

LA DESNACIONALIZACIÓN DE PEMEX: IMPLICACIONES Y ALCANCES PARA MÉXICO



Miguel Reyes Hernández
Humberto Morales Moreno
Miguel A. López López
Jorge Abascal Jiménez

9

Cuadernos de Investigación



Cuadernos de Investigación

9



**LA DESNACIONALIZACIÓN DE PEMEX:
IMPLICACIONES Y ALCANCES PARA MÉXICO**

Miguel Reyes Hernández, Humberto Morales Moreno,
Miguel A. López López y Jorge Abascal Jiménez



2014

Miguel Reyes es actualmente profesor-investigador de tiempo completo de la Universidad Iberoamericana Puebla, donde dirige el Departamento de Ciencias Sociales y el Observatorio de Salarios. *Humberto Morales Moreno* es secretario académico del Posgrado en Ciencias Sociales de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla y miembro del Observatorio de Salarios. Miguel A. López López y Jorge Abascal Jiménez son parte del equipo de investigación del Observatorio de Salarios. Se agradece la valiosa colaboración y asistencia en la investigación de Eduardo Bermejo. El equipo del Observatorio de Salarios agradece también el apoyo y comentarios de Manuel Bartlett y Laura Bolívar para la realización de este trabajo.

Cuaderno del Departamento de Ciencias Sociales y Humanidades
Primera edición, 2014

DR © Universidad Iberoamericana Puebla

Blvd. Niño Poblano 2901, Reserva Territorial Atlixcáyotl,
San Andrés Cholula, Puebla, México. CP 72810
libros@iberopuebla.mx

Impreso en México
Printed in Mexico

Resumen

El presente trabajo comprende un análisis sobre las implicaciones del proceso de desnacionalización de Petróleos Mexicanos (Pemex) y su consecuente impacto en la soberanía energética de México. Asimismo, presenta un estudio de los efectos sobre los recursos fiscales provenientes del petróleo. La investigación ubica a Pemex como una de las corporaciones más eficaces en términos de su rentabilidad operativa, a pesar del régimen fiscal extractivo al que se encuentra sometida y de la estrategia de dismantelamiento y desnacionalización paulatina iniciada desde la década de los noventa. A partir de ese momento y hasta la reforma de 2013, que elimina la exclusividad del Estado en la explotación y exploración del petróleo, se analiza tanto el impacto en materia de soberanía energética como los diferentes escenarios bajo las distintas modalidades de contratos (de utilidad compartida, contratos de producción compartidos y concesiones), así como las afectaciones fiscales por la entrada de los grandes Corporativos Petroleros Transnacionales (CPT) al territorio mexicano.

Abstract

This investigation consists on an analysis of the effects of the denationalization process of Petróleos Mexicanos (Pemex) and its consequent impact over Mexican energetic sovereignty. Moreover, it presents a study about the effects on the fiscal revenues from oil industry. The research shows Pemex as one of the most efficient companies in operating profitability terms, undue the extractive fiscal regime to which it is submitted, and to the strategy of dismantling and gradual denationalization started since the 90's. From that moment until the 2013 reform, that eliminates the State exclusivity on oil exploitation and exploration, it is analyzed both, the impact over the energetic sovereignty, and the different scenarios under the diverse types of contracts (shared utility contracts, shared production contracts and concessions), as well as the fiscal affectations by the entrance of Transnational Oil Corporates to Mexican territory.

Palabras clave: Pemex, desnacionalización, rentabilidad operativa, contratos de utilidad compartida, concesiones, licencias, impacto fiscal, corporativos transnacionales.

INTRODUCCIÓN

El neoliberalismo iniciado en la presidencia de Carlos Salinas con el proceso de privatizaciones, desregulación y liberalización económica, tiene en sus haberes el crecimiento económico más pobre de la historia contemporánea del país, la persistencia y profundización de la desigualdad y el mayor empobrecimiento de la población. Considérense, por ejemplo, la pauperización económica de los trabajadores, que en sólo diez años pasaron de tener un salario promedio anual de 8,400 dólares a uno de 7,500. Producto de esto, la participación de los salarios en la riqueza nacional pasó de 32% a 29% en este periodo, con una población asalariada de casi 6 millones de personas más en 2010 con respecto al año 2000.¹

Por otro lado, la pobreza en México ha aumentado permanentemente desde 2006, sin una disminución importante desde 1992. Según un informe reciente de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), México es el único país del continente donde la pobreza aumentó, al pasar de 31 a 37% de 2005 a 2011. En contraste, en diversos países latinoamericanos la pobreza disminuyó significativamente, como en Venezuela, Ecuador, Brasil y Argentina. Estos países se han caracterizado por tener una estrategia económica de desarrollo social e integración internacional radicalmente distinta a la de México. Los casos de Argentina y Brasil son de especial interés: mientras el primero vio disminuir drásticamente la pobreza de 30% a casi 6% en seis años, en el segundo la pobreza pasó de 36% a 21%.²

En México, utilizando los mismos argumentos con los que se privatizó la industria de teléfonos, los bancos y las grandes corporaciones industriales, llega la última, más profunda y peligrosa reforma para los intereses mexicanos: la desnacionalización de sus recursos energéticos. Las políticas de esta naturaleza han culminado no sólo en fracasos sociales sino económicos, como el rescate bancario del FOBAPROA (que costó 13 veces más de lo que se recibió por la venta de los bancos) y que, finalmente, culminó con la desnacionalización del sistema bancario.

¹Datos a partir de cálculos propios del Observatorio y con base en Reyes, Miguel (2013).

² Los datos fueron obtenidos del Panorama Social de América Latina, Comisión Económica para América Latina (CEPAL), Documento informativo, diciembre 2013, p. 14.

La nacionalización del petróleo fue una de las banderas y logros reconocidos de la Revolución mexicana. El artículo 27 de la Constitución de 1917 establecía que los hidrocarburos eran propiedad de la nación y, hasta antes de la promulgación de los cambios constitucionales con la reforma energética, la exploración y explotación petrolera era una actividad exclusiva del Estado, producto de la nacionalización de 1938.

La desnacionalización del petróleo y de los hidrocarburos en general, además de provocar un Hoyo Fiscal que generará mayor pobreza, desigualdad y marginación social, dará lugar a una nueva reconfiguración de los grupos económicos, donde el papel de las transnacionales petroleras en las decisiones económicas y políticas del país será excepcional. Con las modificaciones constitucionales de los artículos 25, 27 y 28, y la incorporación de 21 transitorios en el Decreto recientemente aprobado, queda plasmada la pérdida de la exclusividad en la explotación y exploración petrolera. Esto supone una modificación sustancial del estatus de Pemex: de organismo descentralizado a empresa productiva del Estado, y la conformación de un Fondo Nacional del Petróleo que será garante de la distribución de la renta petrolera a los inversionistas privados que compitan con Pemex. Se desmantela la industria energética del país sin considerar el impacto económico que esto implicará para la mayoría de los mexicanos.³

³ En el documento de dictamen de las Comisiones Unidas de Puntos Constitucionales, Energía y Estudios Legislativos del senado de la República, que fue aprobado sin cambios por la Cámara de diputados y la mayor parte de los congresos locales, por el que se reforman y adicionan los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución de los Estados Unidos Mexicanos, no existe un análisis del impacto económico y social de la desnacionalización de la industria energética.

Antecedentes de la desnacionalización de Pemex

Con base en información y datos obtenidos de varias fuentes,⁴ los pasos hacia la desnacionalización de Pemex comenzaron desde ciertas reformas realizadas en los años ochenta para permitir la participación privada en diversas esferas. En 1986 ésta comenzó con la reclasificación de la petroquímica en básica y secundaria, donde Pemex quedó con derechos exclusivos solamente en la primera. En 1992 Pemex fue dividido en cuatro subsidiarias con la concepción de manejo de eficiencia privada como *holding*, generando competencia entre ellas, rompiendo la unidad de negocio. En 1995, al no considerarlas áreas estratégicas para el Estado, se permitió la entrada de capitales privados al negocio del gas natural en las áreas del transporte, distribución, almacenamiento y venta. En ese mismo año, se crearon los Proyectos de Inversión Diferidos en el Gasto (PIDIREGAS),⁵ mecanismo financiero que permitió el control de las inversiones de Pemex por el sector privado,⁶

⁴ Véase NAEWG (2005), Saxe-Fernández & Delgado-Ramos (2003), Bartlett y Rodríguez Padilla (2007), y Heigl (2011).

⁵ En diciembre de 1995, el Congreso de la Unión reformó la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal, así como la Ley General de Deuda Pública en sus artículos 30 y 18, respectivamente. Estas reformas dieron lugar a los proyectos PIDIREGAS. Las reformas comenzaron a aplicarse en el ejercicio fiscal de 1996.

⁶ Los PIDIREGAS obligan a las entidades públicas a adquirir los activos productivos construidos por empresas privadas (inversión directa), o financiar proyectos en los que los activos son propiedad privada y que en caso de alguna eventualidad en los contratos, la entidad tiene la facultad de adquirir, o no, el bien (inversión condicionada). Cuando los proyectos entran en operación, se inicia el pago de obligaciones a través de recursos presupuestales generados por Pemex, cuyo monto (parcial) se refleja en su presupuesto y gasto, dado que sólo el pago de las amortizaciones forma parte de la inversión pública presupuestaria. Por el monto de la deuda de PIDIREGAS, la reforma petrolera del 2008

convirtiéndose en el principal instrumento de inversión de la empresa estatal, donde 10 años después de su creación, en 2005, 90% de la inversión de Pemex se realizaba vía PIDIREGAS.⁷ En 2002 se crean los Contratos de Servicios Múltiples, mecanismo que faculta a Pemex a contratar empresas privadas, principalmente extranjeras, para la exploración y producción de gas natural. La reforma en materia petrolera en 2008 generó mayor apertura a la inversión privada a través de los contratos de incentivos con esquemas de subcontratación, cuyas principales beneficiarias fueron las Compañías Extranjeras Petroleras de Servicios (CEPS) como Schlumberger, Halliburton, Petrofac y McDermott International. Sin embargo, la reforma sustancial para el sector privado, misma que promueven desde diversos foros, reportes y negociaciones a diferentes niveles en México y el extranjero, como el mismo Reporte Internacional de BML⁸ (2013), establece la apertura total del sector energético mediante las reformas a la Constitución que permitan, desde contratos de utilidad compartida como planteaba la propuesta original del gobierno, hasta contratos de producción compartida y concesiones defendidos fundamentalmente por el Partido Acción Nacional. El mismo reporte de BML,⁹ que expresa las posiciones de las grandes

corporaciones transnacionales petroleras, afirma que México mantiene restricciones legales en la Constitución para la plena inversión de las CPE-CTP (Corporaciones Transnacionales Petroleras) en el sector. Con el regreso del PRI al poder, los acuerdos con las CPE para abrir la Constitución y reformar el sistema fiscal se consumaron.

Por otro lado, de esas medidas, una que es trascendental en la desnacionalización de la industria petrolera por su impacto transversal en toda la escala de la producción y eficiencia, es la de la desincorporación en varias subsidiarias en 1992. Bajo la administración de Carlos Salinas de Gortari, el Congreso aprobó la modificación a la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos (Pemex), mediante la cual Pemex pasó de ser un único organismo descentralizado de carácter técnico, industrial y comercial, a cuatro empresas con personalidad y patrimonio propio: Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica, y, Pemex-Petroquímica.¹⁰ Esta medida de disolver la unidad de negocio y con ello generar empresas competidoras entre sí, tuvo el objetivo de producir y vender a precios internacionales los productos de cada una de los organismos, que al final dependían administrativa, pero no operativamente, de Pemex.

acordó que el saldo total de esta deuda que se registraba como pasivo de las paraestatales como Pemex se contabilizaría en el futuro como deuda pública.

⁷ Banco Mundial (2005).

⁸ Mexico Oil & Gas Report Q4 2013 de Business Monitor International.

⁹ Según el reporte de BML (2013) se plantea al respecto que “bajo el modelo conocido como Contratos de producción compartida, los cuales permiten a las compañías petroleras pueden ser compensadas con grandes sumas de dinero, pagado en efectivo, así como con un precio del barril del petróleo por debajo de la tarifa de mercado (p. 30)”. Además, puede consultarse el apartado “Market Overview” del mencionado reporte, página 30, en relación con la insuficiencia de esas reformas para “impulsar la inversión”.

¹⁰ Pemex Exploración y Producción: para la exploración y la explotación del petróleo, el gas natural, su transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados; Pemex Refinación: que realizaría los procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; Pemex-Gas y petroquímica básica: responsable del procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial, así como su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización y, finalmente, Pemex-Petroquímica: organismo responsable de la elaboración de petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

Estas medidas provocaron, por años, una profunda ineficiencia y descapitalización de la paraestatal. En primer lugar, se generó un aumento innecesario de la burocracia al tener en cada empresa áreas administrativas y de operación, que aumentaron el personal, y por ende los costos, como evidencian Bartlett y Rodríguez (2008).¹¹ Lo importante es que al separar la unidad de negocio, cada empresa-subsidiaria buscará la maximización de los ingresos por separado, incluso a costa de las otras subsidiarias, que funcionan en la práctica como empresas aisladas. La falta de integración, además de generar *des-economías* de escala y con esto el aumento en los costos, impulsa a cada subsidiaria a vender sus productos a precios internacionales, sesgando el precio de producción y mercado local de las mercancías a la alza, lo cual conlleva un impacto negativo en el poder de compra del consumidor mexicano y un aumento potencial en el precio de costo de mercancías entre subsidiarias.

Producción dirigida a consumo personal interno

Para la economía dominada por el paradigma neoliberal, alcanzar la eficiencia pasa por establecer los precios de las mercancías a precio internacional, a fin de no “subsidiar el consumo doméstico”. Diversos estudios en la literatura sobre la eficiencia de las CPN y CPE en la industria petrolera (Al-Obaidan and Scully, 1991; Hartley y Medlock III, 2013; y Eller *et al.*, 2011) encuentran evidencia de la mayor eficiencia de las CPE *versus* CPN, al considerar que el objetivo de las corporaciones debe ser maximizar ingresos (no ganancias) y, para ello, deben ajustarse

los precios de las mercancías producidas por los CPN a precios internacionales y dejar de subsidiar a los consumidores locales.

En el caso de México, la Ley del Impuesto Especial sobre Productos y Servicios (IEPS) establece en la fracción I del artículo 2º, que el precio de la gasolina en México se definirá considerando el promedio del precio *spot* de la gasolina regular sin plomo, vigente en la Costa del Golfo de Estados Unidos de América. La gráfica 1 muestra en precios locales de México el precio del litro de la gasolina, que tiene como parámetro el de este combustible en esa región de EUA. Como puede observarse, en general, el diferencial es mínimo y a partir de la crisis de 2009 es menor; y cuando el precio en Estados Unidos es mayor que el de México, se plantea la existencia de un “subsidio” implícito.

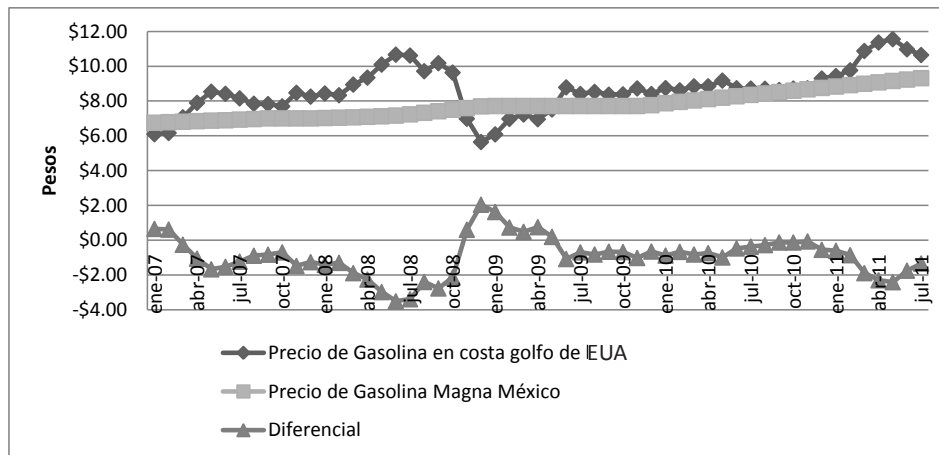
Sin embargo, el problema de poner como referencia el precio internacional, en este caso el de Estados Unidos, se encuentra en que la canasta de mercancías que consume la población mexicana se encuentra a precios locales, lo mismo que el precio de la fuerza de trabajo, el salario. Los precios de los productos de una economía que no está dolarizada en términos de compra, como la mexicana, se establecen de acuerdo con sus precios de producción locales, y oscilan de acuerdo con la demanda y oferta del mercado local en interacción con los mercados internacionales.

Producción dirigida a consumo productivo (inversión) entre subsidiarias como materia prima

La separación de las entidades subsidiarias ha ocasionado que la comercialización que tengan entre ellas tiene que cumplir con la normatividad convenida en los acuerdos internacionales, referentes a los precios de transferencia. Esta normatividad establece que las operaciones mercantiles celebradas entre organizaciones

¹¹ Según sus cálculos, los gastos de administración en Pemex de 1992 a 1993, año en que comenzó la desincorporación en subsidiarias, aumentaron al doble, al pasar de 2,969 a 5,984 millones de pesos (207 a 460 millones de dólares de 2013).

Gráfica 1. Precios de la gasolina en México y Costa Golfo de EUA, y diferencial de precios 2007-2011



Fuente: Análisis de los precios y de los subsidios a las gasolinas y el Diesel en México, 2007-2011. Dirección de servicios de investigación y análisis. LVI legislatura de la Cámara de diputados.

que comparten la propiedad o el control deben estar valuadas a precios de mercado. Si Pemex se encontrara bajo un esquema de integración vertical, subdivida en áreas específicas, el intercambio de bienes y servicios entre las áreas no implicaría un establecimiento de precios de transferencia, debido a que únicamente se consideraría como un insumo más en la producción. La generación de economías de escala y por tanto de costos mínimos a precios de costo entre subsidiarias, derivadas de la integración vertical, permitiría obtener ganancias y no pérdidas como actualmente ocurre.

Producto de lo anterior, sin una política adecuada y eficiente de la unidad de negocio, donde cada subsidiaria por separado busca maximizar utilidades y sin una política nacional de industrialización que fomente cadenas productivas e integración vertical u horizontal, las otras tres subsidiarias operan con pérdidas. Un claro ejemplo es el de Pemex Refinación, donde producto de esta ineficiencia, se importa en cantidades crecientes la gasolina consumida en el país. El cuadro 1 permite vislumbrar lo planteado en ese sentido: mientras Pemex Exploración tiene una utilidad de operación del

74%, Pemex Refinación muestra pérdidas del 11% con respecto a su operación, la Petroquímica Básica tiene pérdidas operativas del 2.3% y Pemex Petroquímica tiene también pérdidas de la operación equivalentes al 30%. La rentabilidad operativa de Pemex como conglomerado alcanza 55% de sus ingresos, sin embargo, tal y como se observó, la mayor contribución a la utilidad de operación es auspiciada por la alta utilidad de operación de la subsidiaria de Exploración. Si la empresa fuera manejada como unidad de negocio donde permaneciera 74% de esa utilidad que muestra el área de Exploración, la utilidad operativa de Pemex estaría casi al nivel de la empresa petrolera estatal de Kuwait (cuadro 2), corporación cuya utilidad operativa es la más alta del mundo entre las petroleras.

Pemex: empresa eficiente con régimen fiscal extractivo

En 1990 el capital o patrimonio de Pemex representaba aproximadamente 80% de sus activos. Para 2006, el porcentaje se había reducido al 3% y para 2012 los pasivos habían rebasado ya los activos de la empresa paraestatal y representaban 113% de éste, con un patrimonio negativo

Cuadro 1. Estado de resultados de organismos subsidiarios de Pemex 2012

Concepto	Pemex Exploración	%	Pemex Refinación	%	Pemex Petroquímica Básica	%	Pemex Petroquímica	%
Ventas	1,333,286,214	100.0	786,715,800	100.0	184,630,273	100.0	35,410,841	100.0
Costo de ventas	-302,840,887	-22.7	-1,025,958,672	-130.4	-175,765,662	-95.2	-31,826,657	-89.9
Utilidad bruta	1,030,445,327	77.3	-239,242,872	-30.4	-9,951,781	5.4	3,584,184	10.1
Utilidad de Operación	989,913,900	74.2	-85,928,997	-10.9	-4,195,608	-2.3	-10,454,366	-29.5
Costo financiero	33,242,462	2.5	-19,589,916	-2.5	3,078,668	1.7	-800,049	-2.3
Ganancia cambiaría	35,186,096	2.6	3,421,271	0.4	368,507	0.2	840	0.0
Impuestos	898,064,551	67.4	N/D	N/D	221,123	0.1	-16,774	0.0
Utilidad neta	93,982,210	7.0	-102,097,642	-13.0	1,613,034	0.9	-11,270,349	-31.8

Fuente: Pemex (2012).

Cuadro 2. Ventas totales, compras de petróleo, utilidades de operación y utilidades después de impuestos de las principales empresas petroleras del mundo 2012

Compañías	Ventas totales	Compras de petróleo	% de las ventas	Utilidad de operación	% de las ventas	Utilidad después de impuestos	% de las ventas	Número de empleados
Aramco	402,000**	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	54,798
National Iranian Oil Co.	80,715***	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	115,000
Kuwait Petroleum Corp.	151,671	N/D	N/D	118,788	78.30	33,261	21.90	15,825
Petróleos de Venezuela	124,459	40,012	32.10	69,904	56.17	4,215	3.40	93,679
Pemex	126,600	N/D	N/D	69,600	55.00	-8,226	0.00	147,368
Gazprom*	597,434	N/D	N/D	287,556	48.10	248,976	41.70	400,600
Statoil	11,765	5,905	50.20	3,360	28.60	1,130	9.60	N/D
Conoco Phillips	62,004	25,232	40.70	15,423	24.90	7,481	12.10	29,700
Chevron	241,909	140,766	58.20	46,332	19.20	26,179	10.80	62,000
Exxon	453,123	265,149	58.50	78,726	17.40	47,681	10.50	83,600
Total	245,812	170,974	69.60	32,236	13.10	14,618	5.90	92,855
Rosneft	93,971	11,327	12.10	11,662	12.40	10,441	11.10	159,771
Petrobras	175,586	N/D	N/D	20,216	11.50	17,318	9.90	80,492
Royal Dutch Shell	481,700	369,725	76.80	51,183	10.60	26,840	5.60	97,000
Petrochina	357,021	229,477	64.30	28,382	7.90	21,243	5.90	1,670,000
BP	388,285	293,242	75.50	19,733	5.10	11,816	3.00	79,700

* Incluye venta por gas. **Monto de ventas de 2011

***Monto de ventas de 2011.

Fuente: Elaboración propia con base en Estado de Resultados 2012 de Gazprom, Royal Dutch Shell, Exxon, Aramco, British Petroleum, Petrochina, Total, Chevron, Petrobras, Kuwait Petroleum Corporation, Petróleos Mexicanos, Petróleos de Venezuela, Rosneft, National Iranian Oil Company, ConocoPhillips, Statoil, Ranking of 25 most important oil Industries.

de 20,598 millones de dólares.¹² El problema no se encuentra en la eficiencia productiva de Pemex, sino en la operativa como unidad de negocio, en el régimen fiscal extractivo y en la corrupción imperante en todas las esferas del negocio de los hidrocarburos. Veamos, por ejemplo, la situación de la estructura operativa de Pemex, la cual, aun con la inmensa corrupción interna en su funcionamiento, genera de manera consolidada una utilidad operativa de 55%, que pudiera ser aún mayor si existieran mecanismos institucionales efectivos de combate y castigo a la corrupción, así como una unidad de negocio única; considerando que la utilidad bruta oscila entre 90 y 95% dependiendo del precio internacional de venta del petróleo crudo, principal producto de exportación y de ventas de Pemex.¹³

Más aún, la utilidad operativa de la empresa con respecto a sus ventas, es mayor que cualquiera en México y que varias de su tipo en el mundo. El cuadro 2 muestra la eficiencia operativa de las Corporaciones Petroleras Nacionales (CPN) y Corporaciones Petroleras Extranjeras (CPE), donde las CPN tienen las más altas utilidades operativas en ese orden: Kuwait Petroleum Corp. PDVSA-Petróleos de Venezuela, Pemex-México, Gazprom-Rusia y Statoil-Noruega. Pemex tiene una rentabilidad operativa, como corporativo, del 55%, muy por

encima de las CPE como ConocoPhillips con 25%, Chevron 19.2% y Exxon 17.4%.

Pemex es la única corporación entre las grandes petroleras a escala mundial de esta muestra, que tiene utilidades negativas después de impuestos. El régimen fiscal extractivo provoca que Pemex no cuente con utilidades después de impuestos, mismas que debieran utilizarse en el aumento de la capacidad productiva de refinerías y la petroquímica, por ejemplo. De esa manera, una de las situaciones que contribuyen a la aparente ineficiencia y descapitalización de Pemex, se encuentra en el diferencial de impuestos y derechos que la paraestatal aporta al presupuesto federal como porcentaje de sus utilidades. Ninguna empresa puede subsistir y ser sostenible en el largo plazo, si la carga fiscal que tiene es mayor a lo obtenido como ganancias o excedente. El régimen fiscal, extractivo e inadecuado para reinvertir, implica una carga fiscal del 124%¹⁴ de la utilidad operativa, lo que tiene como resultado que las inversiones de Pemex tengan que realizarse con deuda.

Por otro lado, a escala nacional, de acuerdo con una publicación sobre las 500 empresas más grandes del país, ninguna tiene una utilidad de operación similar a la de Pemex para 2012,¹⁵ año en que los ingresos por ventas representaron 125,330 millones de dólares y una utilidad de operación del 55%, de 68,795 millones de dólares. Su más cercana, América Móvil de Carlos Slim, ubicada en el segundo lugar de la lista, tiene ventas dos veces menores a Pemex y una utilidad de operación de 33%.

¹² Los datos de 1990 a 2006 fueron obtenidos de Bartlett Díaz y Rodríguez Padilla (2006: 70-71), mientras para 2012 son de la revista *Expansión* en su edición especial 2013 sobre las 500 empresas más grandes de México. La conversión de valores de moneda mexicana (peso) a dólar, se hicieron a partir del tipo de cambio del 11 de noviembre de 2013.

¹³ Un ejemplo a considerar es que el costo de producción del barril de petróleo oscila entre 4 y 5 dólares, mientras el precio de venta podría ubicarse hasta en 100 dólares. El precio promedio de 2012 del barril de petróleo fue por ejemplo de 101.5, según CESOP (2013).

¹⁴ El dato es para 2012. En promedio de 2008 a 2012 los ingresos fiscales extraídos por el Estado de Pemex en materia de derechos e impuestos fueron de 122% con respecto a las utilidades operativas.

¹⁵ CNN *Expansión* (2013).

La desnacionalización garantiza las necesidades energéticas de EUA

Con crecientes problemas sobre el control unipolar del planeta, pero aún como potencia hegemónica, Estados Unidos de América ha buscado desde hace décadas suplir su abastecimiento energético proveniente del Medio Oriente. La integración comercial en América del Norte tiene entre sus objetivos satisfacer las necesidades energéticas de EUA, así como garantizar el control de gran parte de la energía producida en el mundo. El Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos provocó que Canadá perdiera control sobre sus energéticos, debido a las reglas del Acuerdo, tales como la restricción del establecimiento de precios mínimos y máximos del petróleo, y no suprimir la prohibición de exportación de crudo de Estados Unidos en aras de garantizar su consumo interno (Puyana, 2006).

El objetivo de Estados Unidos es hacer de América del Norte una región integrada completamente en materia petrolera, donde las necesidades energéticas de un país deberán obligatoriamente ser satisfechas por todos los países. Al tener ese país un consumo 14 veces mayor al de México, éste quedaría subordinado a proveer irrestrictamente de petróleo al país del norte, relajando su soberanía energética.

El objetivo central de la desnacionalización es, por un lado, garantizar el suministro de petróleo de Estados Unidos y, por otro, favorecer con la entrega de la renta petrolera a las grandes corporaciones internacionales CPE. El documento Annual Energy Outlook 2013 de la Administración de Información Energética de EUA¹⁶ contiene datos fundamentales que permiten identificar el interés de aquel país por controlar los hidrocarburos mexicanos: Estados Unidos será en pocos años exportador neto de

gas, pero seguirá siendo importador neto de petróleo. Según este informe, el incremento de la producción de gas natural, además de comenzar a revertir la tendencia de importador neto y aumentar sus exportaciones, ha generado una caída en el precio del gas, donde el incremento en la producción y exportación de gas natural dependerá no sólo de los hallazgos en su propio territorio, sino en países extranjeros, "tal como el desarrollo de nueva capacidad de producción en países extranjeros, particularmente en reservas de aguas profundas, depósitos de gas *shale* y el Ártico".¹⁷ Asimismo, el llamado gas lutitas será la principal fuente de crecimiento de reservas y producción de Estados Unidos, mientras que su principal cliente en materia de exportaciones sería México, al aumentar sus importaciones de 0.5 billones de pies cúbicos en 2011 a 2.4 billones de pies cúbicos en 2040.¹⁸

Además, aunque Estados Unidos espera un incremento en el consumo del gas natural en aproximadamente 10 billones de pies cúbicos durante los próximos treinta años, no hay un descenso sustancial en la demanda potencial por petróleo. Se prevé que para 2019, Estados Unidos consuma diariamente 19.8 millones de barriles de petróleo, mientras para 2040, la proyección es de 18.9, 900 mil millones de barriles menos. La caída se prevé por innovación en tecnologías en el sector transporte en 1,5 mil millones de barriles diarios menos, con un aumento en el sector industrial en 0,6 mil millo-

¹⁷ *Idem.*

¹⁸ "La mayor parte del crecimiento proyectado de las exportaciones de Estados Unidos consiste en exportaciones de tuberías a México, lo que aumenta de forma constante durante el periodo de proyección, como el aumento de los volúmenes de gas natural importado de Estados Unidos para llenar la brecha creciente que existe entre la producción y el consumo en México. Las exportaciones a México se prevé aumenten de 0,5 billones de pies cúbicos en 2011 hasta 2,400 mil millones de pies cúbicos en 2040" (*Idem*, 2013: 78).

¹⁶ Annual Energy Outlook (2013: 78)

nes de barriles diarios. Su producción interna se estancará a partir de 2019 en 12 millones de barriles diarios, por lo que seguirá teniendo un déficit de entre 7.8 y 6.9 millones de barriles diarios que tendrá que importar para asegurar su consumo energético interno.¹⁹

El mismo informe establece también que la utilización de petróleo o gas como mercancías energéticas sustitutas para la industria y transporte dependerá del diferencial de precios y las posibilidades de reconversión tecnológica. El reporte plantea que la misma caída en el precio del gas ha tenido un impacto en la elevación del precio del petróleo y cierta sustitución por gas del petróleo, fundamentalmente en el sector transporte, muy sensible a los cambios en los precios de los combustibles y sector que responde más rápido a la sustitución de los mismos. De igual manera, es importante mencionar el peso de este sector en el consumo de energía en Estados Unidos, dado que el sector transporte consume casi tres veces más hidrocarburos que el industrial, el equivalente al 72% del total de la producción de petróleo.

México produce cerca de 2.547 millones de barriles diarios de petróleo, aproximadamente 900 mil barriles menos que en 2004,²⁰ el año de mayor producción histórica de petróleo en México. De esa producción se exporta casi 50%, 1.255 millones de barriles diarios, frente a 1.870 millones de barriles de 2004, donde la caída de las exportaciones en casi 650 mil millones de barriles diarios, ha sido equivalente al 72% de la disminución de la producción nacional. A quien más afectó esa disminución de la producción fue a Estados Unidos, con una caída

en las exportaciones de México hacia ese país del 84% (550 mmbd).²¹

En cuanto a su consumo de energía, México tiene un consumo diario de 1.3 millones de barriles aproximadamente y, según especialistas, puede mantenerse si se invierte en otras fuentes de energía. El consumo en México se concentra en su mayor parte (casi 93%) en la refinación (producción de petrolíferos como gasolinas, diesel, turbosina) y en menor medida a la petroquímica.²² Así como casi 80% de las exportaciones de petróleo crudo se van a Estados Unidos para satisfacer su demanda interna, un porcentaje importante de la producción de gasolinas que se hacen en las refinerías de Estados Unidos se exportan a México. Según el reporte de la Administración de Información Energética de Estados Unidos: “Las exportaciones totales de gasolina de EUA han disminuido ligeramente en el último año, sin embargo, aún se mantiene en altos niveles”, la mayor parte de las exportaciones de gasolina vienen hacia México y América Central:²³ 57%, 300 millones de barriles aproximadamente, de 527 mil millones de barriles diarios de gasolina se exportaron de Estados Unidos a México en 2011.

Podemos concluir que México no necesita aumentar la producción de petróleo para consumo interno por supuestas cuestiones de eficiencia (porque ésta puede medirse a partir de la rentabilidad operativa) sino por las necesidades energéticas de Estados Unidos, de su industria y transporte. En ese sentido, un documento interno de la Comisión de Energía del senado de Estados Unidos lo expone con claridad:

¹⁹ *Idem* (2013: 79-80).

²⁰ La producción máxima en 2004 fue de 3.382 millones de barriles diarios. Fuente: Perspectiva del mercado de petróleo crudo, SENER (Secretaría de Energía, 2010).

²¹ Referencias obtenidas a partir de CESOP, “Notas acerca del primer informe de gobierno”, número 68, septiembre de 2008, INEGI (varios años) y Pemex.

²² SENER (2010: 117).

²³ Véase: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7530#>

El interés de Estados Unidos está en primer lugar en determinar si las reformas serán significativas [...], el criterio fundamental de cualquier reforma, es si tal reforma produce la voluntad de las compañías petroleras internacionales [...]. Más aún, tener a las compañías petroleras internacionales trabajando con Pemex para aumentar la producción [...] aumentará la confianza de que México tendrá cantidades significativas de petróleo disponibles para exportar a Estados Unidos.

Los impactos de la desnacionalización

En el manejo de la renta petrolera de un país, esto es, de sus excedentes posteriores a cubrir los costos de la inversión, cuando un privado entra en juego para compartir con el Estado la producción y distribución de lo producido, debe considerarse que habrá una contradicción entre elevar al máximo la renta petrolera apropiada por el Estado y la renta petrolera apropiada por el privado. Por simple definición, 100% antes apropiado por el Estado, se repartirá en mayor o menor medida con los privados, dependiendo del régimen fiscal y el tipo de contratos utilizados para compartir la renta petrolera. Según el dictamen de reforma energética aprobado, en el transitorio cuarto, se plantean los tipos de contratos para compartir la renta petrolera, los cuales “podrán ser: de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia”. Se plantea asimismo que entre las modalidades de contraprestación, esto es, la forma de apropiación de la renta petrolera, se encuentran las siguientes:

I) en efectivo para los contratos de servicios, II) con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida; III) con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida; IV) con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del

subsuelo, para los contratos de licencia, o V) cualquier combinación de las anteriores.²⁴

A partir de la experiencia internacional, los modelos de reparto por tipo de contrato, y las condiciones fiscales planteadas en la iniciativa de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos,²⁵ podemos hacer el cálculo del Hoyo Fiscal y económico que generará la privatización de los recursos petroleros.

En caso de que la inversión extranjera alcance el monto que las autoridades mexicanas están planteando de 35 mil millones de dólares anuales,²⁶ con la estructura de costos y los altos niveles de rendimiento operativo de Pemex Exploración y Explotación, que la posicionan como la segunda empresa petrolera más rentable del mundo después de la empresa petrolera estatal de Kuwait con 74% de rentabilidad operativa, se tendría 1 billón 773 mil millones de ingresos. Con el régimen fiscal actual, donde Pemex aporta casi 40% del presupuesto nacional, habría una derrama de recursos a la Federación de 1 billón 207 mil millones de pesos, es decir, 68.1% de los ingresos totales. La cifra de inversión y recuperación

²⁴ Dictamen de las Comisiones Unidas de Puntos Constitucionales; de Energía y Estudios legislativos del senado, aprobado por el senado y la Cámara de diputados con Proyecto de decreto por el que se reforman y adicionan los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de Energía (2013: 277).

²⁵ En materia de los derechos sobre la superficie, consulte los artículos 7 y 13 de la iniciativa de ley de ingresos sobre hidrocarburos; sobre las regalías como porcentaje del valor de la producción, los artículos 7 y 14 de la mencionada iniciativa y, finalmente, en materia del Impuesto sobre la Renta, el artículo 7 y los artículos 15 al 19.

²⁶ Los 35 mil millones de dólares son tomados a partir de las declaraciones del director general de Petróleos Mexicanos, Emilio Lozoya, en la 11° Cumbre de negocios realizada en Guadalajara, Jalisco, el día 23 de octubre de 2013.

Cuadro 3. Simulación de Hoyo Fiscal con contratos de utilidad compartida, con distribución de utilidades 60% gobierno y 40% empresa privada; 50% gobierno y 50% empresa privada y Concesión completa a empresa privada (miles de millones de pesos)

Concepto	Régimen de utilidad compartida		Concesión
	60%	50%	
Participación en utilidades del gobierno	60%	50%	0%
Ingresos totales	1,773		
Utilidades netas totales	1,312		
Regalías (5%) e ISR (30%)	482.2		
Pago de utilidades a gobierno	497.9	414.9	0.0
Ingresos gubernamentales	980.1	897.1	482.3
% Ingresos totales	55%	51%	27%
% Utilidades totales	75%	68%	37%
Hoyo fiscal	227.5	310.5	725.3

Fuente: Elaboración propia con base en Anuario estadístico Pemex.

de la inversión es factible en dos sentidos: el primero, considerando como ejemplo que la Compañía Shell tiene una inversión en todos sus proyectos a escala internacional de 49 mil millones de pesos; y, segundo, que Pemex actualmente tiene una inversión entre 25 y 30 mil millones de dólares. Con la capacidad productiva e infraestructura con la que cuenta Pemex, que no requiere demasiada inversión en capital fijo, es factible entonces que la inversión que antes realizaba Pemex lo hagan de manera completa las privadas transnacionales, pero con esto toda la producción e ingreso serían compartidos entre gobierno y empresa. Simplemente en 2012, los ingresos totales de Pemex Exploración fueron de 1 billón 333 mil millones de pesos con una inversión de entre 25 y 30 mil millones de dólares. Ahora se tendrían ingresos totales por venta de petróleo crudo de 1 billón 773 mil millones con una inversión de 35 mil millones de dólares, un aumento de 439 mil millones de pesos en los ingresos, que equivalen a 337 mil 589 más barriles diarios de petróleo. Con este incremento en la producción de petróleo diario, se lograría producir dentro de tres años, casi 3 millones de barriles diarios.

La diferencia significativa estaría entonces en el reparto de ese ingreso con las corporaciones transnacionales CPT que generará de manera inminente un Hoyo Fiscal.

De compartir la renta petrolera con los grandes CPT, el porcentaje de ingresos totales que ahora corresponderían al Estado, oscilarían dependiendo del tipo de contrato, de utilidad compartida, producción compartida o concesión disfrazada de licencia, desde 55% de los ingresos totales hasta 27%. Esto significa que el Hoyo Fiscal, con la estructura de costos y rendimientos actuales de Pemex, oscilaría entre 227 mil y 725 mil millones de pesos anuales.²⁷ Esto es, si la desnacionalización se centralizara en otorgar solamente contratos de utilidad compartida con un arreglo del 50% para el Estado y 50% de los particulares, el Hoyo Fiscal sería de 227 mil millones pesos, equivalentes a 1.2 veces

²⁷ Si se consideran los contratos de producción compartida CUC con costos de recuperación hasta del 80% en aguas profundas, el hoyo fiscal podría llegar a representar hasta 923 mil millones de pesos, pasando la recaudación de ingresos petroleros para el Estado de 68% de los ingresos totales del negocio a sólo 16%. Este escenario se analiza en el caso de los CUC.

de lo que la reforma fiscal del gobierno plantea recaudar en 2014. Si la desnacionalización se concentrara de manera total en concesiones, el hoyo pasaría hasta 725 mil millones de dólares, el equivalente a casi el endeudamiento total de este año del gobierno federal y al 54% del costo fiscal del rescate financiero del FOBAPROA²⁸ (cuadro 3).

La pérdida de recursos públicos deberá ser subsanada a través de recortes a la burocracia, presionando a mayores recortes en el gasto social como la educación, la salud, los programas de combate a la pobreza, o bien, con aumentos generalizados de impuestos. Considérese que en el primer escenario, donde todos los contratos sean de utilidad compartida, los recursos del Hoyo Fiscal equivalen a casi el monto de dos veces lo dedicado a la insigne estrategia gubernamental “Cruzada contra el Hambre” y tres veces al presupuesto del programa de combate a la pobreza Oportunidades. En el segundo caso, de consumarse un Hoyo Fiscal de 725 mil millones de pesos, esos recursos serían equivalentes a 16 programas del sistema de pensión de adultos mayores 65 y más, diez veces lo presupuestado para el Seguro Popular, 21 veces lo presupuestado para universidades públicas como la UNAM y casi el doble de los recursos presupuestales del Seguro Social. El fondo de todo esto, es que la renta petrolera se maximizará en beneficio de los particulares, de las transnacionales petroleras y no de la nación.

Adicionalmente, la reforma permite registrar las reservas petroleras en sus sistemas contables para fines de especulación financiera. En ese sentido, en su informe sobre el sector

petrolero de México, BLM²⁹ plantea que una de las restricciones de inversión en el sector se encuentra en la imposibilidad de que las corporaciones privadas puedan utilizar las reservas en sus balances, lo que tiene un impacto negativo en su portafolio de activos y márgenes financieros, que para fines especulativos propios del capital ficticio que se mueve en las bolsas de valores, requiere para mantener sus rendimientos —a partir de contar con altos niveles de tasas de reemplazos— de reservas petroleras.

De acuerdo con el transitorio 5º del Decreto de la reforma energética, se establece que los particulares podrán

reportar para efectos contables y financieros la asignación o contrato correspondiente y sus beneficios esperados, siempre y cuando se afirme en las asignaciones o contratos que el petróleo y todos los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentren en el subsuelo, son propiedad de la nación.

Esto es, mediante técnicas contables sofisticadas se utilizarán las reservas petroleras de México como mecanismo de especulación financiera, de enriquecimiento y acumulación privada a partir del fomento y desarrollo del capital financiero internacional. Este mecanismo conocido en el mundo financiero como el “registro del interés económico” de sus contratos de exploración y desarrollo, consiste en estimar el valor de los contratos de las transnacionales para convertirlos en barriles y reconocer éstos como parte de sus reservas en los balances contables y financieros en la *Securities and Exchange Commission* de EUA,³⁰ sin necesidad de transferir formalmente la propiedad del

²⁸ Para el caso de las concesiones, se obtuvo el valor del costo fiscal a partir de un cobro de 5% por regalías (*royalties*) o derechos y de 30% por Impuesto sobre la Renta, en cuestión de impuestos. El cálculo se realizó sin compartir utilidades ni producción.

²⁹ Véase informe anual BLM (2013: 31).

³⁰ Cfr. Rodríguez y Nacha (2013).

petróleo. Es decir, además de la rentabilidad operativa de la producción, las transnacionales utilizarán los recursos petroleros de México para incrementar sus rendimientos y adquirir créditos internacionales a partir de contar con altos niveles de tasas de reemplazos de reservas petroleras.

Aún más, y de manera detallada, de acuerdo con los contratos de explotación y exploración que se harían con privados, se tendría el siguiente impacto por tipo de contrato:

Contratos de utilidad compartida (CUC)

Los contratos de utilidad compartida consisten en un convenio entre el Estado y las corporaciones petroleras transnacionales para dividir parte de la renta petrolera, mediante el reparto de utilidades de la producción y venta de hidrocarburos, misma que será realizada bajo los términos que se establezcan en el contrato. Por tanto, dependiendo del porcentaje que corresponda al Estado y a la corporación privada, será el tamaño del Hoyo Fiscal. En caso de corresponder 60% de las utilidades al gobierno y 40% a las empresas, el Hoyo Fiscal será de 227 mil millones de pesos, mientras que si las condiciones cambian a 50% empresa y 50% gobierno, el faltante de recursos fiscales ascenderán a 310 mil millones de pesos (cuadro 3).

Contratos de producción compartida (CPC)

Los CPC son instrumentos que permiten compartir los ingresos derivados de la venta de hidrocarburos (petróleo y/o gas) entre las transnacionales y el Estado. La ventaja sobre los contratos de utilidad compartida radica en el hecho de que se reparten ingresos y no utilidades, situación que aumenta las tasas de utilidad de las CPE, porque la base de ingresos siempre es mayor que la de utilidades. Los esquemas de CPC han sido utilizados

en Rusia,³¹ Tayikistán, Azerbaiyán, Ucrania, Yemen, Indonesia, China, Vietnam, Malasia, Perú, Brasil, Angola, Uganda³² y Libia.³³ Países con márgenes de independencia económica y política importantes como Rusia, bajo la actual tendencia renacionalizadora a escala mundial de los recursos energéticos estratégicos, recuperaron su soberanía energética, realizando enmiendas al Código fiscal y a la Ley sobre producción compartida (*Tax Code, PSA law*) para nulificar de hecho los CPC, al imponer fuertes restricciones y obstáculos.³⁴

El mecanismo clave de los CPC está basado en la identificación del costo de exploración, extracción y operativos. Mientras más se infle este costo por parte de las corporativas, mayor será el ingreso total que quede para las transnacionales. Existen ejemplos internacionales donde, de cada 100 dólares, 86 se quedan en manos de las transnacionales, porque inflan hasta en 80% los ingresos totales, el costo de recuperación de la inversión. En el mismo documento de decreto de reforma energética, en la página 156 se menciona con respecto a esto que: “El incentivo de las empresas es inflarlos, para evitarlo el Estado tiene que establecer una infraestructura administrativa muy grande para contabilizarlos y controlarlos. Aún así, muchos

³¹ En Rusia, los esquemas de contratos de producción compartida se presentan fundamentalmente en la industria del gas, considerada estratégica para el desarrollo nacional.

³² En Uganda, dadas las restricciones legales para conocer los términos de cada contrato de producción compartida, aunque el gobierno supone ingresos de entre 67.5 y 74.2% de los ingresos totales, *Credit Suisse analysis of Heritage Oil* plantea que el rango se encuentra entre 55 y 67%, Akankwasa (2012).

³³ Para Libia, con negociaciones de hasta 40% de retención de la producción, consulte *Global Energy Market Research: Libya* (2012: 2-4).

³⁴ Véase a Grigoryev (2007: 126-131).

Cuadro 4. Hoyo Fiscal con CPC bajo el esquema de costos de producción y gastos de administración para Pemex Exploración (Recuperación del 26% de los costos). (Miles de millones de pesos)

Concepto	CPC: 60% Gobierno y 40% empresa	CPC: 50% Gobierno y 50% empresa	CPC: 40% Gobierno y 60% empresa
Ingresos totales	1773		
Regalías pagadas al gobierno (A)	88.6		
Ingresos netos	1684.3		
Costo de recuperación 50% (B)	437.9		
Renta petrolera	1246.4		
Utilidad gubernamental (C)	747.8	623	498
Utilidad antes de impuestos empresa	498.5	623	747
Impuestos a las utilidades 30% (D)	149.5	186	224
Utilidad neta empresa (E)	349	436	523
Acceso a ingresos por parte de Gobierno (A+C+D)	986	898	811
Acceso a ingresos por parte de empresa (B+E)	786.93	874.18	961.43
% de acceso de ingresos de Gobierno	55.6%	50.7%	45.8%

Fuente: Elaboración propia con base en Anuario Estadístico Pemex, Bush y Johnston (1998).

de estos contratos terminan en tribunales. La contabilización de los costos también se presta a corrupción". Por esto, aunque se consideren auditorías externas en el transitorio 9º de este decreto, el caos generado por el sinnúmero de contratos con diferentes especificaciones en un entorno de corrupción generalizada del gobierno, incrementará las situaciones donde las corporaciones inflen los costos para apropiarse de la mayor parte de la renta petrolera.

Los CPC se encuentran además en una situación que financieramente puede representar tasas de ganancia intermedias entre los contratos de utilidad compartida y concesiones o, en el caso de tener "costos de recuperación" inflados y cercanos al 80%, la rentabilidad puede ser similar o incluso superior a las concesiones. Pero si la rentabilidad de las transnacionales aumenta, la renta petrolera para el Estado disminuye. Por esta razón, gran parte de las veces y en entornos donde el nacionalismo es

un componente esencial de la cultura política entre los ciudadanos como en México, las compañías prefieren los CPC a concesiones, porque si bien en el esquema de concesiones las compañías tienen el derecho sobre el hidrocarburo, en los CPC, aunque la propiedad formalmente es del Estado, la mayor parte de los ingresos derivados de la venta del hidrocarburo es para las compañías extranjeras.³⁵ En términos de seguridad sobre la propiedad-posesión de la renta petrolera y, por tanto, sobre la rentabilidad, los CPC tienen mayor certidumbre que las concesiones-licencias. Es además ampliamente conocido en la industria del petróleo, que la diferencia entre los CPC y las concesiones-licencias se plantea a partir de la apariencia del control estatal sobre los hidrocarburos que proporcionan los primeros. Tienen ventaja, por tanto, no sólo en cuanto a la discrecionalidad

³⁵ Cfr. Bush and Johnston (1998) y Muttit (2006).

Cuadro 5. Hoyo Fiscal con CPC bajo el esquema de costos de producción y gastos de administración bajo el régimen de aguas profundas (Recuperación del 80% de los costos). (Miles de millones de pesos)

Concepto	CPC: 60% Gobierno y 40% empresa	CPC: 50% Gobierno y 50% empresa	CPC: 40% Gobierno y 60% empresa
Ingresos totales		1773	
Regalías pagadas al Gobierno (A)		88.6	
Ingresos netos		1,684	
Costo de recuperación 80% (B)		1,347.2	
Renta petrolera		336.8	
Utilidad gubernamental (C)	202.3	168.4	134.7
Utilidad antes de impuestos empresa	134.7	168.4	202.3
Impuestos a las utilidades 30% (D)	40.4	51	60.6
Utilidad neta empresa (E)	94.3	117.9	141.5
Acceso a ingresos por parte de Gobierno (A+C+D)	331	308	284
Acceso a ingresos por parte de empresa (B+E)	1,442	1,465	1,489
% de Acceso de ingresos de Gobierno	18.7%	17.3%	16.0%
% de Acceso de ingresos de Empresa	81.3%	82.6%	84.0%
Hoyo Fiscal explotación petrolera	876.5	900.2	923.6

Fuente: Elaboración propia con base en Anuario Estadístico Pemex, Bush y Johnston (1998).

de los contratos, sino en la manipulación de la opinión pública acerca de la soberanía sobre la política energética del país.³⁶

Solamente considérese que con el actual régimen de recuperación de costos del 26% sobre la inversión que mantiene la industria de la exploración y explotación petrolera, el costo fiscal potencialmente estaría en la franja entre 221 y 396 mil millones de pesos: en el primer caso, cuando hay un reparto del valor de la producción de 60-40 gobierno-empresa privada y, en el segundo caso, cuando se invierte la proporción a 40-60 gobierno-empresa privada.

Sin embargo, si los costos de recuperación se elevaran al 80% como lo hacen estas empresas en contratos de aguas profundas en el mundo,³⁷ entonces el Hoyo Fiscal bajo los

esquemas mencionados oscilaría de 873 a 923 mil millones de pesos; esta última cifra, casi 200 mil millones de pesos más que con el esquema de concesión (cuadro 5). Donde el Hoyo Fiscal es prácticamente igual al de las concesiones, es cuando el costo de recuperación es del 60%, cuyos escenarios estarían entre de 633 a 728 mil millones de pesos. Dos últimas reflexiones en ese sentido: en primer lugar, que el punto clave de los CPC está en el costo de recuperación y en menor medida en el reparto de ingresos o ventas netas de regalías y costos de recuperación. En otro sentido, pero producto de que la

ración en ese momento era del 80%. Según los autores, cuando la explotación del petróleo, para el caso del Golfo de México, se realiza en aguas profundas, los límites de la deducción de los costos de operación y de producción se deben establecer en 80%. Esto se debe a que la probabilidad de encontrar petróleo es de 1 sobre 5, por lo tanto, se debe permitir a las empresas deducir las pérdidas que obtendrán de no encontrarse el petróleo.

³⁶ Muttit, Greg (2006) y Walde Thomas (1995).

³⁷ El ejemplo que utilizan Bush y Johnston (1998: 47) para este caso es el de Indonesia, cuyo costo de recupe-

clave del sistema se encuentra en el costo de recuperación, las diferencias entre las CPC y concesiones pueden prácticamente no existir en el plano financiero, citando a Johnston (1994): “La terminología es ciertamente distinta, pero estos sistemas en realidad no son tan diferentes, desde el punto de vista financiero”.³⁸

Licencias (concesiones)

El Sistema de concesiones o licencias otorga a las transnacionales de manera individual o a través de las CPT, licencias para E&P hidrocarburos (petróleo o gas). La licencia permite a la compañía apropiarse de toda la cadena de producción y comercialización del hidrocarburo (transporte, refinación, venta) con el único compromiso hacia el Estado, de pagar impuestos y derechos bajo el régimen fiscal vigente. El principal beneficio/riesgo para estos sistemas se encuentra, por tanto, en el diseño del régimen fiscal, dado que la posesión y control de la renta petrolera se encontrará en manos de las transnacionales. Con la modificación a la Constitución en sus artículos 27 y 28, y con modificaciones al régimen fiscal que incluyan consideraciones en la nueva Ley de ingresos sobre hidrocarburos, permitirán a las corporaciones apropiarse de la mayor parte de la renta petrolera, alcanzando márgenes de ganancia neta después de impuestos hasta de casi 180%, por la baja carga impositiva total con respecto a los ingresos y utilidades: 27 y 37% (cuadro 3). Considérese en términos comparativos que la carga fiscal sería mucho más baja para este tipo de contratos que en países como el mismo Estados Unidos, que tiene 20% de regalías y 50% de impuestos sobre la renta o ingresos, dando una carga fiscal promedio sobre los ingresos

de 50%; o Noruega con una carga fiscal total del 78%. En tal caso, por tanto, con el supuesto de que todos los contratos se harían bajo el esquema de concesiones-licencias, el Hoyo Fiscal sería de 725 mil millones de pesos.

CONCLUSIONES

El presente trabajo encontró evidencia de la desnacionalización de Petróleos Mexicanos (Pemex) en materia de soberanía energética y afectación presupuestal en recursos fiscales provenientes del petróleo. El análisis planteó que a pesar de una alta eficiencia productiva que ubica a Pemex como una de las corporaciones más eficientes en términos de su rentabilidad operativa, ésta será desmantelada de manera definitiva con la reforma energética. Las medidas de su desnacionalización deliberada desde los años noventa, con un régimen fiscal extractivo y aspectos como la separación de la unidad de negocio, fueron fundamentales para descapitalizarla y generar ante la opinión pública la impresión de empresa ineficiente con precios altos en materia energética como el caso de las gasolinas.

La entrada de capitales extranjeros al sector energético generará una contradicción entre maximizar la renta petrolera de los privados y la del Estado, puesto que si se realiza lo primero se estaría minimizando la participación en la renta petrolera del Estado y viceversa. En todos los escenarios planteados, los ingresos del gobierno como proporción de los ingresos totales de la venta de petróleo es menor al 68%, que es el escenario original sin que hubiera cambio alguno en la Constitución con fines de desnacionalización a excepción del escenario impositivo tipo Noruega, donde se mantiene el control estatal sobre el hidrocarburo pero con posibilidades de reinversión, el cual es com-

³⁸ Johnston, Daniel. (1994: 39). *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. EUA: Pennwell.

patible con un régimen fiscal completamente progresivo, sin privilegios y tratamientos fiscales especiales como la consolidación fiscal.³⁹

La eliminación de la exclusividad del Estado en la explotación y exploración del petróleo, traerá graves y significativas consecuencias en materia de soberanía energética como en materia fiscal. En el primer aspecto, con el desmantelamiento de la Constitución de 1917, la producción de hidrocarburos se hará en función de las necesidades energéticas de Estados Unidos y para beneficios de los grandes corporativos petroleros. Los diferentes escenarios del impacto fiscal con la entrada de los grandes corporativos petroleros transnacionales (CPT) al territorio mexicano, muestran la contradicción entre maximizar la renta petrolera privada y la que se apropiará el Estado, teniendo como resultado un Hoyo Fiscal en el gobierno que oscilaría entre 227 y 725 mil millones de pesos, el cual deberá solventarse con mayores impuestos, deuda o reducción del gasto gubernamental.

BIBLIOGRAFÍA

- Akankwasa S. (2012). Uganda activists sue government over oil production sharing agreements. *IBA Global Insight*, 66(3), 10. June.
- Al-Obaidan, A.M., & Scully, G.W. (1991). Efficiency differences between private and state-owned enterprises in the international petroleum industry. *Applied Economics* 23, 237-246.
- Aramco. (2011). Annual Review 2012 Retrieved from: <http://www.saudiaramco.com/en/home/news/publications-and-reports/corporate-reports0.html#news%257C%252Fen%252Fhome%252Fnews%252Fpublications-and-reports%252Fcorporate-reports0.baseajax.html>
- Bartlett Díaz, M., & Rodríguez Padilla, V. (2008). *El petróleo y Pemex. Despojo a la nación*, 2ª ed. Mexico: Editora y Encuernadora Cosmos.
- British Petroleum. (2012). Annual Reports and form 20-F 2012. Retrieved from: <http://www.bp.com/en/global/corporate/investors/annual-reporting.html>
- Bush, J. W., & Johnston, D. (1998). *International Oil Company Financial Management in Nontechnical Language*. Tulsa Oklahoma, USA: Pennwell Books.
- Business Monitor. (2013). Wide reaching energy reform could be within reach. Retrieved from <http://www.businessmonitor.com/news-and-views/wide-reaching-energy-reform-could-be-within-reach>
- CESOP. (2013). Notas acerca del primer informe de gobierno, número 68, Reportes CESOP. September. Retrieved from http://www3.diputados.gob.mx/camara/001_diputados/006_centros_de_estudio/04_centro_de_estudios_sociales_y_de_opinion_publica/003_accesos_directos/002_publicaciones/007_reporte_cesop
- CESOP. (2013). Reforma Energética, número 66, reportes CESOP, July. Retrieved from: <http://www3.diputados.gob.mx/camara/content/download/312235/1063914/file/Reporte-CESOP-66-reforma-energetica.pdf>
- Chevron. (2012). 2012 Annual Reports. Retrieved from: <http://www.chevron.com/annualreport/2012/documents/pdf/Chevron2012AnnualReport.pdf>
- CNN *Expansión*. (2013). 500 largest companies in Mexico. Retrieved from <http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2011/countries/Mexico.html>
- Conoco Phillips. (2012). 2012 Annual Reports. Retrieved from: http://www.conocophillips.com/investorrelations/Company%20Reports/2012_Annual_Report.pdf
- Cámara de diputados. (2013). Decree of Energy Reform. Retrieved from: comunicacion.senado.gob.mx/pdf/2013/dic/RefEne.pdf
- Dirección de servicios de investigación y análisis. LVI Legislatura de la Cámara de diputados. (2012). Analysis of the prices and subsidies on gasoline

³⁹ Sólo considérese que si desapareciera el régimen de consolidación fiscal, ahora Régimen Opcional para Sociedades, se recaudarían alrededor de 750 mil millones de pesos adicionales (57 mil millones de dólares).

- and diesel in Mexico, 2007-2011. Retrieved from <http://www.diputados.gob.mx/cedia/sia/se/SAE-ISS-06-11.pdf>
- ECLAC. (2013). Panorama social de América Latina. Comisión Económica para América Latina. Documento informativo, diciembre. Santiago de Chile, Chile.
- Eller, S. L., Hartley, P.R., & Medlock, H.I. (2011). Empirical evidence on the operational efficiency of National Oil Companies. *Empirical Economics* 40, 623-643.
- Exxon. (2012). Financial statements and Supplemental Information. Retrieved from: http://corporate.exxonmobil.com/~media/Reports/Other%20Reports/2012/news_pub_ir_finstmts2012.pdf
- Forbes. (2012). The World's 25 Biggest Oil Companies. Retrieved from: <http://www.forbes.com/pictures/mef45edhmf/not-just-the-usual-suspects-17/>
- Gazprom. (2012). Annual Reports of Gazprom. Retrieved from: <http://www.gazprom.com/f/posts/01/207595/gazprom-financial-report-2012-en.pdf>
- Global Energy Market Research: Libya. (2012). *Libya Energy Statistics*. EBSCO. May 2012, p. 7.
- Grigoryev, Y. (2007). The Russian Gas Industry, its legal structure, and its influence on world markets. *Energy Law Journal*, 28(1), 125-145.
- Hartley, & Medlock H. I. (2013). Changes in the Operational Efficiency of National Oil Companies. *The Energy Journal*, 34, 42.
- INEGI. (2012). Estadísticas del Comercio Exterior en México: Información preliminar enero-agosto 2012. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. México.
- Heigl, M. C. (2011). An Operationalization of the Strategic-Relational Approach: The Contested Privatization of the Mexican Oil Sector (1982–2006). *Globalizations*, 8(1), 81-96.
- Johnston, D. (1994). *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. USA: Pennwell.
- Kuwait Petroleum Corporation. (2012). Annual Reports 2011-2012. Retrieved from: <http://www.kpc.com.kw/MediaCentre/Publications/Annual%20reports/AnnualRep2012-eng.pdf>
- Muttit, G. (2006). Production Sharing Agreements-Mortgaging Iraq's Oil Wealth. *Arab Studies Quarterly*, 28(34), 1-17. Summer/Fall.
- NAFTA. (1993). Tratado de Libre Comercio de América del Norte. México, DF: Diario Oficial de la Federación. 8 de diciembre.
- National Iranian Oil Company. (2011). Annual Reports of National Iranian Oil Company. Retrieved from: <http://en.nioc.ir/Portal/Home/Default.aspx?CategoryID=1749ab39-6590-49b0-a616-930afcbc8233&TabNo=1>
- North American Energy Working Group (NAEWG). (2005). North American Energy Efficiency: Standards and Labeling. Retrieved from: http://clasponline.org/~media/Files/SLDocuments/1993-2005/2004-10_NorthAmericanEnergyEfficiency.pdf
- PDVSA-Petróleos de Venezuela. (2012). Estados Financieros Consolidados PDVSA-Petróleos Venezuela. Retrieved From: <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/free/8008/1624>
- Petrobras. (2012). Annual Reports of Petrobras. Retrieved from: <http://www.investidorpetrobras.com.br/es/central-de-resultados/>
- Petrochina. (2012). 2012 Annual Reports. Retrieved from: [http://www.petrochina.com.cn/Resource/pdf/xwygg/2012ANNUALREPORT\(e\).pdf](http://www.petrochina.com.cn/Resource/pdf/xwygg/2012ANNUALREPORT(e).pdf)
- Pemex Annual Report. (2012). Annual Reports of Petróleos Mexicanos, pp. 23:35. Retrieved from: <http://www.ri.Pemex.com/files/content/Pemex%2020122.pdf>
- Puyana, A. (2006). Mexican Oil Policy and Energy Security Within NAFTA. In *International Journal of Political Economy*, 35(42). Summer, pp. 72-97.
- Reyes, M. (2013). El salario, un derecho fundamental. *México Social*, 3. México: CEIDAS. Octubre. Retrieved from: <http://www.mexicosocial.org/index.php/hemeroteca/numeros-anteriores/item/379>
- Rodríguez, C. M., & Cattan, N. (2013). Mexico's President Courts Big Oil. *Bloomberg Businessweek*, 43, p. 19. August 26.
- Rosneft. (2012). Annual Report 2012. Retrieved from: http://www.rosneft.com/attach/0/58/80/a_report_2012_eng.pdf

- Royal Dutch Shell. (2012). Annual Reports of Royal Dutch Shell. Retrieved from: <http://reports.shell.com/annual-report/2012/servicepages/welcome.php>
- Saxe-Fernández, J., & Delgado-Ramos, G. C. (2003). *Banco Mundial y desnacionalización integral en México*. México: UNAM.
- Senado de la República. (2013). Dictamen de las Comisiones Unidas de Puntos Constitucionales, de Energía y Estudios legislativos del senado. México, DF. Retrieved from <http://comunicacion.senado.gob.mx/pdf/2013/dic/RefEne.pdf>
- SENER. (2010). *Perspectiva del mercado de petróleo crudo*. México, DF: Secretaría de Energía.
- Statoil. (2012). Annual Reports 2012. Retrieved from: <http://www.statoil.com/AnnualReport2012/en/Pages/frontpage.aspx?redirectShortUrl=http%3a%2f%2fwww.statoil.com%2f2012>
- Total. (2012). Annual Reports of Total. Retrieved from: <http://total.com/en/investors/institutional-investors/publications/annual-publications>
- USA Energy Information Administration. (2013). Annual Energy Outlook 2013. Energy Information Administration. Washington DC.: USA.
- USA Senate Foreign Relations Commission. (2012). Oil, Mexico, and the transboundary agreement. US government printing office Retrieved from: <https://www.google.com.mx/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CDAQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.foreign.senate.gov%2Fpublication%2Fdownload%2Foil-mexico-and-the-transboundary-agreement&ei=dI8OU8LEBaGI2AWOz4DgBQ&usg=AFQjCNEZsmcFgXzQ0omtPqf8HklAkTjfxA&sig2=PzAABMKlxIPWLXPMATgXzQ>
- Walde Thomas, W. (1995). *The current status of international petroleum investment: regulating, licensing, taxing and contracting*. Centre for Petroleum and Mineral Law and Policy, p. 49. United Kingdom: University of Dundee:

ÍNDICE

<i>Resumen</i>	3
INTRODUCCIÓN	4
Antecedentes de la desnacionalización de Pemex	5
Producción dirigida a consumo personal interno	7
Producción dirigida a consumo productivo (inversión) entre subsidiarias como materia prima	7
Pemex: empresa eficiente con régimen fiscal extractivo	8
La desnacionalización garantiza las necesidades energéticas de EUA	11
Los impactos de la desnacionalización	13
CONCLUSIONES	19
BIBLIOGRAFÍA	20

Coordinación editorial

Ricardo Escárcega Méndez

Edición y diseño

Juan Jorge Ayala

Impresión: Gráfica Premier, S.A. de C.V.,
calle 5 de Febrero núm. 2309, colonia
San Jerónimo Chichahualco, municipio
de Metepec, Estado de México, CP 52170.

Agosto de 2014.

Tiro: 100 ejemplares.