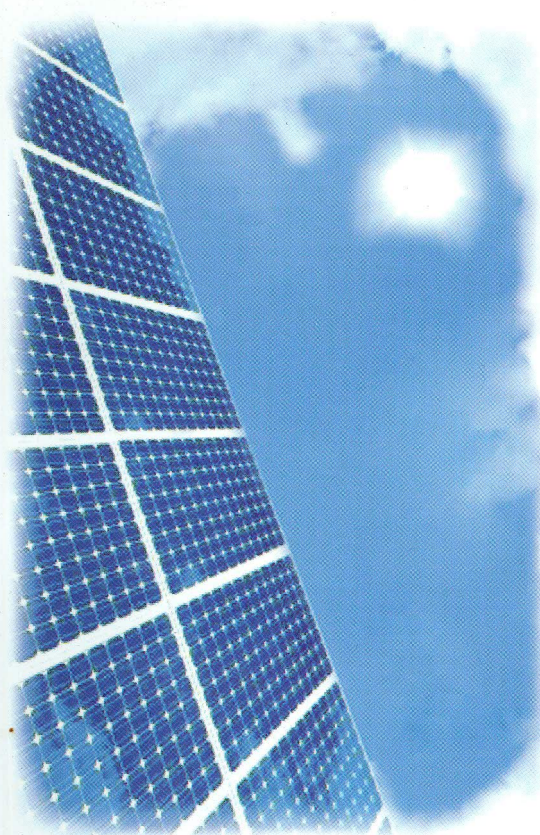


# CRISIS ENERGÉTICA MUNDIAL Y FUTURO DE LA ENERGÍA EN MÉXICO



**José Luis Calva**

Coordinador

**Sarahí Ángeles Cornejo<sup>†</sup>**

**José Luis Apodaca Villarreal**

**Leticia Armenta Fraire**

**Fabio Barbosa Cano**

**Heberto Barrios Castillo**

**Gerardo Bazán Navarrete**

**Roberto Best y Brown**

**Ángel de la Vega Navarro**

**José Cruz Escamilla Casas**

**Claudio A. Estrada Gasca**

**Luca Ferrari**

**Sergio M. Galina Hidalgo**

**Jorge Marcial Islas Samperio**

**Nora Lina Montes**

**Carlos Morera Camacho**

**Pablo Mulás del Pozo**

**Alberto Prieto Morales**

**Víctor Rodríguez-Padilla**

**José Antonio Rojas Nieto**

**Daniel Romo Rico**

**Isabelle Rousseau**

**Análisis Estratégico  
para el Desarrollo**

**Volumen 8**

**CONSEJO NACIONAL DE UNIVERSITARIOS**



# CRISIS ENERGÉTICA MUNDIAL Y FUTURO DE LA ENERGÍA EN MÉXICO

José Luis Calva  
(coordinador)

## Textos

Sarahí Ángeles Cornejo<sup>†</sup>, José Luis Apodaca Villarreal,  
Leticia Armenta Fraire, Fabio Barbosa Cano, Heberto Barrios Castillo,  
Gerardo Bazán Navarrete, Roberto Best y Brown, José Luis Calva,  
Ángel de la Vega Navarro, José Cruz Escamilla Casas,  
Claudio A. Estrada Gasca, Luca Ferrari, Sergio M. Galina Hidalgo,  
Jorge Marcial Islas Samperio, Nora Lina Montes, Carlos Morera Camacho,  
Pablo Mulás del Pozo, Alberto Prieto Morales, Víctor Rodríguez-Padilla,  
José Antonio Rojas Nieto, Daniel Romo Rico, Isabelle Rousseau

Instituciones de adscripción de los autores de este volumen



TECNOLÓGICO  
DE MONTERREY

CONSEJO NACIONAL DE UNIVERSITARIOS

JUAN PABLOS EDITOR

MÉXICO, 2012

## RENTA PETROLERA Y LA INVERSIÓN EN ENERGÍA: MÉXICO 1978-2011\*

CARLOS MORERA CAMACHO\*\*

JOSÉ ANTONIO ROJAS NIETO\*\*\*

### PROEMIO

El sector energético estatal mexicano –agregación de las industrias nacionales del petróleo y eléctrica– ha sido, es y seguirá siendo de extrema relevancia para la dinámica económica, social y política del país. Además de su enorme significación simbólica –por las nacionalizaciones del petróleo en 1938 y de la electricidad en 1962–, el más reciente censo económico<sup>1</sup> nos permite algunos datos que muestran su importancia: 1) genera cerca de 7% del producto interno bruto (PIB), aunque más en términos del valor agregado censal; 2) emplea directamente a cerca de 250 mil personas; 3) registra remuneraciones muy superiores al promedio de la economía y concentra cerca de 7% de las remuneraciones censales; 4) concentra cerca de 30% de los activos y de la maquinaria y equipo, y 5) representa 12% de la formación bruta de capital.

Además, y haciendo un poco de historia, en 1981, la suma de la inversión en las industrias petrolera y eléctrica –industria energética estatal– fue de 27 331 millones de dólares constantes del año 2010 (12 899 millones corrientes de ese año); 73 % correspondió a la industria petrolera y 27% restante a la industria eléctrica. En ese momento se trataba –hay que recor-

\* Estas notas se han elaborado en el marco de un proyecto de investigación, en proceso, más amplio “Mercado Mundial de Dinero y Renta Petrolera” que ha contado con apoyos del Programa PAPIIT (IN309309) de la Universidad Nacional Autónoma de México.

\*\* Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad Nacional Autónoma de México.

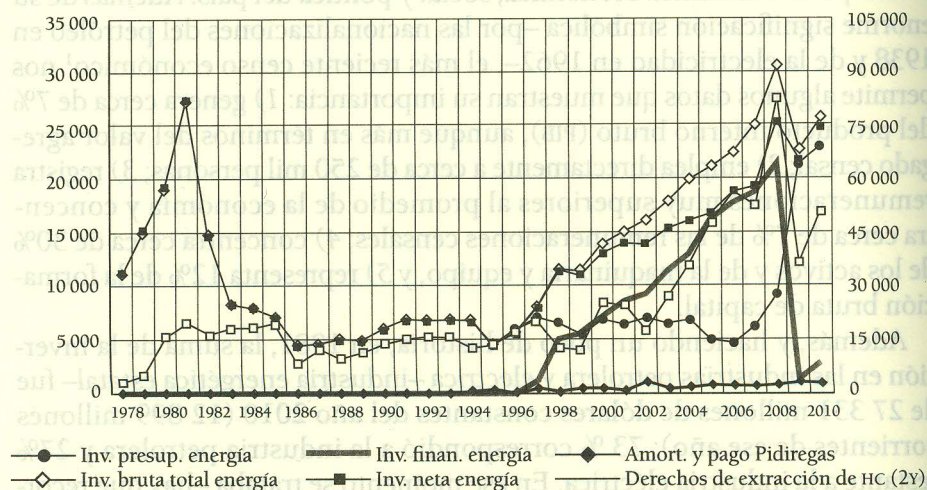
\*\*\* Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México.

<sup>1</sup> Según lo señala el INEGI, los Censos Económicos de 2009 representaron el decimoséptimo levantamiento en su tipo en el país. Y la información de los sectores privado y paraestatal está referida al año inmediato anterior (2008) (INEGI, Censos Económicos, 2011).

darlo— de inversión pública. Sí, sólo inversión pública. También conviene recordar que en ese mismo año de 1981, el nivel de exportación diaria de crudo superó el millón de barriles. Y no olvidar que el precio medio de la mezcla mexicana de exportación fue de 33 dólares corrientes por barril, equivalentes a casi 72 dólares constantes de 2010, considerando la evolución inflacionaria del producto bruto estadounidense. En consecuencia, el volumen de petróleo crudo de exportación representado por la inversión pública global del sector energía de ese año fue del orden de 382 millones de barriles, es decir, 348 días de exportaciones de nuestro crudo.

Complementemos este panorama de inicio de los años ochenta con un dato más. Por concepto de los llamados derechos de extracción de hidrocarburos, en ese año de 1981 el fisco mexicano recibió 20 095 millones de dólares, también constantes de 2010. Así, la inversión pública en el sector energía representó 36% más que ese ingreso fiscal no tributario.

GRÁFICA 1  
EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL  
(MILES DE MILLONES DE DÓLARES DE 2010)



FUENTE: elaboración propia con datos de los informes presidenciales, diversos años.

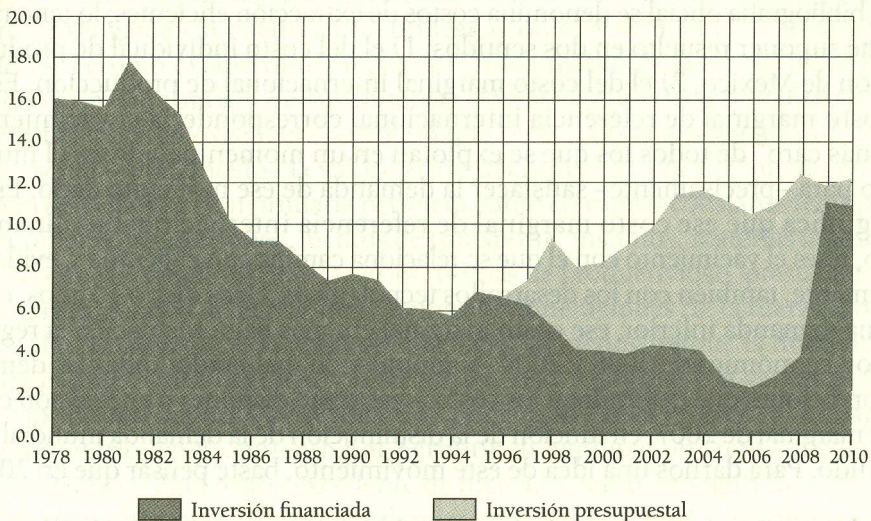
¿Cuál es el origen de ese derecho de extracción? Se diferencia de la ganancia industrial y proviene del excedente petrolero que cualquier productor que concurre al mercado petrolero internacional puede obtener y que tiene tres fuentes distintas: 1) el diferencial de costos respecto al marcador internacional, 2) la valorización de la propiedad de los yacimientos petroleros y 3) el excedente extraordinario que permite altos precios de mercado.

En 2010, por este mismo concepto de derechos de extracción de hidrocarburos, la fiscalidad mexicana captó 50 787 millones de dólares constantes del año 2010. El precio medio de la mezcla mexicana de exportación fue de 71.36 dólares de 2010 por barril. En ese mismo año, el nivel de la plataforma de exportación de petróleo se ubicó en un millón 348 mil barriles al día. Y la inversión en el sector energía ascendió a 25 769 millones de dólares, también constantes de 2010. En consecuencia, el volumen de petróleo crudo de exportación representado por la inversión pública global del sector energía de ese año fue del orden de 361 millones de barriles, es decir, 268 días de exportaciones de nuestro crudo.

Entre estos dos extremos –1978 y 2010– mucho ha acontecido en el terreno petrolero y eléctrico, en el sector energía de México. Como puede verse en la gráfica 1, la inversión no sólo ha sido errática sino inconsistente. Y su composición, tanto en términos del balance petróleo-electricidad, como en términos de la relación público-privado, ha cambiado drásticamente. El papel de la denominada inversión financiada ha sido creciente, aunque más recientemente se ha desplomado. Consecuentemente –como se muestra en la gráfica 2–, la inversión presupuestal ha ido perdiendo peso en el total del sector, con todas las consecuencias que eso representa.

GRÁFICA 2

EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL RESPECTO A LA FORMACIÓN BRUTA DE CAPITAL (PARTICIPACIÓN DEL TOTAL EN PORCENTAJE)



■ Inversión financiada      ■ Inversión presupuestal

FUENTE: elaboración propia con datos de los informes presidenciales, diversos años.

La presente nota pretende informar sobre el comportamiento de esta inversión en el sector energía durante ese periodo. Son 33 años de una vida petrolera y eléctrica, intensa y debatible.

### UNA NOTA TEÓRICA PRELIMINAR

Una definición oficial del gobierno de México sobre la renta petrolera conduce a comprenderla como la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo, a precios del mercado internacional, y los costos de extracción eficientes.<sup>2</sup> Esta definición es útil para entender el concepto de excedente petrolero, sólo eso. No menos, pero tampoco más. No menos porque es correcto entender que si al ingreso por venta de crudo se le restan los costos, nos queda –justamente– un excedente. Pero la comprensión de la dinámica y la estructura de este excedente exige descubrir las partes que lo componen. La distinción es fundamental, pues además de que dichas partes se determinan con lógicas distintas, de ordinario son objeto de un arrebato excesivo de funcionarios federales, gobernadores y presidentes municipales, que parecen no comprenderlas para formular con mucho mayor cuidado y prudencia sus demandas. Conviene, entonces, identificar y explicar las partes que componen los excedentes petroleros y cómo se “originan” y se “mueven” esos componentes. Esto es aún más importante para comprender y establecer las bases del régimen fiscal de empresas como Petróleos Mexicanos (Pemex). Por el momento tenemos que suponer resuelto el problema de la determinación de costos. Más específicamente, lo que en la bibliografía oficial se denomina costos de extracción eficientes; lo tenemos que suponer resuelto en dos sentidos: 1) el del costo individual de producción de México; 2) el del costo marginal internacional de producción. Este costo marginal de referencia internacional correspondería al yacimiento “más caro” de todos los que se explotan en un momento dado en el mundo para –precisamente– satisfacer la demanda de ese momento dado. Esto significa que ese costo marginal de referencia internacional es dinámico, pues el yacimiento con el que se relaciona cambia con el tiempo y, evidentemente, también con los desarrollos tecnológicos. Hace diez o 15 años, con una demanda inferior, ese costo marginal era más bajo. Incluso en la regresión económica de 2008 y 2009 –y suponiendo inalteradas todas las demás condiciones que determinan los costos– ese costo disminuyó en relación con el marginal de 2007, en función de la disminución de la demanda mundial de crudo. Para darnos una idea de este movimiento, baste pensar que en 2009

<sup>2</sup> Sener y Pemex, *Diagnóstico sobre la situación de Pemex*, México, 2008, apartado 5.3, página 115.

–y respecto al año 2007, antes del inicio de la regresión económica mundial– el consumo de petróleo en el mundo acumuló una baja cercana a los dos millones de barriles al día; consecuentemente, con un incremento superior a los dos millones y medio de barriles diarios en 2010 respecto al año 2009 y de poco más de un millón en 2011 respecto al 2010. Nuevamente, hay condiciones para que ese marginal de referencia se eleve, siempre y cuando los productores de menores costos –básicamente los del Medio Oriente– no aumenten su producción. Así, y en estricto sentido, la renta petrolera es exclusivamente la parte del excedente global que se determina por la diferencia del costo marginal vigente en un momento dado en el mercado mundial y el costo individual de producción. Adam Smith, David Ricardo y Marx le llaman renta diferencial. Su monto depende del movimiento de ambos costos, dependiente, a su vez, de la calidad y ubicación de los yacimientos, pero también de la eficiencia productiva en exploración, explotación, desarrollo y producción. Asimismo –no hay que olvidarlo–, depende del nivel de la demanda y del nivel de explotación de los yacimientos de costos menores. En consecuencia, la renta petrolera puede ser mayor o menor cuando los productores de costos privilegiados son capaces de mover su nivel de producción. Es el caso, como se mencionó antes, de los productores del Medio Oriente; basta analizar la historia de su producción para demostrarlo.

Los excedentes tienen otros dos componentes, no sólo la renta diferencial. Para identificarlos descontemos del precio la ganancia que debe ir al productor –en este caso Pemex– como pago por el uso del capital global utilizado, activos, materias primas, materias auxiliares, remuneraciones al trabajo, entre otros. Esta ganancia puede ser identificada con el movimiento de la tasa de interés. Pero no exclusivamente, pues el movimiento de la rentabilidad general de la economía y de sus diversas esferas resulta determinante en la identificación del excedente petrolero que corresponde a la ganancia y que representa –repetámoslo– la valorización del capital global adelantado en la esfera de la producción primaria petrolera, tanto en capital constante (equipo, maquinaria, instalaciones, medios de transporte, insumos, materias auxiliares) como en capital variable (salarios, primas de productividad, prestaciones corrientes, fondos de pensiones y demás remuneraciones de la fuerza laboral). Hay, finalmente, dos componentes más, al menos porque la diferencia entre el precio internacional y la suma del costo marginal y la ganancia (el precio natural según David Ricardo) podría dividirse en dos: 1) el pago al propietario del yacimiento por permitir su explotación (renta absoluta según Marx) y 2) el resto (excedente de mercado, también según Ricardo).

Marx explica bien de dónde salen las rentas diferencial y absoluta, y el excedente de mercado: valor transferido de otras esferas; de aquí su contin-

gencia, aleatoriedad y gran impacto. También explica, por cierto, por qué los productores soportan precios de mercado inferiores a los llamados por Ricardo naturales: el costo capitalista de producción es inferior al costo total social, al valor; un valor que tiende a homogeneizarse para cada esfera y para toda la economía, en el complejo proceso de transformación de valores en precios.<sup>3</sup> De aquí la gran polémica histórica sobre la teoría marxista del valor, pues da razón teórica de la plusvalía como excedente no pagado a los trabajadores.

No creemos que estas distinciones teóricas deban ser guía mecánica para definir el régimen fiscal de Pemex. No. Llevaría a muchas complicaciones. Pero deben ser tomadas en cuenta para que, bajo el esquema fiscal más simplificado posible, se eviten “cuentas alegres” y dispendio de unos excedentes petroleros que muy probablemente tiendan a disminuir, y cuya evolución futura se verá sujeta a cuatro lógicas distintas: 1) la de la ganancia media, ligada al volumen de capital invertido en exploración y producción y a la tasa de interés; 2) la de la renta diferencial, derivada de la evolución del costo individual y el costo marginal, siempre sujetos al nivel de la demanda y al comportamiento de los productores de menores costos; 3) la de renta absoluta –valorización de la propiedad– vinculada con la capacidad del propietario –en nuestro caso la nación a través del gobierno– para exigirla, y 4) finalmente, la del excedente de mercado, fruto de la diferencia entre el precio internacional y la suma del costo del productor marginal y la ganancia media. La ganancia media es de Pemex y jamás se la debe conculcar nadie, so riesgo de un gravísimo deterioro de su capacidad productiva. Ya ha pasado. La renta diferencial es de la nación. La renta absoluta también. Y el excedente de mercado también. Pero es muy importante comprender su lógica de creación y sus condiciones de consolidación en el mercado, que en algunos casos hace que ciertos componentes sean volátiles, aleatorios e inseguros.

#### UN CONTEXTO IMPRESCINDIBLE: PETRÓLEO Y MERCADO MUNDIAL DE DINERO

#### Petróleo y especulación

De 2007 a 2011 hemos vivido la mayor volatilidad de precios del crudo de nuestra historia reciente. Hace un par de años, un analista iraní (Ahmad R.

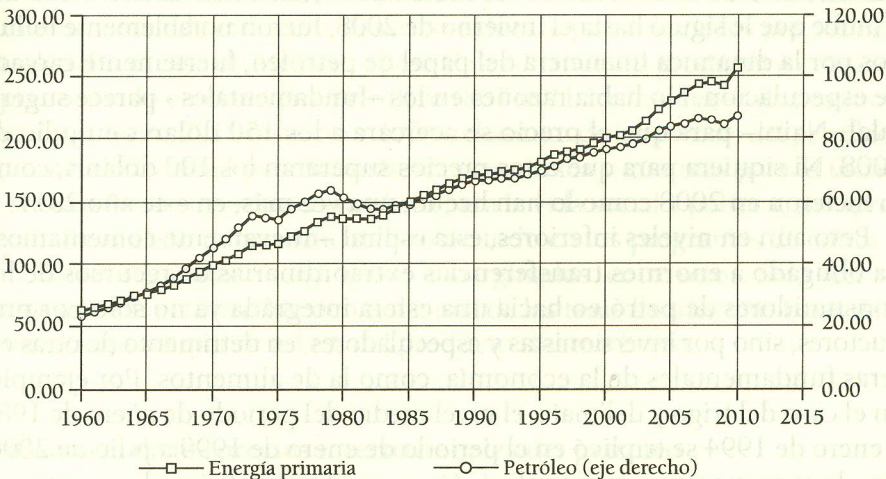
<sup>3</sup> Una explicación relativamente sencilla pero brillante sobre este proceso de transformación de valores en precios nos la ofrece José Valenzuela Feijoó en su texto *Ensayos de economía marxista*, editado por la Unidad Iztapalapa de la Universidad Autónoma Metropolitana, México, 2006.



Jalali-Naini), consultor de la Organización de Países Productores de Petróleo –la famosa OPEP– realizó una investigación sobre el impacto de los mercados financieros en el precio del petróleo y sobre su volatilidad.<sup>4</sup> Lo primero que se debe notar es que hoy en día es insuficiente aludir a los llamados fundamentales para explicar el comportamiento de los precios del petróleo. ¿Cuáles? Los de la demanda: consumo estructural y consumo estacional. Y los de la oferta: costos, disponibilidad, calidades y ubicación. Pero –a decir de Jalali-Naini– en los últimos años la impresionante expansión del mercado de derivados (futuros, opciones, *swaps*...), y su penetración en la esfera petrolera, han tenido un importante impacto en los precios. El mundo se acostumbró no sólo a comercializar la entrega física del petróleo, sino las circunstancias y riesgos de esa entrega en el futuro. Así, los papeles que especificaban esa entrega llegaron a constituir una nueva y altamente deseada reserva de valor. Prácticamente todos los fondos de inversión y de pensiones del mundo adquirieron este papel de petróleo. Pero Jalali-Naini nos hace notar que esta novedad del manejo del petróleo como activo financiero (*asset class commodity*, dicen en inglés) fue precedida y, de alguna manera, alentada por el largo periodo de estancamiento de las inversiones en desarrollo de

GRÁFICA 3

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA Y DE PETRÓLEO, 1960-2010 (MILLONES DE BARRILES DIARIOS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO)



FUENTE: elaboración propia con datos de Energy Information Administration y British Petroleum, diversos años.

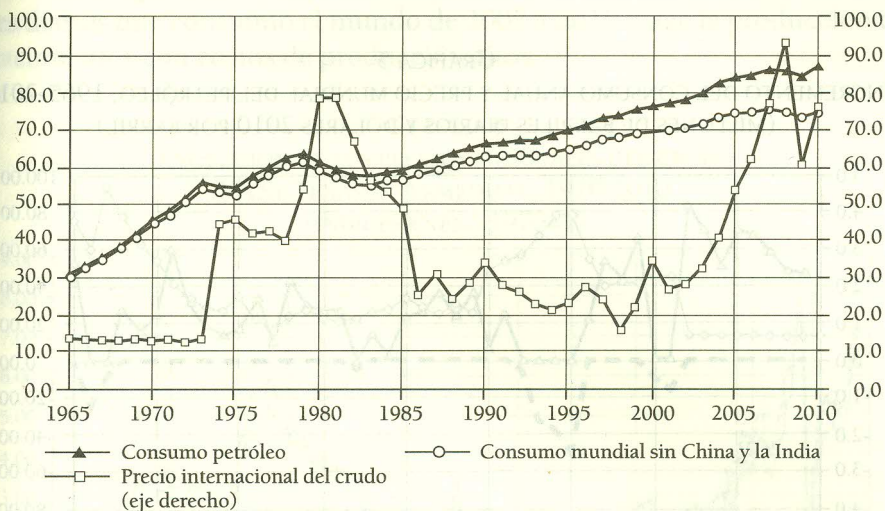
<sup>4</sup> OPEP, *Bulletin*, junio de 2009.

capacidades petroleras, consecuencia, entre otras razones, de un muy largo periodo de precios bajos de petróleo (enero de 1986 a enero de 1999), con precios de la canasta de crudos de importación de Estados Unidos (*Imported Oil*) no superiores a los 30 dólares por barril en promedio durante 14 años.

El importante crecimiento de la demanda mundial de crudo, encabezado por los notables incrementos de China e India de 2003 a 2007, alentó la elevación de precios y, consecuentemente, de los rendimientos a las inversiones en desarrollo de la producción. Un mecanismo fundamental para la concentración y centralización de dinero para financiar las inversiones en la esfera petrolera fue no sólo la emisión de acciones de las empresas –desarrolladoras y estrictamente petroleras–, sino también la emisión de papel en esta esfera y su comercialización a nivel mundial. Primordialmente, a través de la participación del crudo (también del gas natural) en los fondos de *commodities*, promovidos y administrados por bancos, operadoras y demás consorcios financieros. Así, de 2000 a 2008 vivimos una expansión sin precedentes en el volumen de dinero invertido en petróleo, no sólo de fondos de inversión provenientes de todo el mundo, sino de los de pensiones y otros fondos. Todos intentaban obtener simultáneamente rendimientos máximos y minimización de riesgos. Una de las principales conclusiones de Jalali-Naini es que el arribo de todos estos fondos –incluidos los meramente especulativos– al mercado petrolero empezó a influir de manera creciente en el nivel de precios. Más aún, sugiere que la espiral ascendente del invierno de 2007-2008 al verano de 2008, así como el tremendo derrumbe que le siguió hasta el invierno de 2008, fueron notablemente influidos por la dinámica financiera del papel de petróleo, fuertemente cargada de especulación. No había razones en los –fundamentales– parece sugerir Jalali-Naini– para que el precio se acercara a los 150 dólares en julio de 2008. Ni siquiera para que estos precios superaran los 100 dólares, como lo hicieron en 2008 como lo han hecho, una vez más, en este año 2011.

Pero aun en niveles inferiores, esta espiral –nuevamente comentamos– ha obligado a enormes transferencias extraordinarias de recursos de los consumidores de petróleo hacia una esfera integrada ya no sólo por productores, sino por inversionistas y especuladores, en detrimento de otras esferas fundamentales de la economía, como la de alimentos. Por ejemplo, en el caso del trigo y del maíz, el nivel medio del periodo de enero de 1986 a enero de 1994 se triplicó en el periodo de enero de 1999 a julio de 2008. En algunos meses se quintuplicó. Otra conclusión de igual importancia y de carácter más general sería que –en los hechos– el petróleo ya quedó integrado en el espacio financiero mundial, ya no sólo en el productivo o industrial. Además, se ha consolidado como un activo financiero más, a la par de las acciones, los bonos y los *swaps* tradicionales.

GRÁFICA 4  
 CONSUMO Y PRECIO MUNDIAL DEL PETRÓLEO, 1965-2010  
 (MILLONES DE BARRILES DIARIOS Y DÓLARES 2010 POR BARRIL)



FUENTE: elaboración propia con datos de Energy Information Administration y British Petroleum, diversos años.

Junto con los elementos tradicionales –los denominados fundamentales– esta nueva realidad deberá ser considerada por los analistas petroleros cuando se intente, como de ordinario, describir el futuro próximo de los precios del petróleo. En el caso de México, y pese al debilitamiento productivo crónico experimentado en el terreno petrolero (807 mil barriles menos de producción de crudo en 2011 respecto a 2004), el asunto de los precios del petróleo sigue siendo esencial para la dinámica económica y aún más para la fiscal de México. Pero –insistimos– también para la vida social y política, siempre vinculada al gasto gubernamental, sobre todo en los programas de educación, salud, seguridad social, apoyo a marginados, entre otros. Sólo recordemos que sin petróleo México tiene una de las tasas fiscales más bajas del mundo, nunca superior a 11% del producto interno bruto.

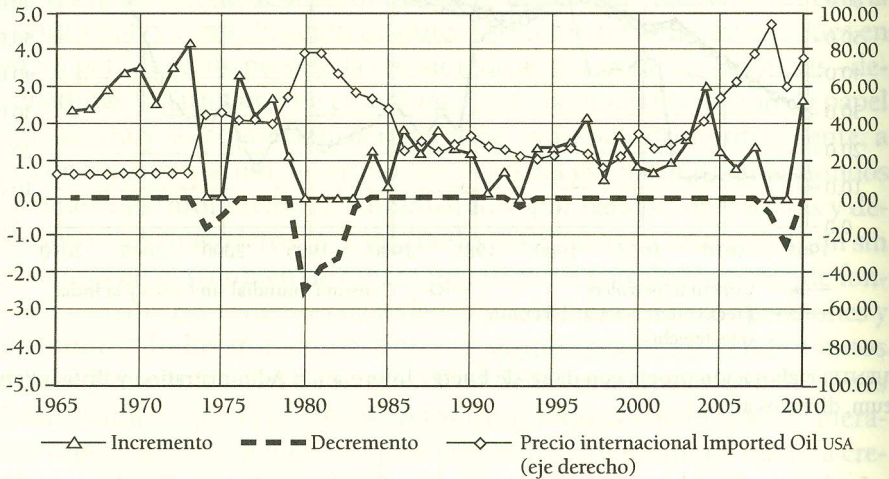
### La dinámica de los precios internacionales del petróleo

Como se puede ver en la gráfica 5, de febrero de 2009 a la fecha, el petróleo de referencia internacional –el West Texas Intermediate (WTI)– ha subido casi de manera continua. ¿Cómo explicar ese ascenso continuo de precios con derrumbe de demanda? Sí, derrumbe. No se puede caracterizar de

otra manera la retracción de 400 mil barriles al día en el consumo mundial de 2008. Y de un millón 200 mil barriles diarios en el de 2009. Es decir, poco menos de dos millones al día menos que en 2007.

GRÁFICA 5

INCREMENTO DEL CONSUMO ANUAL Y PRECIO MUNDIAL DEL PETRÓLEO, 1965-2010  
(MILLONES DE BARRILES DIARIOS Y DÓLARES 2010 POR BARRIL)



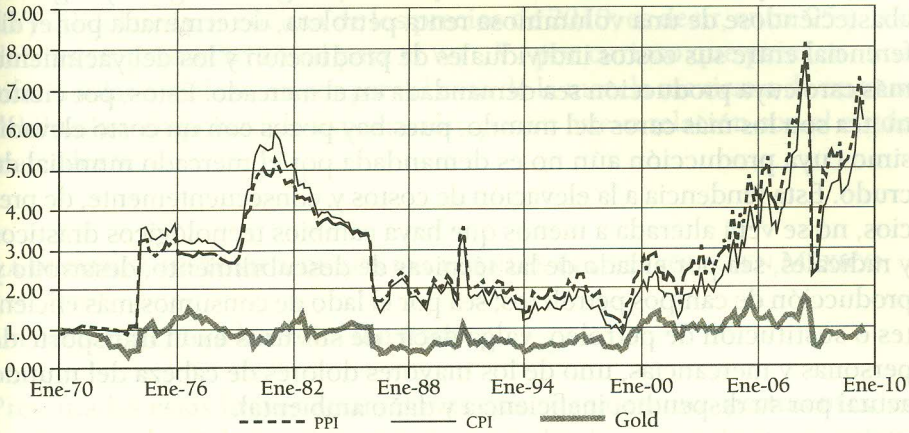
FUENTE: elaboración propia con datos de Energy Information Administration y British Petroleum, diversos años.

Una vez más hay que señalarlo: se trata de la segunda caída más severa de la historia económica reciente.<sup>5</sup> La gravedad y complejidad en el caso del petróleo (derrumbe de demanda y recuperación de precios) exige ex-

<sup>5</sup> De 1965 a la fecha, y desde un punto de vista cronológico, la primera caída de la demanda anual de petróleo se registró en 1974 y 1975, en ocasión del primer choque de precios, en el que se acumuló un descenso de un millón 281 mil barriles al día en dos años. La segunda se experimentó de 1980 a 1984, con un descenso acumulado de seis millones 255 mil barriles al día. La tercera –de sólo un año y apenas perceptible– fue la de 1993, con una caída de 223 mil barriles en sólo un año. La cuarta y última en este periodo de 46 años es la reciente de 2008 y 2009, cuando se acumuló un descenso de un millón 285 mil barriles. Una visión alternativa sobre el descenso de la demanda exigiría sumar a las caídas los incrementos medios registrados en los años anteriores al descenso. Así, en el primero habría que sumar, al descenso de cada año, poco más de tres millones de barriles al día, lo que creció en promedio el consumo anual de 1966 a 1973. Al segundo los poco más de dos millones que crecía la demanda anual de 1976 a 1979. Al tercero un millón 100 mil, lo que creció en promedio el consumo anual de 1984 a 1992. Y a este último periodo un millón 379 mil barriles al día que, en promedio, fue lo que creció el consumo mundial de petróleo en los años de 1994 a 2007, justamente con los precios más bajos de la historia reciente del petróleo.

plicación: ¿por qué ha seguido subiendo el precio del petróleo, con derrumbe violento del consumo? Una simple razón lo explica: a pesar de esa tremenda baja en la demanda, el abasto de entre 83 y 84 millones de barriles diarios que consumió el mundo de 2007 a 2010 exige la producción de yacimientos con costos de producción altos.

GRÁFICA 6  
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MENSUALES DEL CRUDO  
WEST TEXAS INTERMEDIATE, 1970-2010  
(ÍNDICES ENERO 1970=1)



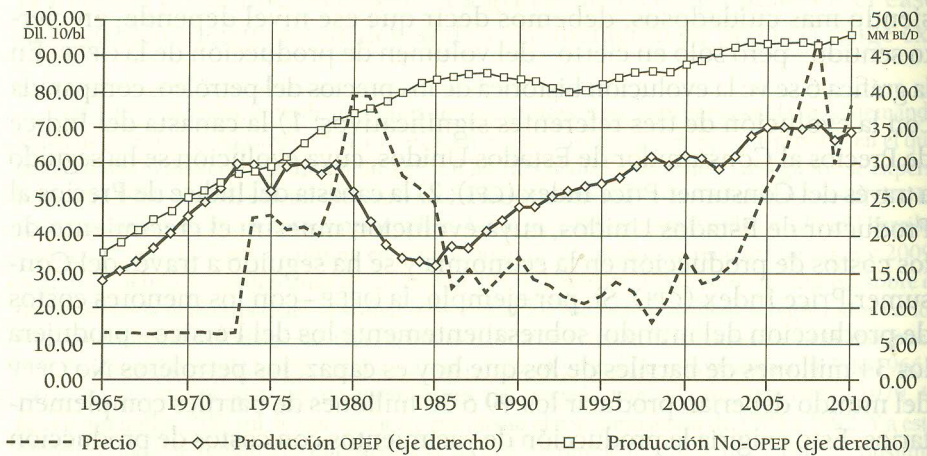
FUENTE: elaboración propia con datos de Pemex, Energy Information Administration y British Petroleum, diversos años.

¿Qué tan altos? Muy altos, podríamos decir simplemente. Sin embargo, siendo más cuidadosos, debemos decir que ese nivel depende, en cierto sentido –pero sólo en cierto– del volumen de producción de la OPEP. En la gráfica 6 se ve la evolución histórica de los precios del petróleo, comparada con la evolución de tres referentes significativos: 1) la canasta del Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos, cuya evolución se ha seguido a través del Consumer Price Index (CPI); 2) la canasta del Índice de Precios al Productor de Estados Unidos, cuya evolución muestra el crecimiento de los costos de producción en la economía y se ha seguido a través del Consumer Price Index (CPI). Si, por ejemplo, la OPEP –con los menores costos de producción del mundo, sobresalientemente los del Pérsico– produjera los 34 millones de barriles de los que hoy es capaz, los petroleros No OPEP del mundo deberían producir los 49 o 50 millones de barriles complementarios. Esto exigiría la producción de yacimientos con costos de producción cercanos a 70 o 75 dólares. ¿Cuáles? Una larga lista da razón de ellos: 1) convencionales de altos costos; 2) yacimientos con recuperación asistida;

3) crudo de esquistos y arenas bituminosas; 4) crudo de la franja del Orinoco; 5) crudo de algunos yacimientos rusos de muy bajo rendimiento; 6) finalmente, crudo de los llamados *strippers* en Estados Unidos, que son no menos de 400 mil pozos con una producción diaria inferior a diez barriles por pozo. Pero si la OPEP trata de reservar parte de su capacidad –como sucede de ordinario, a pesar de que no siempre se respeten las cuotas de producción– para tener un mayor margen de maniobra en el mercado, los costos pueden ser aún más elevados. El ejemplo de los años ochenta es aleccionador respecto a las estrategias de producción de la OPEP. Esto explica por qué los productores de menores costos han seguido, siguen y seguirán abasteciéndose de una voluminosa renta petrolera, determinada por el diferencial entre sus costos individuales de producción y los del yacimiento más caro cuya producción sea demandada en el mercado. Éstos, por cierto, nunca son los más caros del mundo, pues hay pozos con un costo elevadísimo cuya producción aún no es demandada por el mercado mundial de crudo. Esta tendencia a la elevación de costos y, consecuentemente, de precios, no se verá alterada a menos que haya cambios tecnológicos drásticos y radicales, sea por el lado de las técnicas de descubrimiento, desarrollo y producción de campos petroleros; sea por el lado de consumos más eficientes o sustitución de petróleo, valga decir, de sus usos en el transporte de personas y mercancías, uno de los mayores dolores de cabeza del mundo actual por su dispendio, ineficiencia y daño ambiental.

GRÁFICA 7

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO Y DE LA PRODUCCIÓN DE LA OPEP Y NO OPEP, 1965-2010



FUENTE: elaboración propia con datos de Pemex, Energy Information Administration y British Petroleum, diversos años.

Todo para decir que no debemos sorprendernos al ver en los próximos años un precio internacional de petróleo del orden de los 80 dólares o acaso un poco más, a pesar de que las variaciones que se registren en el mercado –estacionales algunas y otras rentistas y especulativas– tiendan a engañarnos. Complementamos esta reflexión diciendo que si en el 2011 o 2012, o incluso varios años después, se registra –como se estima– una recuperación de la demanda mundial de crudo no inferior a un millón y medio de barriles al día, no hay razones fundamentales para pensar en precios promedio inferiores a los 80 dólares o más. Así, y por sorprendente que parezca, las estimaciones de precios para 2011 se ubican en niveles de entre 15 y 20 dólares por encima de los precios de 2010; es decir, entre 95 y 100 dólares en promedio anual para el WTI. Y –por curioso que parezca– una cifra similar o incluso mayor para el caso de la mezcla mexicana de nuestra debilitada y empobrecida exportación, por su nueva relación con el crudo marcador WTI.

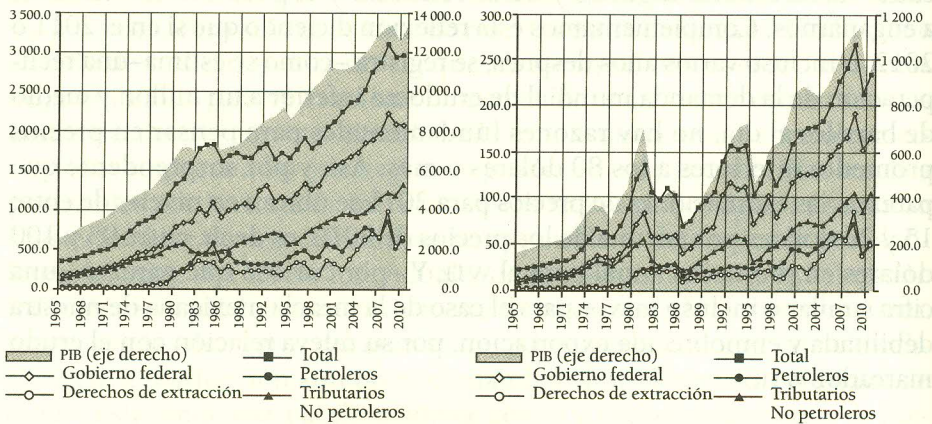
## LA DINÁMICA HISTÓRICA DE LOS EXCEDENTES DEL PETRÓLEO EN MÉXICO

### Un acercamiento a la evolución fiscal

Presentadas estas breves aclaraciones que consideramos pertinentes, es fundamental señalar cuál ha sido la dinámica histórica de los excedentes petroleros en México. La guía básica es el comportamiento de los denominados derechos de extracción de hidrocarburos. Su comportamiento se descubre en la evolución de los denominados oficialmente ingresos del sector público presupuestario. Éstos se han elevado a la par que ha crecido el producto interno bruto (PIB). Sólo a la par. Acaso un poco menos. Esto significa que no ha habido un cambio de fondo –ni en términos de nivel ni en términos de estructura– en esos fondos públicos, suma de ingresos tributarios e ingresos no tributarios con los ingresos de organismos y empresas del sector público, privilegiadamente las de los sectores petrolero y eléctrico.

Como se muestra en la gráfica 8, desde que México volvió a ser exportador de petróleo –prácticamente en el año 1974 con un volumen diario de 15 900 barriles– su dinámica económica se ha visto fuertemente influida por la evolución del mercado petrolero internacional. Menos en términos de la participación del petróleo en el PIB. Más en cuanto a su peso e influencia en la evolución fiscal. La gran sorpresa de los años ochenta es el freno de la dinámica económica. A partir de 1982 el crecimiento económico experimentó una de las fases de estancamiento más severas de la historia econó-

GRÁFICA 8  
MÉXICO: INGRESOS DEL SECTOR PÚBLICO, 1965-2010  
(MILES DE MILLONES DE PESOS 2010 Y MILES DE MILLONES DE DÓLARES 2010)



FUENTE: elaboración propia con datos de los informes presidenciales, diversos años.

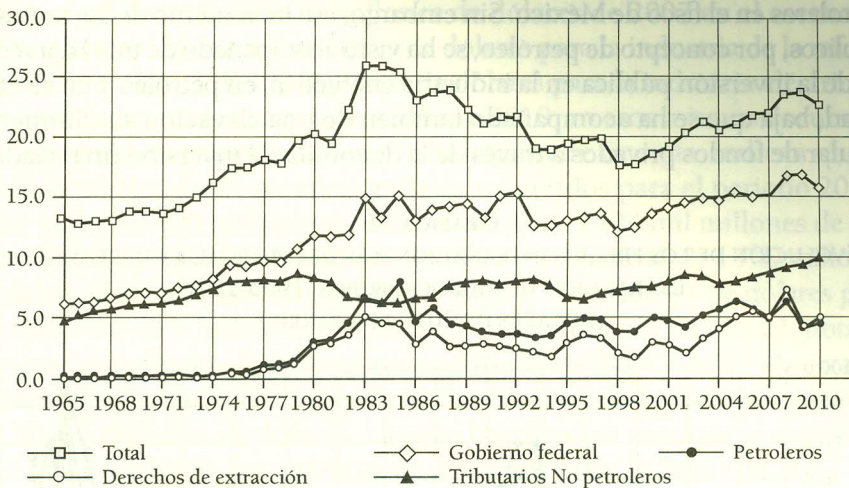
mica reciente de México. Esto se refleja con extrema nitidez en la dinámica y la estructura de los ingresos gubernamentales. De 1980 en adelante el componente tributario no petrolero de los ingresos fiscales ha permanecido estancado. Los dos componentes básicos de estos ingresos no petroleros —el ingreso sobre la renta y el impuesto al valor agregado— han sido, son y muy probablemente sigan siendo los ingresos tributarios básicos del gobierno federal. Fuera de esos ingresos tributarios, el principal ingreso del sector público proviene de los llamados derechos de extracción de hidrocarburos, que agrupan el excedente petrolero que valoriza la propiedad nacional de los recursos petroleros primarios. En 1983 y en 2008, el volumen dinerario del fisco por concepto de estos derechos de extracción ha sido apenas ligeramente inferior al volumen de los ingresos tributarios no petroleros. Como se muestra en la gráfica 9, en 2008 se registró el volumen de ingresos por concepto de derechos de extracción más elevado de la historia de México: 84 mil millones de dólares, correspondientes a 31.6% ciento de los ingresos del sector público presupuestario y a 7.4% del producto interno bruto.

Así, aunque es cierto que de 1965 en adelante los ingresos del gobierno federal fueron aumentando en relación con su participación en el PIB, este incremento provino básicamente del comportamiento de los ingresos por concepto de derechos de extracción de hidrocarburos, finalmente ingresos no tributarios. La tasa tributaria no petrolera de México nunca ha superado 10% del PIB. Experimentó una tendencia ascendente de 1965 a 1979. Pero una vez que México se integró como exportador al mercado mundial



GRÁFICA 9

MÉXICO: ESTRUCTURA DE LOS INGRESOS DEL SECTOR PÚBLICO, 1965-2010  
(PARTICIPACIÓN EN EL PIB EN PORCENTAJE)

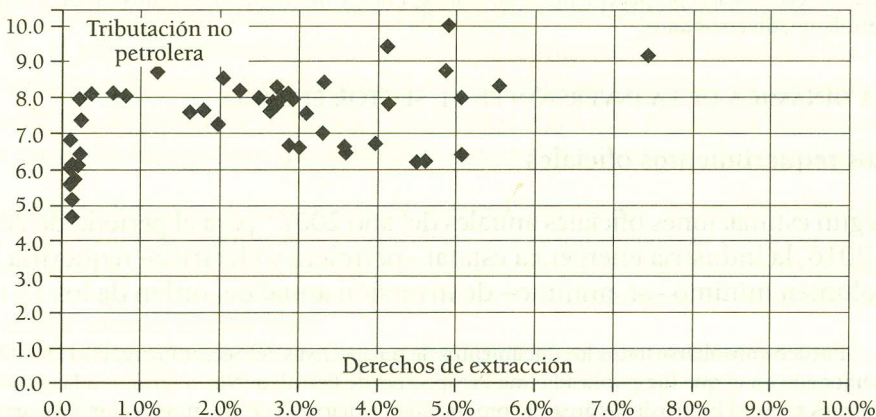


FUENTE: elaboración propia con datos de los informes presidenciales, diversos años.

de petróleo, esa tasa fiscal descendió. Sólo de 1988 a 1994 se elevó un poco, para luego descender drásticamente en 1995, año a partir del cual se ha ido elevando un poco para llegar a su máximo histórico en 2010: 10%, luego de haber descendido en 2003 y 2004.

GRÁFICA 10

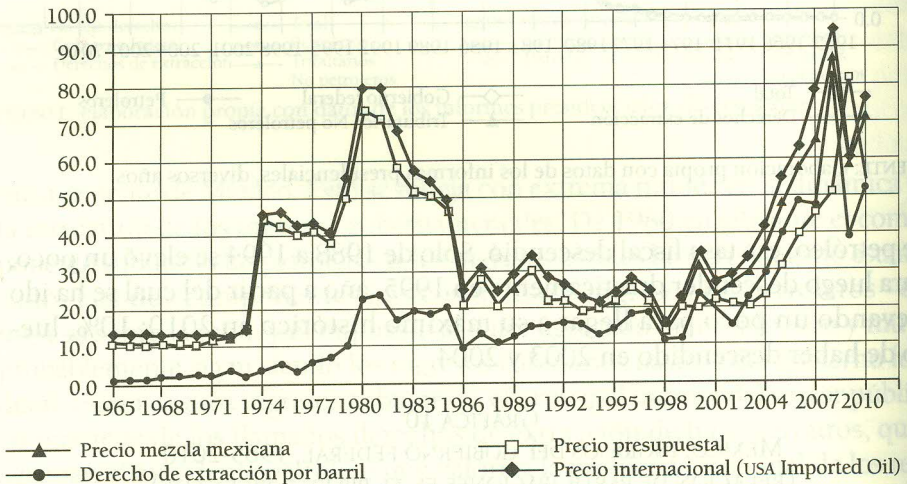
MÉXICO: INGRESOS DEL GOBIERNO FEDERAL, 1965-2010  
(RELACIÓN DE PARTICIPACIONES EN EL PIB EN PORCENTAJE)



FUENTE: elaboración propia con datos de los informes presidenciales, diversos años.

La gráfica 10 muestra cómo el incremento de la participación de los Derechos de Extracción de Hidrocarburos ha sido la circunstancia e, incluso, la razón del estancamiento de la participación de los ingresos tributarios no petroleros en el fisco de México. Sin embargo, ese incremento de los ingresos públicos, por concepto de petróleo, se ha visto acompañado de una baja secular de la inversión pública en la industria energética, en petróleo y en electricidad, baja que se ha acompañado también de una elevación similarmente secular de fondos privados a través de la denominada inversión financiada.

GRÁFICA 11  
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO Y DERECHOS DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, 1965-2010  
(DÓLARES DE 2010 POR BARRIL)



FUENTE: elaboración propia con datos de Pemex, Energy Information Administration y British Petroleum, diversos años.

## LA DINÁMICA DE LA INVERSIÓN EN EL SECTOR ENERGÍA

### Los requerimientos oficiales

Según estimaciones oficiales anuales del año 2007,<sup>6</sup> para el periodo de 2007 a 2016, la industria energética estatal –petrolera y eléctrica– requeriría un volumen mínimo –sí, mínimo– de inversión anual del orden de los 17 mil

<sup>6</sup> Pueden consultarse todos los documentos de prospectivas del Sector Energía del año 2007, primer año en el que fue publicada una Prospectiva de Petróleo. Nos referimos a las visiones oficiales sobre el futuro de las áreas de producción primaria de crudo, producción primaria de gas natural, producción de refinados y también producción de electricidad.

millones de dólares de 2007 por año (23 mil millones considerando el escenario sobresaliente –así llamado oficialmente– de producción primaria): 1) nueve mil millones de dólares de 2007 para la producción de petróleo y gas natural (15 mil millones de dólares de 2007 en el escenario sobresaliente); 2) dos mil millones de dólares para la industria de la refinación de petróleo; 3) 6 400 millones de dólares para la industria eléctrica.

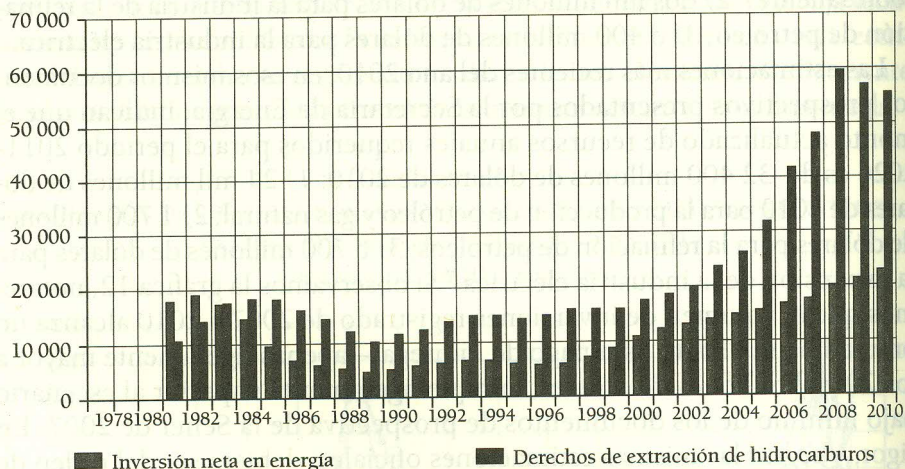
Las estimaciones más recientes del año 2010, en esos mismos documentos prospectivos presentados por la Secretaría de Energía, indican que el monto actualizado de recursos anuales requeridos para el periodo 2011–2026 es de 32 400 millones de dólares de 2010: 1) 24 mil millones de dólares de 2010 para la producción de petróleo y gas natural; 2) 1 700 millones de dólares para la refinación de petróleos; 3) 6 700 millones de dólares para la expansión de la industria eléctrica.<sup>7</sup> Si observamos la gráfica 12, notaremos que el volumen de inversiones registrado de 2007 a 2010 alcanza un promedio anual neto –sin pago de Pidiregas– apenas ligeramente mayor a los 20 mil millones de dólares, aunque ligeramente superior al escenario bajo mínimo de los documentos de prospectiva de la Sener de 2007. En rigor, y según las mismas estimaciones oficiales, debiera ser del orden de los 23 mil millones de dólares para alcanzar el escenario de planeación, en ese momento llamado oficialmente –aunque sólo para el caso de la producción primaria de crudo y gas natural– “sobresaliente”.

Ahora bien, la misma actualización oficial que hemos señalado antes –del orden de los 32 mil millones de dólares 2010 en promedio para los próximos 15 años– indica que se experimenta un déficit cercano a los diez mil millones de dólares. De inmediato, esto muestra la dificultad que supone impulsar la visión oficial, los objetivos estratégicos y las metas específicas señaladas en los documentos oficiales, en particular en la llamada Estrategia Nacional de Energía (ENE), documento que desde el año pasado –y merced a los nuevos lineamientos oficiales aprobados en la Reforma Energética del 2008– el jefe del Ejecutivo debe someter al Congreso en el mes de febrero de cada año para su autorización.<sup>8</sup> La visión oficial pretende lo siguiente: 1) operar con políticas públicas y un marco legal que permita contar con una oferta de energéticos diversificada, suficiente, continua, de alta calidad

<sup>7</sup> El ajuste inflacionario de la estimación del escenario “sobresaliente” del año 2007 la llevaría a un volumen total de inversiones del orden de los 28 a 29 mil millones de dólares de 2010. En consecuencia, se puede considerar que el nuevo escenario de inversiones del año 2010 –que, por cierto, como en el caso del primero (2007) no incluye la petroquímica– representa una revaluación cercana a diez por ciento.

<sup>8</sup> El inciso VI del artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal indica que “el Ejecutivo Federal enviará al Congreso, en el mes de febrero de cada año, para su ratificación en un plazo máximo de 30 días hábiles, la Estrategia Nacional de Energía con un horizonte de quince años, elaborada con la participación del Consejo Nacional de Energía”.

GRÁFICA 12  
MÉXICO: INVERSIÓN NETA EN ENERGÍA Y DERECHOS DE EXTRACCIÓN  
DE HIDROCARBUROS, 1978-2010  
(PROMEDIO MÓVIL DE CUATRO AÑOS EN MILES DE MILLONES DE DÓLARES DE 2010)



FUENTE: elaboración propia con datos de los informes presidenciales, diversos años.

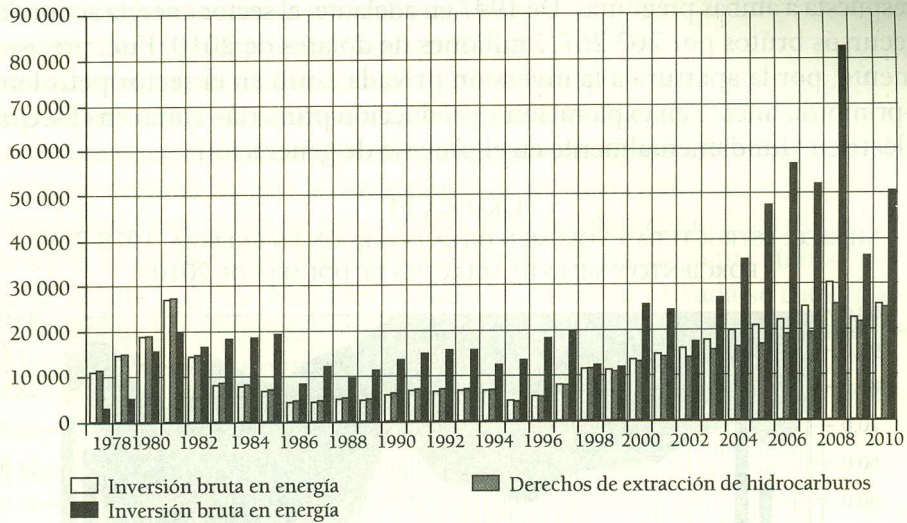
y a precios competitivos; 2) maximizar el valor económico de los recursos nacionales y la renta energética en beneficio de la sociedad mexicana, asegurando, al mismo tiempo, un desarrollo sostenible en términos económicos, sociales y ambientales; 3) desarrollar y asimilar las tecnologías más adecuadas y promover el desarrollo de los recursos tecnológicos y humanos necesarios; 4) promover el desarrollo de mercados nacionales eficientes y participar exitosamente en los mercados internacionales, donde las empresas del Estado son competitivas, eficientes financiera y operativamente, con capacidad de autogestión y sujetas a transparencia y rendición de cuentas, y 5) brindar a la población en México acceso pleno a los insumos energéticos que requiere, a través de empresas que operan dentro de un marco legal y regulatorio que promueve la competitividad del sector y en donde el cuidado del medio ambiente desempeña un papel vital.<sup>9</sup>

Es evidente que una visión de tal envergadura exige el impulso firme de la inversión requerida, sea del orden que oficialmente se señala, sea de otro orden. Y parte del conflicto que supone el garantizar el flujo de recursos necesarios —en tiempo y en forma— es el del apoyo fiscal para garantizar los recursos presupuestarios o de los recursos privados que —sin duda en los lí-

<sup>9</sup> Sener, *Estrategia Nacional de Energía*, México, 2010.

GRÁFICA 13

MÉXICO: INVERSIÓN EN ENERGÍA Y DERECHOS DE EXTRACCIÓN, 1978-2010  
(MILES DE MILLONES DE DÓLARES DE 2010)



FUENTE: elaboración propia con datos de los informes presidenciales, diversos años.

mites o fronteras de la Constitución— tienden a ser parte importante del financiamiento global del desarrollo energético de México. Notemos que en el mismo periodo los recursos financiados en 2007 y 2008 alcanzaron un promedio móvil de 83%, que descendió a 64 y a 45% en 2009 y 2010, básicamente porque —según los informes oficiales— en esos dos años no hubo inversión financiada en Pemex.

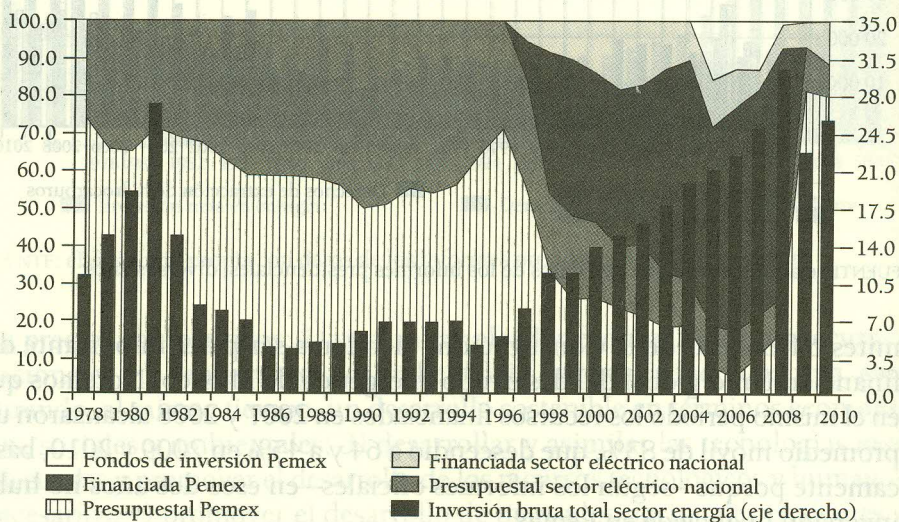
### La dinámica y la estructura de la inversión en el sector energía

Como señalamos al inicio de este trabajo, la dinámica de la inversión en el sector energía en 1981, la suma de la inversión en las industrias petrolera y eléctrica —industria energética estatal—, fue de 27 331 millones de dólares constantes del año 2010 (12 899 millones corrientes de ese año). A la industria petrolera correspondió 73%, y el 27% restante a la industria eléctrica. En el año 2010 la inversión en el sector energía ascendió a 25 mil 769 millones de dólares, también constantes de 2010. Si descontamos un pago a Pidiregas de 988.2 millones de dólares, la inversión neta es de 24 781 millones, 84% en la industria petrolera y 16% en la industria eléctrica. ¿Cuál ha sido la evolución y la asignación por industria de la inversión total en el sector energía? ¿Y cuál —por cierto— la participación del sector privado en

el volumen de recursos acumulados de 1997 a 2010, en 14 años de apertura a ese sector en un ámbito constitucionalmente reservado para el Estado, siempre –no lo olvidemos– a nombre de la nación? La gráfica 14 muestra la respuesta a ambas preguntas. De 1997 en adelante, el sector energía acumuló recursos brutos por 262 267.5 millones de dólares de 2010. Fue, precisamente, por la apertura a la inversión privada tanto en el sector petrolero –primordialmente en exploración y producción primaria– como en el sector eléctrico –fundamentalmente en el proceso de generación.

GRÁFICA 14

MÉXICO: ESTRUCTURA Y VOLUMEN DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA, 1978-2010  
(PORCIENTO Y MILES DE MILLONES DE DÓLARES DE 2010)



FUENTE: elaboración propia con datos de los informes presidenciales, diversos años.

Es evidente que de 1983 a 1996 se experimentó el mayor decaimiento de la inversión en el sector energía de la historia reciente de México. La pobreza del crecimiento económico experimentada de 1983 en adelante –durante diez años de crecimiento prácticamente nulo en el PIB– fue la circunstancia que condujo a uno de los mayores deterioros de la industria energética nacional. Sin embargo, durante ese periodo en el que el promedio anual de la inversión bruta en energía fue del orden de los seis mil millones de dólares constantes de 2010, por concepto de derechos de extracción de hidrocarburos la Secretaría de Hacienda tuvo ingresos medios anuales de 14 600 millones de dólares constantes de 2010. La superación de ese deterioro se logró con el acceso de la inversión privada que nada más de 2000 a 2008 representó más de 60% del volumen total de recursos canalizados a la for-

mación de capital en el sector energía, lo que representó en esos años un volumen total de recursos privados de 123 mil millones de dólares constantes de 2010. En ese mismo periodo –por cierto–, los ingresos fiscales derivados del excedente petrolero acumularon un total de 370 570 millones de dólares, también constantes de 2010. No deja de ser curioso que cuando más recursos fiscales se tuvieron para reforzar la formación de capital en este y en otros sectores fundamentales de la infraestructura, se abriera tanto el sector a la participación privada. Es posible imaginar que la apertura original fue por la astringencia de recursos públicos. Pero de 2000 en adelante esa razón ya no es válida para fundamentar la participación privada en los sectores petrolero y eléctrico. El asunto sigue siendo objeto de debate público. Más aún cuando la inversión privada se transforma en deuda de las empresas y, eventualmente, del sector público, asunto que exigiría –sin duda– un tratamiento más amplio.

#### A MANERA DE CONCLUSIÓN

La presentación conjunta del comportamiento histórico de la inversión en la industria energética de México y de los llamados derechos de extracción de hidrocarburos (excedente petrolero) pudiera sugerir que, tanto la industria petrolera como la industria eléctrica, tuvieran disponibilidad permanente de parte de los excedentes petroleros para ampliar su capacidad productiva, modernizar sus equipos y acceder a un proceso virtuoso de productividad creciente. No es así. Creemos que en ambos casos se deben tener –por sí y para sí– los recursos suficientes para garantizar una marcha productiva ascendente. Esto supone –como adecuadamente señalan múltiples documentos oficiales– una operación a costos eficientes. ¿Qué significa esto? En este caso la misma respuesta oficial trata de aclararlo. Se trata de costos “relacionados” con una operación eficiente, según se señala en el Programa Nacional de Energía 2007-2012.<sup>10</sup> Y la operación eficiente –el mismo Programa Sectorial de Energía 2007-2012 lo enfatiza– se vincula con un funcionamiento con “estándares internacionales” en tres órdenes: 1) eficiencia, 2) productividad y 3) calidad. No es trivial aclarar y responder esto. Menos aún en una industria en la que hay excedentes y, en diversas ocasiones, “excedentes sobre los excedentes”<sup>11</sup>, como es la petrolera. Tampoco

<sup>10</sup> Sener, *Programa sectorial de energía 2007-2012*, México, noviembre de 2007, pp. 10, 25 y 28.

<sup>11</sup> En realidad, jugando con los términos, nos referimos a los volúmenes de derechos de Extracción de Hidrocarburos que superan las estimaciones de ingresos publicadas anualmente

en otra en la que hay un “aprovechamiento”, es decir, un beneficio exigible al sector eléctrico por el uso de los activos nacionales. En cualquier caso, parte de la operación eficiente de la industria energética está en su capacidad de financiar su expansión, lo que supone que los precios internos de combustibles y electricidad se orientan en ese sentido. Y en el caso de que se otorguen subsidios a unos y otros, es decir, a combustibles y a electricidad, éstos provengan de los ingresos fiscales y se asignen racionalmente, con transparencia y con claridad.<sup>12</sup>

## BIBLIOGRAFÍA

- British Petroleum (2011), *Statistical Review of World Energy*, junio, Londres.
- Gobierno federal (2007), *Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012*, México.
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) (2011), *Censo 2009*, México, INEGI.
- \_\_\_\_\_ (2011), *Sistema de cuentas nacionales*, México, INEGI.
- OPEP (2009), *Bulletin*, junio, Doha, OPEC.
- Poder Ejecutivo Federal (1995), *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (y al Reglamento de la Ley Reglamentaria)*, 11 de mayo, México, DOF.
- \_\_\_\_\_ (2010), *Ley Federal de Derechos*, 18 de noviembre, México, DOF.
- Presidencia de la República (varios años), *Informes presidenciales de los gobiernos de Ernesto Zedillo, Vicente Fox y Felipe Calderón*, México.
- Secretaría de Energía (Sener) (2007), *Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2007-2016*, México, Sener.
- \_\_\_\_\_ (2007), *Programa sectorial de energía 2007-2012*, México, Sener.
- \_\_\_\_\_ (2008), *Estudio sobre tarifas eléctricas y costos de suministro*, junio, México, Sener.

en la Ley de Ingresos, y que pueden provenir de tres fuentes de “error”: 1) el precio del petróleo y del gas natural, 2) el tipo de cambio y 3) los volúmenes de producción y exportación de crudo. Como se puede comprender, estos excedentes pueden ser positivos o, incluso, negativos.

<sup>12</sup> No olvidar que puede haber subsidios negativos, cuando los precios internos se encuentren por encima de los internacionales de referencia o, incluso, por encima de los que se derivan de un funcionamiento eficiente de las empresas de la industria petrolera y eléctrica. En algunos casos son explícitos y, en otros, están implícitos en la determinación de precios internos con base en el denominado costo de oportunidad, asunto que sin duda exige una reflexión y un análisis más detallado. Es el caso de los precios internos de las gasolinas y el diesel automotrices, que generan tanta controversia social, pero también de las tarifas eléctricas en las que con mucha frecuencia se confunde la discusión sobre la tarifa con la discusión sobre el subsidio.



- \_\_\_\_\_ (Sener) (2010), *Estrategia Nacional de Energía*, México, Sener.
- \_\_\_\_\_ y Petróleos Mexicanos (2008), *Diagnóstico: situación de Pemex*, marzo, México, Sener.
- Tello, Carlos y Domingo Hernández (2010), “Sobre la reforma tributaria en México”, en *EconomíaUNAM*, vol. 7, núm. 21, México.
- Valenzuela F, José (2006), *Ensayos de economía marxista*, México, UAM-I.