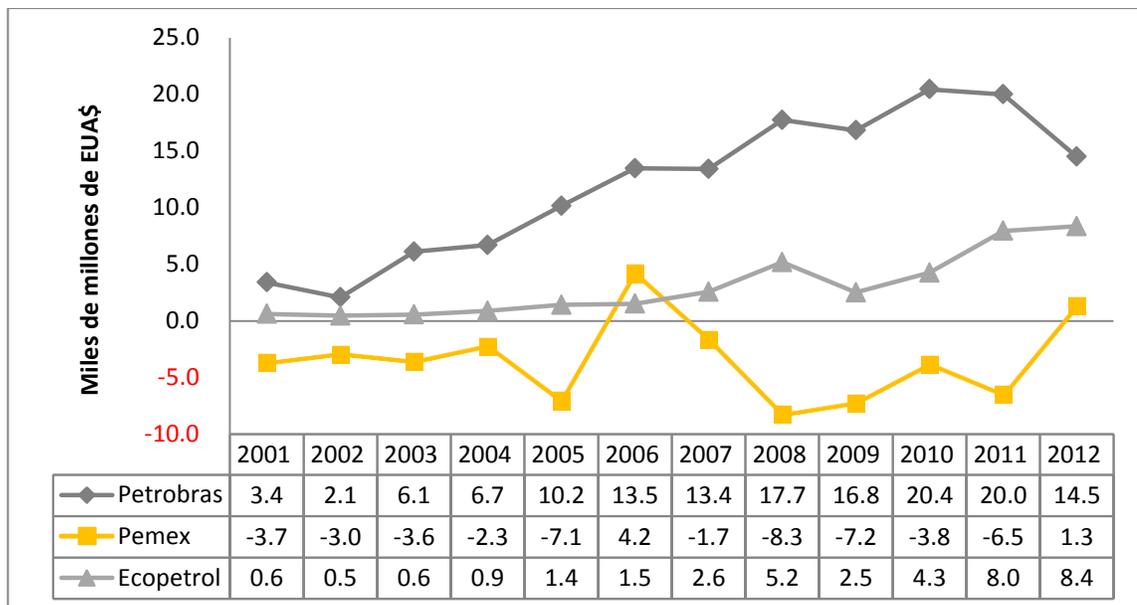
Fuente: Forma 20F SEC Petrobras, Pemex y Ecopetrol

Las contribuciones directas de igual manera que las ventas netas se ven afectadas significativamente por los precios del barril de petróleo, lo que explica la caída en las contribuciones directas en las tres empresas en 2009.

Resultado del ejercicio

De 2001 a 2012 Petrobras ha generado utilidades netas por un total de \$144,818 millones de dólares, Ecopetrol \$36,315 y Pemex ha generado pérdidas por un total de \$41,773 millones de dólares. La figura 34 muestra el comportamiento del resultado del ejercicio de las tres empresas, en el período de 2001 a 2012.

Figura 34. Resultado del ejercicio Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012



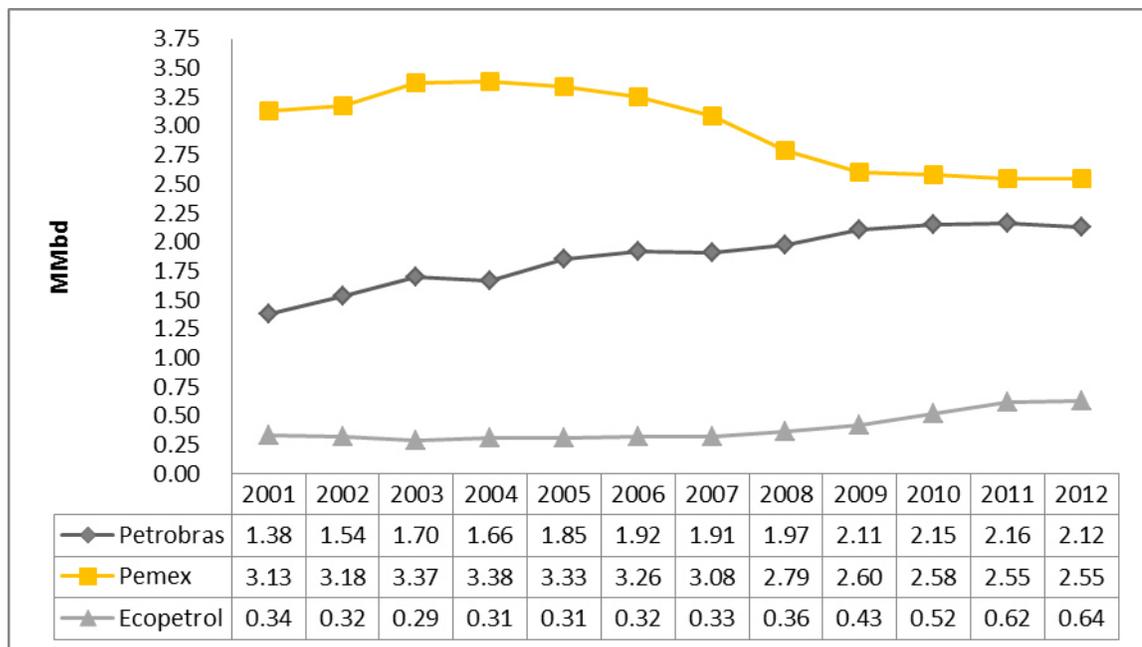
Fuente: Forma 20F SEC Petrobras, Pemex y Ecopetrol

En Pemex por la carga fiscal elevada el resultado del ejercicio en la mayoría de los años del periodo de estudio es negativo. Sólo en dos fue positivo: 2006 y 2012.

Producción de petróleo

La producción de petróleo en Petrobras, pasó de 1.38 MMbd en 2001 a 2.13 en 2012, un incremento del 54%. En Ecopetrol, pasó de 0.337 MMbd a 0.635, un incremento del 88.7%. En Pemex pasó de 3.13 MMbd en 2001 a 2.55 en 2012 un decremento del 18%. La figura 35 muestra el comportamiento de la producción de petróleo de las tres empresas, en el período de 2001 a 2012.

Figura 35. **Producción de petróleo Petrobras-Pemex-Ecopetrol 2001-2012**



Fuente: Forma 20F SEC Petrobras, Pemex y Ecopetrol. Informe anual Ecopetrol (2001-2004)

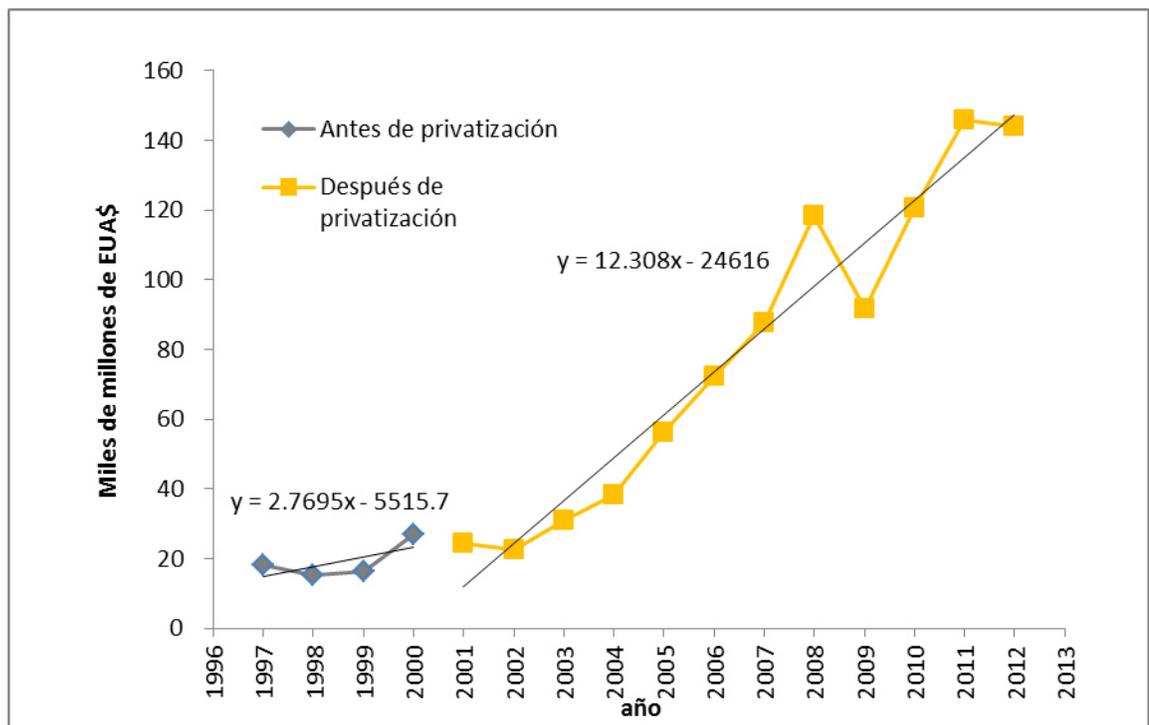
La producción de petróleo en Pemex desde 2005 ha disminuido significativamente por la caída en la producción del mega campo de Cantarell y por la falta de inversión para explotar yacimientos en aguas profundas y yacimientos de lutitas.

7.1.2 Análisis del crecimiento de Petrobras y Ecopetrol, antes y después de la privatización

Ventas netas

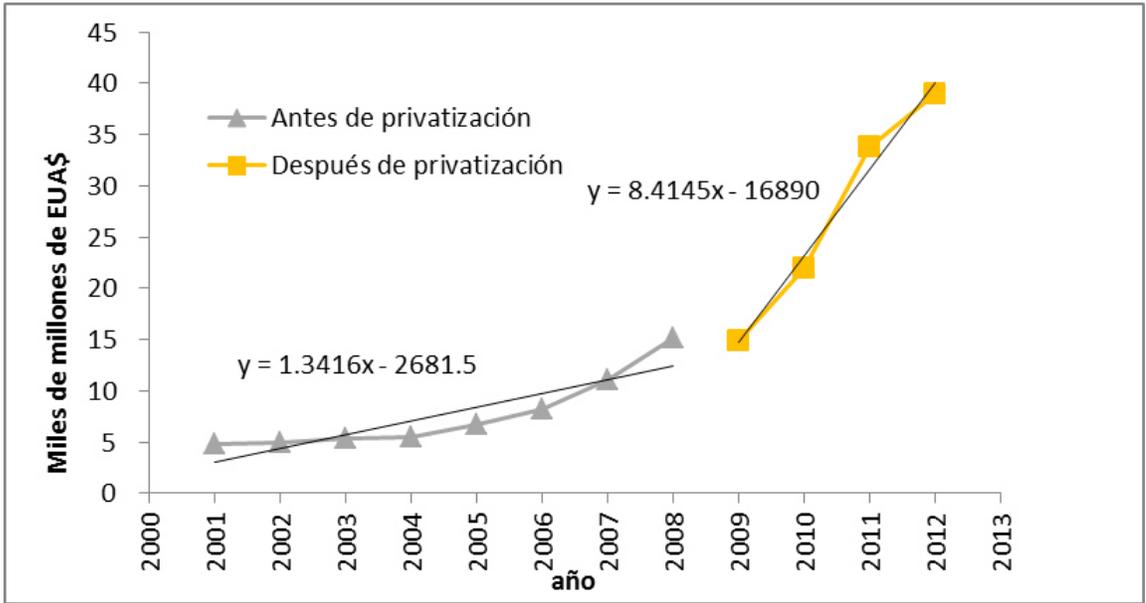
El crecimiento de las ventas netas en Petrobras y Ecopetrol ha sido mayor en el período post privatización que en el período anterior a la privatización. La figura 36 muestra que en Petrobras, la pendiente de las ventas netas en el período anterior a la privatización fue de 2.77 y en el período post privatización fue de 12.31. La figura 37 muestra que en Ecopetrol, la pendiente de las ventas netas en el período anterior a la privatización fue de 1.34 y en el período post privatización fue de 8.41

Figura 36. **Petrobras ventas netas antes y después de privatización**



Fuente: Forma 20F SEC Petrobras

Figura 37. **Ecopetrol ventas netas antes y después de privatización**

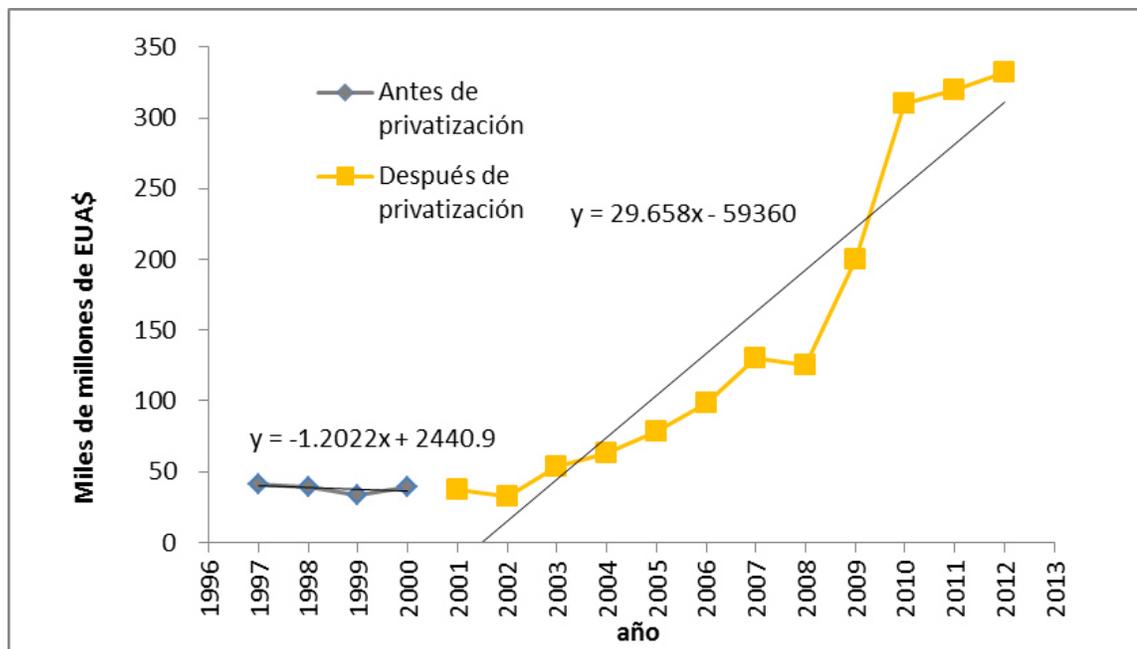


Fuente: Forma 20F SEC Ecopetrol

Activo total

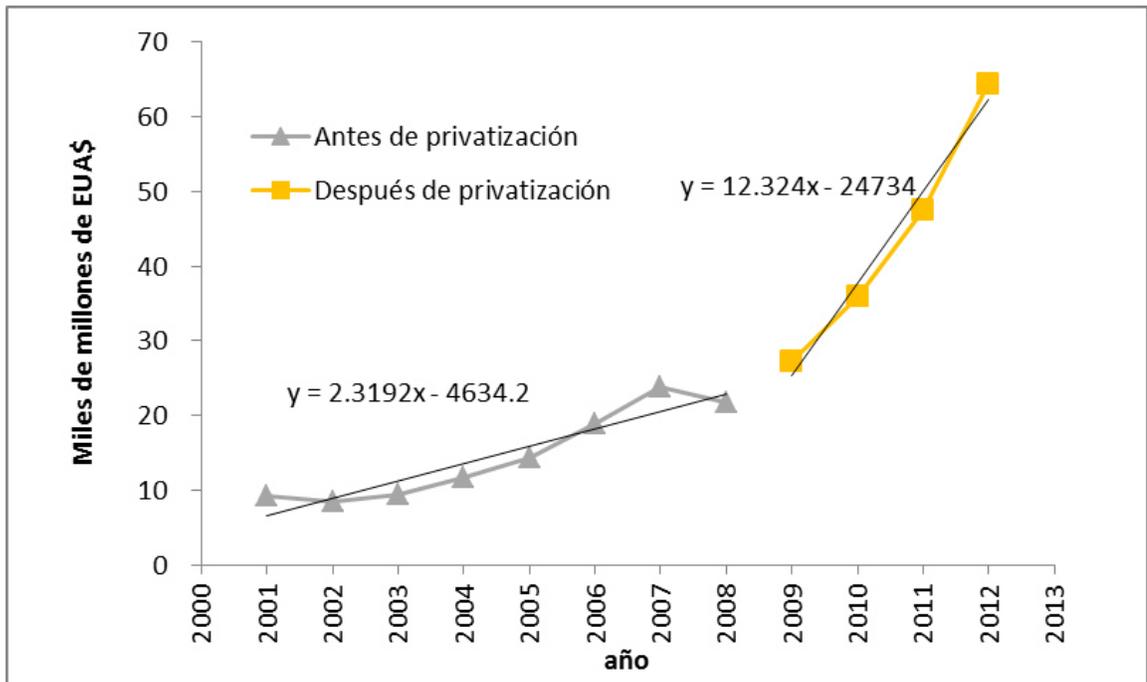
El crecimiento del activo total en Petrobras y Ecopetrol ha sido mayor en el período post privatización que en el período anterior a la privatización. La figura 38 muestra que en Petrobras, la pendiente del activo en el período anterior a la privatización fue de -1.2 y en el período post privatización fue de 29.66. La figura 39 muestra que en Ecopetrol, la pendiente del activo en el período anterior a la privatización fue de 2.32 y en el período post privatización fue de 12.32

Figura 38. **Petrobras activo total antes y después de privatización**



Fuente: Forma 20F SEC Petrobras

Figura 39. **Ecopetrol activo total antes y después de privatización**



Fuente: Forma 20F SEC Ecopetrol

7.2 Análisis univariante: prueba de comparación de medias

7.2.1 Ventas netas

Del resultado de la prueba de comparación de medias de crecimiento de la variable ventas netas (tabla 14), se puede apreciar que la diferencia entre los dos conglomerados es positiva y significativa al nivel de confianza del 10%, con lo cual hay evidencia de que en los años post privatización Petrobras y Ecopetrol tienen una mayor media de crecimiento en las ventas netas que Pemex. El promedio de crecimiento anual de las ventas netas de Petrobras y Ecopetrol fue de 19.95% y el de Pemex fue de 9.01%. Por lo anterior se puede rechazar la hipótesis nula, hay evidencia de que la media de crecimiento de las ventas netas de Ecopetrol y Petrobras en los años post privatización es mayor que la media de crecimiento de Pemex con un nivel de confianza del 90%.

Tabla 14. **Comparación de medias de crecimiento de la variable ventas netas del conglomerado Petrobras-Ecopetrol con Pemex**

Variable	n	Media conglomerado (Petrobras- Ecopetrol)	n	Media Pemex	Diferencia ($\mu_A - \mu_B$)	t-student	Nivel de significancia
Ventas	16	0.1995	12	0.0901	0.1094	1.4891	0.0742

Fuente: Stata

7.2.2 Activo total

Del resultado de la prueba de comparación de medias de crecimiento de la variable activo total (tabla 15), se puede apreciar que la diferencia entre los dos conglomerados es positiva y significativa al nivel de confianza del 5%, con lo cual hay evidencia de que en los años post privatización, Petrobras y Ecopetrol tienen una mayor media de crecimiento en el activo total que Pemex. El promedio de crecimiento anual del activo total de Petrobras y Ecopetrol fue de 24.41% y el de Pemex fue de 7.03%. Por lo anterior se puede rechazar la hipótesis nula, hay evidencia de que la media de crecimiento del activo total de Ecopetrol y Petrobras en los años post privatización es mayor que la media de crecimiento de Pemex con un nivel de confianza del 95%.

Tabla 15. **Comparación de medias de la variable activo total del conglomerado Petrobras-Ecopetrol con Pemex**

Variable	n	Media conglomerado (Petrobras- Ecopetrol)	n	Media Pemex	Diferencia ($\mu_A - \mu_B$)	t-student	Nivel de significancia
Activo	16	0.2441	12	0.0703	0.1738	2.3647	0.0129

Fuente: Stata

7.3 Análisis multivariante: Regresión datos panel

Con los resultados de la regresión datos panel efectos fijos en las entidades, hay evidencia de que la privatización parcial tiene un efecto positivo en el crecimiento del activo total y las ventas netas. El efecto en el período post privatización en el crecimiento de las ventas netas es del 57% y en el crecimiento del activo total es del 73%.

7.3.1 Ventas netas

Los resultados de la regresión en Eviews de las ventas netas (tabla 16) muestra que el modelo es significativo. Las variables explicativas son significativas, tienen un p-valor⁵⁰ menor a 5%. Los signos de los coeficientes son los esperados. La R^2 es alta, la regresión explica el 99% de la variación de la variable dependiente ventas netas. Como las variables post (intercepto diferencial) y la variable post*petróleo (coeficiente de la pendiente diferencial) son significativas, hay evidencia de que los dos períodos de la regresión son significativamente diferentes.

El coeficiente de la variable post*petróleo, indica que en los años post privatización hay evidencia de un aumento del 57% en las ventas netas de las paraestatales petroleras latinoamericanas parcialmente privatizadas. Se

⁵⁰ El **valor P** es la probabilidad de cometer un error tipo I. Error tipo I es la probabilidad de rechazar la hipótesis nula cuando es verdadera y Error tipo II es la probabilidad de aceptar la hipótesis nula cuando es falsa. Si el valor p, del estadístico obtenido, por ejemplo del estadístico t, es de 0.00001, la probabilidad de cometer un error tipo I sería aproximadamente de 1 en 100,000 (Gujarati & Portes, 2010).

rechaza la hipótesis nula, hay evidencia de un efecto positivo y significativo de la privatización parcial en el crecimiento de las ventas netas de Ecopetrol y Petrobras.

Tabla 16. **Resultados de la regresión ventas netas**

	Parámetros			
	C	Post	Petroleo	Post*petroleo
Coefficiente	13.5038	-2.1300	0.7154	0.5712
Error estándar	0.2655	0.3657	0.0652	0.0823
Estadístico t	50.8583 ***	-5.8239 ***	10.9755 ***	6.9449 ***
Probabilidad	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
<hr/>				
R ²	0.9901			
F- estadístico ⁵¹	574.47			
Probabilidad F	0.0000			
Jarque-Bera	1.2098			
Probabilidad	0.5461			
Durbin-Watson	1.5823			
Suma de residuales al cuadrado	0.3106			

Muestra 1997-2012. Entidades 2. Observaciones 28.

Metodo de estimación: regresión datos panel efectos fijos en las entidades utilizando la técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión.

*** Nivel de significancia del 1%.

⁵¹ La prueba F o prueba de significancia general de una regresión múltiple busca probar que las variables explicativas conjuntamente tienen un efecto en la variable dependiente. La hipótesis nula es que los coeficientes de las variables explicativas simultáneamente son cero y la hipótesis alternativa no todos los coeficientes de las variables explicativas son simultáneamente cero. Si el valor F calculado excede al valor F crítico de la tabla F, no se acepta la hipótesis nula, asimismo si el valor p de F es bajo, no se acepta la hipótesis nula. La prueba F está relacionada con el coeficiente de determinación R², cuando R² es cero, F es cero, cuando mayor es R², mayor será F, cuando R² es 1, F es infinito, por lo tanto la prueba F es también una prueba de significancia de R² (Gujarati & Portes, 2010).

El estadístico Durbin-Watson⁵² calculado fue de 1.5823, si el valor calculado se encuentra dentro del rango de 1.551 y 2.45, no hay evidencia de correlación serial⁵³. El valor calculado se encuentra dentro de este rango, por lo que no hay evidencia de correlación serial.

Se aplicó al modelo la prueba de normalidad⁵⁴ Jarque-Bera, el valor obtenido fue de 1.2098 con una probabilidad de 0.5461, con lo que hay evidencia de que los residuos⁵⁵ de la regresión de ventas se distribuyen normalmente⁵⁶. La figura 40 muestra el histograma de los residuos y la tabla 17 los estadísticos.

⁵² La **Prueba Durbin-Watson** es la prueba más utilizada para detectar correlación serial en las perturbaciones. Durbin y Watson encontraron un límite inferior y un límite superior, de tal manera que si el estadístico de Durbin-Watson calculado (d) cae fuera de estos valores críticos se puede tomar la decisión de presencia de correlación serial positiva o negativa (Gujarati & Portes, 2010).

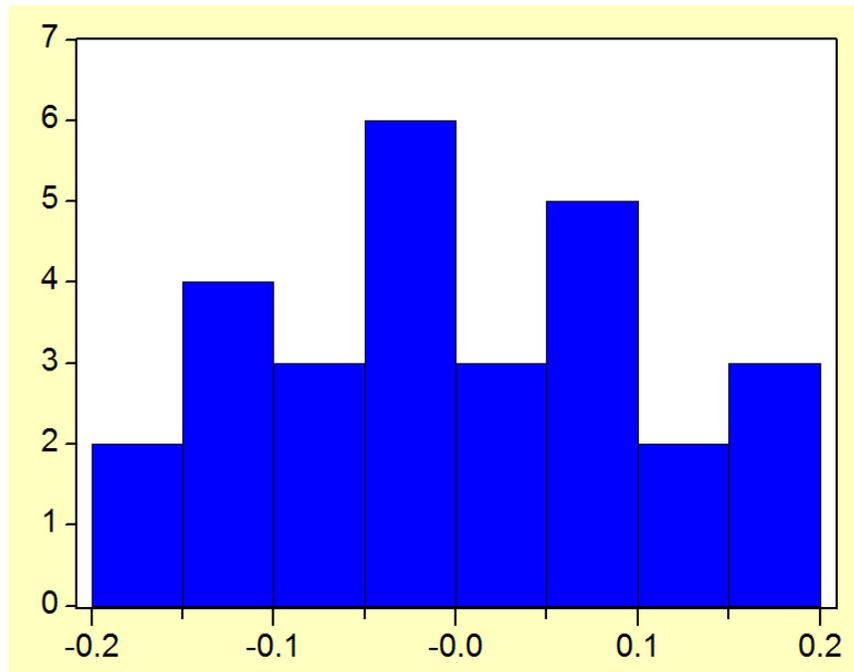
⁵³ La **correlación serial** (autocorrelación) es la correlación entre miembros de series de observaciones ordenadas en el tiempo. La regresión parte del supuesto de que el término de error de una observación no recibe influencia del término de error de otra observación (Gujarati & Portes, 2010). Gujarati & Portes (2010) incluyen el ejemplo de la regresión de la producción sobre trabajo y capital, si hay una huelga en el trimestre, la producción del trimestre será inferior, pero no hay razón para que sea baja en el siguiente semestre.

⁵⁴ **Pruebas de normalidad** de la regresión: su objetivo es establecer si el término error de la regresión sigue una distribución normal. Las tres principales pruebas de normalidad son: el histograma, la gráfica de probabilidad normal y la prueba Jarque-Bera (Gujarati & Portes, 2010). **Término error o perturbación:** es una variable aleatoria, con valores positivos y negativos, es un sustituto de todas las variables que se omiten en la regresión y que afectan a la variable dependiente (Gujarati & Portes, 2010).

⁵⁵ Los **residuos** o residuales son las diferencias entre los valores reales y los valores estimados de la variable dependiente. El análisis de regresión requiere que los residuales se distribuyan en forma normal y tengan media cero (Mason, Lind, & Marchal, 2001).

⁵⁶ La más conocida de las distribuciones de probabilidad teóricas es la **distribución normal**, tiene forma de campana, es simétrica en su valor medio, cerca del 68% del área bajo la curva se encuentra entre más menos una varianza, cerca del 95% se encuentra más menos 2 varianzas y cerca del 99.7% se encuentra más menos 3 varianzas (Gujarati & Portes, 2010).

Figura 40. **Histograma residuales regresión ventas netas**



Fuente: Eviews

Tabla 17. **Estadísticos residuos regresión ventas netas**

			Residuos
Regresión	Ventas netas	Media	-5.55e-16
Muestra	1997-2012	Mediana	-0.0242
Observaciones	28	.Máximo	0.1837
		Mínimo	-0.1869
		Desviación estándar	0.1073
		Asimetría	0.1566
		Curtosis	2.0310
		Jarque-Bera	1.2098
		Probabilidad	0.5461

Fuente: Eviews

7.3.2 Activo total

Los resultados de la regresión en Eviews del activo total (tabla 18) muestra que el modelo es significativo. Las variables explicativas son significativas, tienen un p-valor menor a 5%. Los signos de los coeficientes son los esperados. La R^2 es alta, la regresión explica el 95% de la variación de la variable dependiente activo total. Como las variables post (intercepto diferencial) y la variable post*petróleo (coeficiente de la pendiente diferencial) son significativas, hay evidencia de que los dos períodos de la regresión son significativamente diferentes.

El coeficiente de la variable post*petróleo, indica que en los años post privatización hay evidencia de un aumento del 73% en el activo total de las paraestatales petroleras latinoamericanas parcialmente privatizadas. Se rechaza la hipótesis nula, hay evidencia de un efecto positivo y significativo de la privatización parcial en el crecimiento del activo total de Ecopetrol y Petrobras.

Tabla 18. **Resultados regresión activo total**

	Parámetros			
	C	Post	Petroleo	Post*petroleo
Coefficiente	14.4438	-3.0431	0.6537	0.7333
Error estándar	0.5891	0.8114	0.1446	0.1825
Estadístico t	24.5183 ***	-3.7503 ***	4.5199 ***	4.0181 ***
Probabilidad	0.0000	0.0010	0.0002	0.0005
<hr/>				
R ²	0.9495			
F- estadístico	108.1566			
Probabilidad F	0.0000			
Jarque-Bera	1.3102			
Probabilidad	0.5194			
Durbin-Watson	1.5686			
Suma de residuales al cuadrado	1.5291			

Muestra 1997-2012. Entidades 2. Observaciones 28.

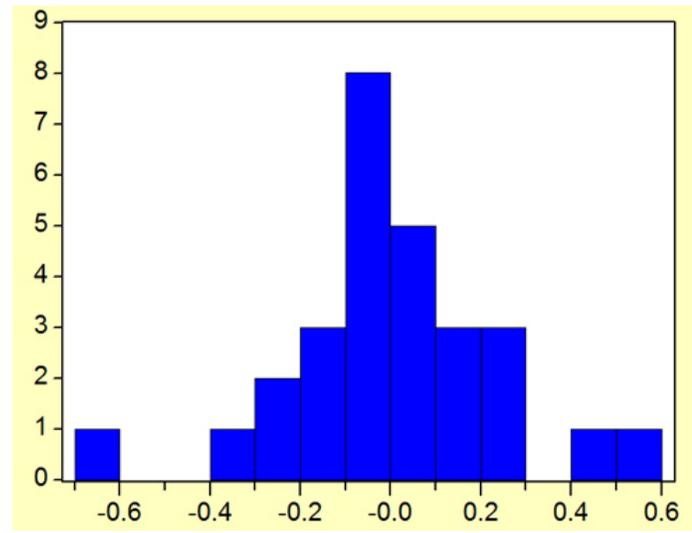
Metodo de estimación: regresión datos panel efectos fijos en las entidades utilizando la técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión.

*** Nivel de significancia del 1%.

El estadístico Durbín-Watson calculado fue de 1.5686, si el valor calculado se encuentra dentro del rango de 1.551 y 2.45, no hay evidencia de correlación serial. El valor calculado se encuentra dentro de este rango, por lo que no hay evidencia de correlación serial.

Se aplicó al modelo la prueba de normalidad Jarque-Bera, el valor obtenido fue de 1.3102 con una probabilidad de 0.5194, con lo que hay evidencia de que los residuos de la regresión de ventas se distribuyen normalmente. La figura 41 muestra el histograma de los residuos y la tabla 19 los estadísticos.

Figura 41. **Histograma residuales regresión activo total**



Fuente: Eviews

Tabla 19. **Estadísticos residuos regresión activo total**

			Residuos
Regresión	Activo total	Media	1.91e-16
Muestra	1997-2012	Mediana	-0.0291
Observaciones	28	.Máximo	0.5365
		Mínimo	-0.6498
		Desviación estándar	0.2380
		Asimetría	-0.1657
		Curtosis	4.0066
		Jarque-Bera	1.3102
		Probabilidad	0.5194

Fuente: Eviews

8. Conclusiones

Este capítulo incluye tres secciones:

- Conclusiones finales;
- Recomendaciones; y
- Líneas finales de investigación.

8.1 Conclusiones finales

La industria petrolera mexicana se encuentra en la etapa dos, etapa de empresas nacionales, con una empresa nacional integrada, 100% paraestatal, Pemex, que ejerce el monopolio en el sector.

En los últimos años la producción de hidrocarburos en México ha experimentado una caída. La producción de petróleo disminuyó 24.6%, de 2004 a 2012, las exportaciones de petróleo, en el mismo período, disminuyeron 33%. La producción de gas natural disminuyó 9% de 2009 a 2012. La producción de refinados disminuyó 8% de 2009 a 2012. La producción de petroquímicos, disminuyó 52%, de 2009 a 2012. La producción de gas natural, refinados y petroquímica es insuficiente para cubrir la creciente demanda nacional, en 2012 se importó el 15% del gas natural y el 32% de los refinados.

Para aumentar la producción de petróleo y gas natural se requieren fuertes inversiones, en *upstream*, en campos no convencionales. Pemex no tiene los recursos, la tecnología, la capacidad ni la eficiencia operacional, para explotar yacimientos no convencionales, en aguas profundas o ultra profundas o de lutitas. Adicionalmente, por sí solo Pemex no podría explotar estos yacimientos, no es una práctica en el sector que una sola empresa asuma todos los riesgos que esto implica.

Para aumentar la producción de refinados y petroquímica se requieren fuertes inversiones en *downstream*: refinación, procesamiento, distribución y almacenamiento de hidrocarburos. Pemex por sí solo no podría aumentar la producción de refinados y petroquímica, para cubrir la creciente demanda nacional y exportar productos con valor agregado, Pemex no tiene los recursos ni la eficiencia técnica que esto requiere.

Para cubrir la creciente demanda nacional de hidrocarburos y sus derivados y exportar productos petrolíferos con valor agregado, se necesita que Pemex crezca. Para que Pemex crezca se requiere que: i) se transforme en una empresa paraestatal productiva, competitiva y eficiente; ii) disponga de más recursos para invertir para aumentar la producción de petrolíferos; y iii) opere en libre competencia, permitiendo la participación de empresas petroleras nacionales o privadas en las operaciones de *upstream* y *downstream*, que complementen las actividades de Pemex, manteniendo el Estado la rectoría del estratégico sector hidrocarburos.

Para que Pemex crezca, obtenga recursos y mejore su desempeño, la alternativa es la privatización parcial. Con la privatización parcial se solucionan los problemas de agencia en las paraestatales, a través del monitoreo al desempeño de la empresa por los participantes en el mercado de capitales, por la participación de los accionistas privados en la elección del Consejo de Administración y de la alta dirección y por el establecimiento de un sistema adecuado de incentivos para la gerencia por el desempeño de la empresa. En

el sector hidrocarburos, con la privatización parcial se incrementan los recursos para invertir y se incrementa la eficiencia; ambos factores impulsan el crecimiento de las empresas, sin que el Estado ceda el control de las estratégicas y rentables empresas petroleras.

Para probar cuantitativamente que la privatización parcial tendrá un efecto positivo en el crecimiento de Pemex se hicieron dos análisis. El primero fue un análisis univariante utilizando la prueba de comparación de medias y el segundo fue un análisis multivariante utilizando el modelo de regresión datos panel, efectos fijos en las entidades con la técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión.

Del análisis univariante: prueba de comparación de medias entre dos conglomerados utilizando el estadístico t, los resultados son consistentes con las hipótesis de la investigación, se encontró evidencia significativa de que la media de crecimiento anual de Petrobras y Ecopetrol, en los años post privatización es mayor que la media de crecimiento anual de Pemex. En las ventas netas, la media de crecimiento post privatización en Petrobras y Ecopetrol fue de 20%, mientras que en Pemex fue de 9%. En el activo total, la media anual de crecimiento de Petrobras y Ecopetrol fue de 24%, mientras que en Pemex fue de 7%.

La industria petrolera en América Latina es de gran importancia para la economía de la región, la empresa petrolera nacional es la empresa más

grande y el mayor contribuyente, en países como México, Colombia, Brasil y Venezuela. No obstante su importancia, no se encontraron estudios empíricos de la región, que analicen el efecto de la privatización parcial en el crecimiento de las ventas netas o del activo total de las empresas petroleras latinoamericanas, mediante el método de regresión datos panel, efectos fijos en las entidades utilizando la técnica de variable dicótoma para medir la estabilidad estructural de la regresión.

Con los resultados del análisis multivariante: regresión datos panel efectos fijos en entidades, no se rechazan las hipótesis de la investigación, hay evidencia de que la privatización parcial tiene un efecto positivo y significativo en el crecimiento de las ventas netas y el activo total de las empresas petroleras paraestatales latinoamericanas Petrobras y Ecopetrol, hay evidencia de que su aplicación en Pemex incrementará ambos indicadores. El efecto post privatización parcial en Ecopetrol y Petrobras en el período comprendido de 2001 a 2012 fue un crecimiento en sus ventas netas en 57% y en el activo total en 73%. Si Pemex en el año 2000 se hubiera privatizado parcialmente el efecto positivo post privatización, en los 12 años que comprende el período de estudio, en las ventas netas sumaría \$48,994 millones de dólares y en el activo total \$70,384 millones de dólares.

Los resultados del análisis univariante y multivariante son evidencia empírica⁵⁷, en las empresas petroleras nacionales parcialmente privatizadas de América Latina de las formulaciones de la teoría de la agencia en lo referente de que con la colocación de capital de las empresas en el mercado de capitales se logra: i) un mecanismo de vigilancia eficaz sobre los agentes (gerencia), por parte de los accionistas y demás participantes del mercado de capitales, mejorando la eficiencia de las empresas; e ii) incrementar los recursos para invertir y crecer. Adicionalmente, son evidencia de que las empresas parcialmente privatizadas tienen un mejor desempeño que las empresas 100% paraestatales.

Adicionalmente, del análisis del régimen fiscal de Pemex, Petrobras y Ecopetrol se encontró, que en los últimos 12 años, la carga fiscal directa sobre Ecopetrol y Petrobras fue del 18.5% sobre sus ventas netas y en Pemex fue del 56.9% (tres veces la carga fiscal sobre Petrobras y Ecopetrol), un diferencial de tasas del 38.4%, equivalente a un acumulado en el período de \$396,048 millones de dólares, sólo en 2012 el diferencial de tasas representó \$46,953 millones de dólares. De lo anterior se concluye que la carga fiscal sobre Pemex es elevada y es un factor significativo, que no contribuye al crecimiento de sus ventas netas y de su activo total.

⁵⁷ Evidencia empírica: i) datos de la realidad observable o medible, que apoyan o dan testimonio de una o varias afirmaciones o hipótesis (Hernández, Fernández, & Baptista, 2006); ii) datos obtenidos con la observación directa de hechos, siguiendo planes racionales, que sustentan hipótesis, para generar conocimiento confiable (INEGI, 2013a).

Hay evidencia empírica de que el modelo brasileño y colombiano de privatización parcial, que en ambos casos incluye la transformación de la empresa petrolera nacional en una empresa paraestatal productiva, un régimen fiscal competitivo y competencia en el sector (se creó una agencia nacional para regular la competencia en el sector y a través de licitaciones de áreas de explotación aumentar la producción hidrocarburos), explica en forma significativa el crecimiento de las ventas netas y el activo total de sus empresas petroleras nacionales.

Se propone aplicar el modelo brasileño y colombiano de privatización parcial de la empresa petrolera nacional en Pemex lo que mejorará la eficiencia de la empresa e incrementará los recursos para invertir. Ambos factores impulsarán el crecimiento de las ventas netas y el activo total de Pemex, sin que el Estado ceda el control de la empresa petrolera nacional, en el rentable y estratégico sector hidrocarburos.

La reforma constitucional en materia de energía de diciembre de 2013 termina con el monopolio de Pemex, abre el sector hidrocarburos de México a la inversión privada. La reforma transforma a Pemex en una empresa productiva del Estado con los objetivos de incrementar los ingresos de la Nación y crear valor económico; le otorga mayor autonomía de gestión y presupuestal; mantiene la restricción a los particulares de no participar en el capital de la paraestatal; y mantiene la intervención política en el CA y en la elección del Director General de Pemex; la reforma aún es insuficiente para transformar a

Pemex en una empresa paraestatal productiva. La reforma también establece el derecho de Pemex de seguir explotando las áreas que actualmente tiene asignadas. Pemex y los particulares interesados competirán por las nuevas áreas de explotación en las licitaciones que realice la CNH. En las licitaciones de las nuevas áreas a explotar Pemex podrá participar por sí solo o en asociación con otras empresas. La reforma aún no es efectiva falta que el Congreso de la Unión apruebe la legislación secundaria.

8.2 Recomendaciones

Se recomienda reformar la legislación mexicana para permitir la privatización parcial de Pemex, manteniendo el Estado el control de la empresa. La privatización acompañada de competencia en el sector, reducción de la carga fiscal sobre Pemex y la transformación de Pemex en una empresa paraestatal productiva.

Con relación al porcentaje del capital a privatizar, en 2012, el porcentaje total de capital privatizado en Ecopetrol es del 11.5% y en Petrobras del 71.33%. En ambas empresas el esquema de privatización adoptado incluye: (i) la privatización parcial a través de la colocación de acciones, mediante ofertas públicas en el mercado de capitales; (ii) el Estado es el tenedor de la mayoría de las acciones con derecho a voto; y (iii) se aplican restricciones al máximo porcentaje de capital que puede acumular una persona física o moral.

Por lo que se recomienda para Pemex una privatización parcial, manteniendo el Estado mexicano el control de la paraestatal al retener la mayoría de las acciones con derecho a voto, bajo el esquema de colocación de acciones en el mercado de capitales y con una oferta pública inicial no mayor del 12% del capital, porcentaje que en su estudio encontraron Wolf & Pollitt (2008) que en promedio privatizan las empresas propiedad del Estado en su primer oferta pública. Antes de la privatización parcial, Pemex se deberá transformar en una

sociedad anónima, el Estado deberá absorber la deuda que le corresponde y cambiar el régimen fiscal de Pemex para que sea competitivo.

Para la reducción de la carga fiscal directa sobre Pemex, se recomienda el cobro de derechos por la producción de petróleo y gas natural, a tasa variable dependiendo de la calidad y la cantidad producida en cada campo y que no excedan del 25% de la producción, más un ISR, con el mismo régimen que el resto de los contribuyentes personas morales.

Es importante señalar que si sólo se abre la inversión en el sector a las petroleras particulares nacionales y extranjeras, sin la privatización parcial, sin la reducción de la carga fiscal y sin que Pemex se transforme en una empresa paraestatal productiva, Pemex no podrá competir con los nuevos participantes, no crecerá y perderá gradualmente mercado en el estratégico y rentable sector hidrocarburos.

La reforma constitucional en materia de hidrocarburos de diciembre de 2013⁵⁸ permite la competencia en el sector. La reforma incluye disposiciones para transformar a Pemex en una empresa paraestatal productiva pero aún son insuficientes. La reforma no permite la privatización parcial de Pemex.

⁵⁸ La reforma aun no es efectiva falta la legislación secundaria que el Congreso de la Unión deberá aprobar en un plazo de 120 días a partir de la entrada en vigor de la reforma constitucional.

Se recomienda una nueva reforma que complemente la reforma en materia de energía de diciembre de 2013, en tres vertientes: i) que permita la privatización parcial de Pemex; ii) que transforme a Pemex en una empresa paraestatal productiva; y iii) que reduzca la carga fiscal sobre Pemex. Las Leyes que se modificarían para permitir la privatización parcial de Pemex y para completar la transformación de Pemex en empresa paraestatal productiva serían la CPEUM (artículos 25 en lo referente a las empresas productivas del Estado), la Ley de Petróleos Mexicanos, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley de Empresas Paraestatales. Las leyes que se modificarían para reducir la carga fiscal sobre Pemex serían la Ley Federal de Derechos y la Ley de Ingresos de la Federación.

8.3 Líneas futuras de investigación

1. Analizar con el método de regresión datos panel el efecto del porcentaje del capital privatizado en el desempeño y el crecimiento de las empresas del sector hidrocarburos.
2. Analizar el Sistema Fiscal Mexicano en forma integral para determinar cómo se compensaría la disminución de la carga fiscal sobre Pemex y con esto evitar que afecte al Presupuesto de Egresos de la Federación.
3. Con el método de comparación de medias entre dos conglomerados evaluar el desempeño y el crecimiento entre empresas del sector hidrocarburos privadas, mixtas y paraestatales en América Latina y otras regiones.
4. Con el método de regresión panel utilizado evaluar el desempeño y el crecimiento entre empresas del sector hidrocarburos privadas, mixtas y paraestatales en América Latina y otras regiones.
5. Analizar el alcance final de la reforma constitucional de diciembre de 2013, una vez que el Congreso apruebe la legislación secundaria.
6. Analizar el efecto en el desempeño y en el crecimiento de Pemex de la reforma energética de diciembre de 2013, con los modelos econométricos utilizados en la presente investigación.

Bibliografía

- AIE. (2007). *Manual de estadísticas energéticas*. Paris: AIE.
- Al-Attar, A., & Alomair, O. (2005). Evaluation of upstream petroleum agreements and exploration and production costs. *OPEC Review*, 29, 4.
- Alonso, M. d. (2008). La relación accionista-empresa en internet - análisis desde el enfoque de confianza. *Cuadernos de difusión (Universidad Autónoma de Madrid)*, 13, 25.
- Alvarez, A., & Lina, N. (2008). La privatización de pemex: una desregulación via leyes secundarias. Crítica al diagnóstico de Pemex realizado por la Secretaría de Energía. *Mundos siglo XXI (IPN)*, 14.
- Alvarez, J. (2005). *Los orígenes de la industria petrolera en México 1900-1925*. México: Pemex.
- Alvarez, J. (2006). *Crónica del petróleo en México - De 1863 a nuestros días*. México: Pemex.
- Auditoría Superior de la Federación. (2011). *Cuaderno de evaluación sectorial de la cuenta pública 2010. Pemex-Repsol*. Recuperado el 05 de 07 de 2013, de www.diputados.gob.mx
- Boardman, A. E., & Vining, A. R. (1989). Ownership and performance in competitive environments: A comparison of the performance of private, mixed, and state owned enterprises. *Journal of law and Economics*, 32, 1.
- Boardman, A., Eckel, C., & Vining, A. (1986). The advantages and disadvantages of mixed enterprises. *Reserch in International Business and International relations*, Vol. 1.
- Bos, D. (1991). Privatization: A theoretical treatment. *Clarendon Press, Oxford*.
- Bozec, R., Dia, M., & Breton, G. (2006). Ownership-efficiency relationship and the measurement selection bias. *Accounting and Finance*, 46.
- Brooks, C. (2008). *Introductory econometrics for finance, segunda edición*. Nueva York: Cambridge.
- Caballero, E., & Tello, C. (2008). Regimen fiscal de PEMEX. Situación actual y propuesta de reforma. *Economía informa*, 354.
- Cambell, C. (1988). *Oil crisis*. Nueva York: Multi-Science Publishing Company.
- Campodónico, H. (2004). *Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina*. Santiago: CEPAL.
- Campodónico, H. (2007). *La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas del Estado*. Santiago: CEPAL.
- Castañeda, A., & Kessel, G. (2003). Autonomía de gestión de PEMEX y CFE. *Gestión política pública (Centro de Investigación y Docencia Económicas)*, 12, 1.
- CEPAL. (2014). *Estadísticas e indicadores económicos- PIB total anual*. Recuperado el 20 de 01 de 2014, de <http://www.cepal.org>
- Colegio de México. (2010). *Los grandes problemas de México. X Microeconomía*. Recuperado el 28 de 02 de 2011, de www.colmex.mx
- Correa, M., Flynn, S., & Amit, A. (2004). *Responsabilidad social corporativa en América Latina: una visión empresarial*. Santiago: CEPAL.

- De la Fuente, A. (2011). *Mecanismos de control y rendición de cuentas de PEMEX: retos y propuestas para su fortalecimiento*. México: Fundar, Centro de Análisis e Investigación.
- Dewenter, K. L., & Malatesta, P. H. (2001). Stated-owned and privately owned forms: An empirical analysis of profitability, leverage, and labor intensity. *The American Economic Review*, 91, 1.
- Durand, D. (1965). *La política petrolera internacional*. Buenos Aires: Editorial Universitaria.
- Ecopetrol. (2003). *Informe Anual 2002*. Recuperado el 15 de 06 de 2013, de www.ecopetrol.com.co
- Ecopetrol. (2004). *Informe Anual 2003*. Recuperado el 15 de 06 de 2013, de www.ecopetrol.com.co
- Ecopetrol. (2005). *Informe Anual 2004*. Recuperado el 15 de 06 de 2013, de www.ecopetrol.com.co
- Ecopetrol. (2013). *Acerca de Ecopetrol*. Recuperado el 2013 de 05 de 2013, de www.ecopetrol.com.co
- Enciclopedia financiera. (2013). *Monopolio natural*. Recuperado el 01 de 07 de 2013, de www.encyclopediainanciera.com
- Flores, A. (30 de 08 de 2013). *En 15*. (C. Puig, Entrevistador) Milenio Televisión. México.
- Galindo, M. A. (2011). Crecimiento económico. *Tendencias y nuevos desarrollos de la teoría económica*, 858.
- Gómez, R. (2004). *La Ciencia Contable: Fundamentos científicos y metodológicos*. España: Universidad Nacional de Educación a Distancia.
- Gujarati, D., & Portes, D. (2010). *Econometría*. Mexico: McGraw-Hill.
- Gupta, N. (2005). Partial Privatization and Firm Performance. *The Journal of finance*, 60, 2.
- Hartley, P., & Medlock III, K. (2013). Changes in the operational efficiency of National Oil Companies. *The Energy Journal*, 34, 2.
- Hernández de Cos, P. (2011). Titularidad pública y eficiencia empresarial. Una revisión de la literatura. *Economía industrial*, 381.
- Hernández, P. (2004). Empresa pública, privatización y eficiencia. *Estudios económicos (Banco de España)*, 75.
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (2006). *Metodología de la investigación*. México: McGraw-Hill.
- Hochman, G., Hochman, E., & Zilberman, D. (2013). The corruption of transition. *International Journal of Business and Management*, 8, 23.
- INEGI. (2013). *Sistema de Cuentas Nacionales de México*. Recuperado el 17 de 07 de 2013, de <http://www.inegi.org.mx>
- INEGI. (2013a). *Curso de metodología de la investigación 2005*. Recuperado el 01 de 08 de 2013, de www.inegi.org.mx
- Investopedia. (2013). *Oil and gas industry*. Recuperado el 03 de 08 de 2013, de www.investopedia.com
- ISO. (2010). *ISO 26000. Draft International Standard*. Recuperado el 08 de 04 de 2011, de <http://www.iso.org>

- Jensen, M., & Meckling, W. (1976). Theory of the Firm: Managerial Behavior, Agency Costs and Ownership Structure. *Journal of financial economics*, 3, 4.
- Judge, G., Carter, H. W., Helmut, L., & Tsoung-Chao, L. (1980). *Theory and practice of econometrics*. Nueva York: John Wiley & Sons.
- Kay, J. (1987). Introduction: public ownership, public regulation or public subsidy? *European Economic Review*, 31.
- Kedrov, M., & Spirkin, A. (1968). *La ciencia*. México: Editorial Grijalbo.
- Kuo-Tai, C. (2013). Privatization and its impact: is western model applicable to developing countries. *International Journal of Management and Innovation*, 5, 2.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1993). A theory of incentives in procurement and regulation. *MIT Press Cambridge, MA*.
- Margáin, E. (2011). *Introducción al estudio del derecho tributario mexicano*. México: Porrúa.
- Mason, R., Lind, D., & Marchal, W. (2001). *Estadística para Administración y Economía. 10a Edición*. México: Alfaomega.
- México Máximo. (2013). *Sector energético mexicano. Indicadores anuales*. Recuperado el 14 de 12 de 2013, de <http://www.mexicomaxico.org>
- México Máximo. (2013a). *Pemex, Cronología, Expropiación y Estadísticas*. Recuperado el 14 de 12 de 2013, de <http://www.mexicomaxico.org>
- Mora, J. (1997). *Redefinición de la industria petrolera latinoamericana en el entorno de la globalización: el caso de la industria petrolera venezolana*. Merida: Universidad de los Andes.
- OCDE. (2005). *OECD Guidelines on Corporate Governance of Stated-Owned Enterprises*. Francia: OCDE.
- OCDE. (2009). *Economic Surveys Mexico, 2009/11*. Francia: OCDE.
- OCDE. (2010). *SOEs Operating Abroad*. Francia: OCDE.
- Oropeza, M. Á. (2010). *El sector petróleo y gas en México y el mundo: Un estudio empírico comparativo de la eficiencia de petróleos mexicanos a nivel internacional*. Aguascalientes: Universidad Autónoma de Aguascalientes.
- OSAL. (2008). La privatización de Pemex: un crimen de lesa patria. *Observatorio Social de América latina*, 8, 23.
- Pacto por México. (2012). *Pacto por México ¿Cómo se logró? - Acuerdos*. Recuperado el 09 de 03 de 2014, de <http://pactopormexico.org>
- Palacio, V., Santacruz, E., & Montesillo, J. L. (2008). Teoría del valor e industria Petrolera en México; 1998-2007. *Observatorio de la economía*, 101.
- Pemex. (2013). *Acerca de Pemex: misión, visión, historia, consejo de administración*. Recuperado el 20 de 12 de 2013, de www.pemex.mx
- Pemex. (2013a). *Pemex en cifras*. Recuperado el 30 de 11 de 2013, de www.pemex.com
- Petrobras. (2013). *Balance social y ambiental 2008*. Recuperado el 16 de 07 de 2013, de www.petrobras.com
- Petrobras. (2013a). *Informe de sostenibilidad 2011*. Recuperado el 16 de 07 de 2013, de www.petrobras.com

- Petrobras. (2013b). *Producción, ventas, importación y exportación*. Recuperado el 15 de 07 de 2013, de www.petrobras.com
- Petrobras. (2013c). *Introducción, Historia, relaciones con el Inversor, quienes somos*. Recuperado el 13 de 06 de 2013, de <http://www.petrobras.com.br>
- PFC Energy. (2013). *PFC Energy 50 - The definitive annual ranking of the largest listed world's energy firms 2012*. Recuperado el 20 de 07 de 2013, de www.pfcenergy.com
- Pheko, M. (2013). Privatization of public enterprises in emerging economies: organizational development perspectives. *International Journal of Business and Management*, 8, 20.
- Presidencia de la República. (2013). *Reforma energética*. Recuperado el 06 de 11 de 2013, de <http://presidencia.gob.mx>
- Quiroz, J. C. (2004). Recursos Naturales e Ingresos Fiscales en México: Retos presupuestarios y sector energético. *Serie ingresos petroleros. Fundar, Centro de análisis e investigación*.
- RAE. (2001). *Diccionario de la lengua española, 22a edición*. Madrid: ESPASA.
- Rivas, E. (2013). *Activos intangibles en el sector de supermercados y su impacto al desempeño financiero*. México: Tesis doctoral, Universidad Autónoma de Nuevo León.
- Samuelson, P., & Nordhaus, W. (1999). *Economía*. Madrid: McGraw-Hill.
- Saxe-Fernández, J., Bartlett, M., Angeles, S., Alfonso, H., & Vargas, R. (2011). *Reforma Energética. Anticonstitucional, privatizadora y desnacionalizante*. México: Cosmos editorial.
- SEC. (2002). *Forma 20F Pemex 2001*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2002a). *Forma 20F Petrobras 2001*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2003). *Forma 20F Pemex 2002*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2003a). *Forma 20F Petrobras 2002*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2004). *Forma 20F Pemex 2003*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2004a). *Forma 20F Petrobras 2003*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2005). *Forma 20F Pemex 2004*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2005a). *Forma 20F Petrobras 2004*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2006). *Forma 20F Pemex 2005*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2006a). *Forma 20F Petrobras 2005*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2007). *Forma 20F Pemex 2006*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2007a). *Forma 20F Petrobras 2006*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2008). *Forma 20F Pemex 2007*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2008a). *Forma 20F Petrobras 2007*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2008b). *Forma 20F Copetrol 2007*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2009). *Forma 20F Pemex 2008*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2009a). *Forma 20F Petrobras 2008*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2009b). *Forma 20F Copetrol 2008*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2010). *Forma 20F Pemex 2009*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2010a). *Forma 20F Petrobras 2009*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2010b). *Forma 20F Copetrol 2009*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2011). *Forma 20F Petrobras 2010*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2011a). *Forma 20F Pemex 2010*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2011b). *Forma 20F Copetrol 2010*. Nueva York: SEC.

- SEC. (2012). *Forma 20F Pemex 2011*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2012a). *Forma 20F Petrobras 2011*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2012b). *Forma 20F Ecopetrol 2011*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2013). *Forma 20F Pemex 2012*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2013a). *Forma 20F Petrobras 2012*. Nueva York: SEC.
- SEC. (2013b). *Forma 20F Ecopetrol 2012*. Nueva York: SEC.
- SHCP. (2013). *Ingresos presupuestarios del sector público 2010-2012*. Recuperado el 15 de 10 de 2013, de <http://www.shcp.gob.mx>
- Tépach, R. (2008). *La evolución del régimen fiscal de Pemex y la distribución de los ingresos excedentes petroleros y no petroleros del gobierno federal, 2000-2008*. México: Centro de documentación, información y análisis, Camara de Diputados, abril 2008.
- Tintner, G. (1968). *Methodology of mathematical economics and econometrics*. Chicago: Universidad de Chicago.
- Venegas, F. (2001). Política fiscal y renta petrolera: Una propuesta de régimen fiscal para Pemex. *Problemas de desarrollo (Universidad Nacional Autónoma de México)*, 32, 124.
- Victor, N. (2007). On measuring the performance of national oil companies. *Program on energy and sustainable development (Stanford University)*, working paper 64.
- Villalonga, B. (2000). Privatization and efficiency: differentiating ownership effects from political, organizational, and dynamic effects. *Journal of economic behavior & organization*, 42.
- Wolf, C., & Pollitt, M. G. (2008). Privatising national oil companies: Assessing the impact on firm performance. *Electricity policy research group (Universidad de Cambridge)*, Paper 0811.