

# Revista de Administración Pública

# INAP

## El Conundrum de la Reforma Energética\*

Benjamín García Páez<sup>1</sup>

El *fast track* seguido por la reforma energética desde su aprobación hasta la promulgación de las leyes secundarias en materia del régimen fiscal petrolero, se explica, entre otros factores, por la magnificación de los efectos que se le ha atribuido para impulsar al desarrollo económico en México. Por supuesto, las posibilidades de atraer posibles inversionistas en las áreas de exploración y producción de hidrocarburos es factible toda vez que las oportunidades rentables escasean en la industria petrolera internacional en materia de exploración y desarrollo de reservas, pero de ello a asegurar que con la reforma habrá una derrama de beneficios en términos de menores tarifas y precios de combustibles a los consumidores, de generar millones de empleos y de elevar significativamente la tasa de crecimiento, hay una gran diferencia. Aunque deseables, la realización de tales apuestas es incierta.

De hecho, este tipo de expectativas excesivas suscitadas con la reforma energética han polarizado su apreciación entre los agentes económicos y sociales del país. Por un lado, la posición escéptica de una significativa proporción de mexicanos que considera que el asunto del desarrollo económico es algo más complejo que la relativa abundancia de energéticos y, por otro lado, el sobre-optimismo tanto por parte de inversionistas especializados, especialmente extranjeros, que después de aproximadamente ocho décadas celebran tener acceso a los recursos energéticos del país, al que se suman la Secretaría de Energía y las nuevas empresas productivas de Estado, Petróleos Mexicanos (Pemex) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

En general, la divergencia de opinión sobre las esperadas bondades de la reforma energética admite al menos cuatro razones:

\* Este artículo se escribió durante la estancia sabática del autor en el Centre of Development Studies, Cambridge University, con el apoyo de PASPA, DGAPA-UNAM, 2013/2014.

<sup>1</sup> Profesor del Posgrado de Economía de la UNAM. Premio INAP 1994.

1. La primera parece responder a un hecho común a toda reforma estructural y en cualquier parte del mundo. Los sectores que efectivamente pudieran ser beneficiados con la reforma energética comúnmente se encuentran dispersos, perciben difusos los potenciales beneficios y no cuentan con los medios para expresar sus puntos de vista de manera de asegurarlos cuando estos sucedan; son dominados por los puntos de vista de grupos de interés, que aunque relativamente pocos en número, están organizados y poseen la fuerza de los medios de comunicación, sea para respaldarla por su *spin* de política económica o para resistirse deliberadamente a cambios que creblemente constituyen una amenaza a sus seculares fuentes de renta como grupos de presión;
2. El debilitamiento de la estrategia consensual denominada “Pacto por México” que había estado siendo utilizada para hacer pasar y defender reformas como la laboral y fiscal en el Congreso de la Unión en la presente administración pública federal;
3. La duda sobre la capacidad endógena de instrumentación efectiva de la reforma energética, ¿puede realmente Pemex volverse una compañía eficiente mientras continúe siendo una empresa plenamente estatal y bajo el control político? Pudiera argumentarse, en descargo de lo anterior, que se ha previsto la existencia de instancias regulatorias que monitorearían al sector energético pero, ¿se dispondrá de los recursos humanos suficientemente preparados para cumplir tal función? Este no es un asunto banal, la necesidad de transparencia es prioridad de primer orden, especialmente cuando comiencen las rondas de oferta petrolera y que miles de millones de dólares se intercambiaran de manos; y
4. El escepticismo de que la reforma energética hará cambiar nuestras vidas, ¿habrán efectivamente menores precios de gasolina y electricidad en el corto plazo? ¿se suspenderán el ajuste administrado de los precios y tarifas de combustibles con fines recaudatorios y dejándose a su libre determinación en el mercado? Además, en las rondas de reformas estructurales anteriores, la promesa de un crecimiento más rápido y de mejora en el ámbito de la seguridad, han probado ser espejismos.

Particularmente, la tercera posible explicación es relevante. Pemex, pudiera tener problemas en el proceso de comprobar su capacidad técnica y financiera para seguir operando en algunos campos en los que hoy actúa y, en la medida que parte de esos campos originan la enorme renta petrolera que aun recibe el Estado, implicaría la configuración de un presupuesto 2015 sin la fortaleza que le inyectan los ingresos fiscales por petróleo. Más aún, si Pemex no llegara a satisfacer a los entes reguladores, pudieran hasta perder esos campos y, en ese hipotético caso, los ingresos tendrían que ser compartidos con un operador privado.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Es decir, de ninguna manera Pemex tiene reservada su actual plataforma de proyectos.

En este contexto, estableciendo como premisa la necesidad técnica de la reforma energética en México y sus contenidos más relevantes en materia petrolera, el presente ensayo intenta hacer un balance mesurado de los riesgos inherentes al proceso de la apertura del sector hidrocarburos a la inversión privada, nacional y extranjera; y, posteriormente, evalúa la plausibilidad de las expectativas invocadas por el gobierno mexicano con el propósito de lograr su aprobación en una época en que la experiencia internacional en este tipo de reformas requieren de un cierto tiempo para que los esperados incrementos constantes en la producción de hidrocarburos se hagan realidad.

## 1. Desempeño operativo y financiero de PEMEX

En la presente centuria, indicadores clave del otrora organismo público descentralizado, o empresa estatal, como se le denominaba indistintamente a Pemex; colapsaron de manera abrupta. Sobre ello, tanto en la iniciativa de reforma constitucional en el sector petrolero como el debate suscitado después de su aprobación, se ha documentado profusamente, *ad nauseam*, la gravedad del problema energético de México. Actualicemos, sin embargo, el comportamiento de algunos indicadores petroleros clave que, por un lado, reafirman la situación de agotamiento en que se encuentra la industria petrolera mexicana y, por otro lado, documentar la inevitabilidad técnica de una reforma estructural en el sector petrolero.

Las reservas probadas de petróleo crudo han declinado en forma abrupta. Del cierre del año 1993 en que se situaron en 50,800 millones de barriles (MMB), pasaron a 11,100 MMB a finales de 2013 que, al actual nivel de producción, su vida media ha descendido a 10.6 años que, por cierto, es una relación reservas/producción baja para un país exportador activo como México. Es decir, la columna vertebral de toda empresa minera, los yacimientos o vetas, están en Pemex, después de cruzar el pico de la curva de Hubbert, muy cercanos a su agotamiento.<sup>3</sup>

La producción, por su parte, se ha deteriorado en prácticamente todos sus rubros, especialmente en el ámbito de la extracción que pasa de 3,795 millones de barriles diarios (MMBD) en 2003 a 2,875 MMBD en 2013,<sup>4</sup> mientras que el consumo asciende de 1,909 MMBD a 2,020 MMBD en

<sup>3</sup> La acelerada reducción de las reservas de hidrocarburos cubre sus tres categorías: las reservas probadas (IP) disminuyeron 3.1%, la suma de las reservas probadas y probables (2P) se contrajeron 5.2% y las reservas totales, probadas, probables y posibles (3P) se redujeron 5.3%. En este mismo año, 2013, las reservas de petróleo crudo cayeron a un ritmo similar a las de gas natural.

<sup>4</sup> De acuerdo a la SHCP, una de las razones para el ajuste del pronóstico de crecimiento para 2014 a una tasa real del 2.7% respondió a que la producción petrolera había disminuido de manera inesperada 1.3% en el primer trimestre, respecto de la cifra observada el año anterior. (Luis Videragay Caso, "El desafío de elevar nuestro crecimiento", Reforma, mayo-26-2014).

igual periodo. La producción de gas natural fue una de las variables que se incrementaron al pasar de 41.7 billones de metros cúbicos (BMC) en 2003 a 56.6 BMC en 2013. Sin embargo, México tiene una balanza comercial deficitaria en este combustible toda vez que el consumo de gas natural pasa de ser 51.4 BMC en 2003 a 82.7 BMC en 2013.

Mientras tanto, el consumo de energía primaria se ha incrementado más de una tercera parte al pasar de 148.2 millones de toneladas de petróleo equivalente (MMTPE) en 2003 a 188.0 MMTPE en 2013 y el desarrollo de fuentes energéticas renovables ha sido modesto, particularmente en el ámbito de los biocombustibles. De no ser por la electricidad hidráulica y aquella proveniente de la geotermia, México tuviese en anaquel estadísticamente vacío en su matriz energética.

En cuanto a la transformación industrial de hidrocarburos líquidos, la situación también es desalentadora. Las capacidades de refinación prácticamente se mantienen constantes pues mientras que en 2003 se evaluaron en 1,463 MMBD para 2013 se sitúan en 1,606 MMBD, un discreto incremento en capacidad debido a la reconfiguración de plantas existentes más que de la adición de una nueva planta que, por cierto, fue otro de los proyectos fallidos, productiva y financieramente, de diversas administraciones.<sup>5</sup> La elaboración de productos denota que mientras que en 2003 la producción de petrolíferos fue de 1,327.5 MBD en 2013 se sitúa en 1,225.9 MBD. Situación similar se encuentra con la capacidad de elaboración de productos petroquímicos que de ser 12,227 miles de toneladas (MT) en 2003 pasan a ser 12,409 MT en 2013, mientras que la producción pasa de ser 11,952 MT a 11,476 MT en 2013.<sup>6</sup>

A pesar de la reducción en la mayoría de las variables de desempeño productivo, las ventas de la paraestatal se duplicaron como resultado del formidable incremento en el precio del petróleo que entre los años 2003 y 2013 pasó de menos de 20 USD por barril a más de 106 USD. (Gráfica 1)

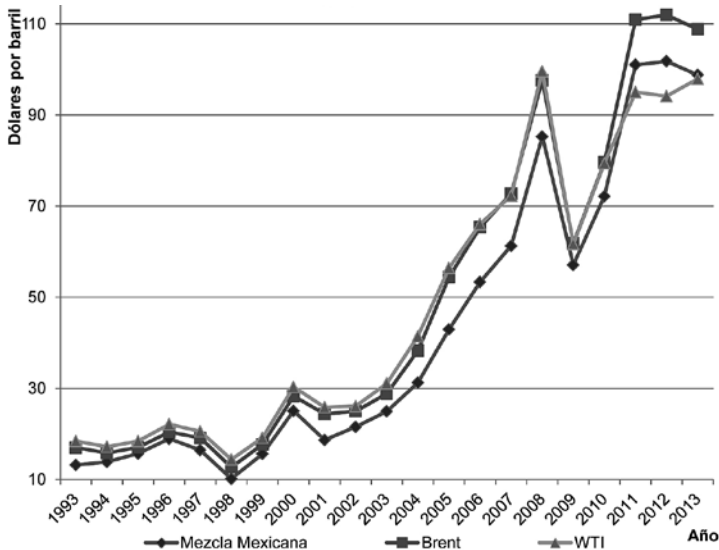
Sin embargo, ¿qué es lo que explica que una empresa como Pemex haya sido capaz de ocupar un lugar relevante dentro de las primeras 100 corporaciones internacional más grandes por su nivel de ingresos brutos, pero que en la mayoría de los años del periodo 2000-2013 terminara con pérdidas de utilidad netas? (Cuadro 1).

---

<sup>5</sup> Un modesto incremento, por supuesto, si se toma en cuenta que la sustitución de importaciones de gasolina requerían de una expansión de capacidades de refinación que, aproximadamente, duplique el sistema de refinación actual.

<sup>6</sup> Capacidad de elaboración y producción de productos petroquímicos incluyendo los elaborados por Pemex Petroquímica y aquellos elaborados por Pemex Refinación y Pemex Gas y Petroquímica Básica.

**Gráfica 1: Precio promedio de exportación del crudo mexicano y principales precios internacionales de referencia**



Fuentes: PEMEX: Base de Datos Institucional y Anuario Estadístico 2001; INDEXMUNDI.

La razón era aquella oficialmente reconocida por todos los niveles de gobierno y actores políticos de nuestro país, pero que no iban más allá de declararse en su contra: opera en números rojos como consecuencia de un régimen fiscal que reduce a prácticamente a cero sus ganancias. Conforme los años seleccionados en el Cuadro 1, a excepción de 2006 y 2012 que presentan ligeras ganancias, todos los demás años constituyen pérdidas según los reportes financieros.

A propósito, las iniciativas de reforma presentadas por el Ejecutivo al Congreso estimaron que la carga efectiva de impuestos sobre el ingreso neto de PEMEX fue de 90 por ciento entre 2000 y 2012, un nivel en extremo alto. En parte, la carga fiscal es alta porque en su gran mayoría era renta económica pura, es decir, un ingreso después de costos comparativamente muy superior a lo estilizado en la industria petrolera internacional. Y, este ruinoso régimen fiscal especial a que se sometía a PEMEX permeaba cadena abajo: como la empresa no podía cubrir sus costos de operación con el 10 por ciento restante de su ingreso neto y, además, poder con ello sufragar las inversiones de desarrollo y mantenimiento usuales en una industria intensiva en capital, tenía que contratar deuda para cumplir con sus programas operativos.<sup>7</sup>

<sup>7</sup> La tragedia corporativa de PEMEX era que ni aun así, incurriendo en deuda, desatendió la cadena de productos de valor agregado que requiere dinamizar para contribuir a la aceleración e integración industrial del país, sin considerar el efecto positivo que ello tiene para el ahorro de divisas por la sustitución de importaciones que tiene por política económica que cumplir.

Al cierre del tercer trimestre 2014 los pasivos de Pemex se ubicaron en 2 billones 408 mil 815 millones de pesos, sobrepasando el valor de sus activos en 332 114.5 MMP, aproximadamente 16 por ciento por arriba del valor de sus propiedades. El hecho de que entre enero-septiembre 2014 crecieran los pasivos en 176,178 MMP, un aumento de 7.9 por ciento, no es fortuito UNA vez que todas sus empresas subsidiarias acumularon pérdidas: Pemex Exploración y Producción cerró el tercer trimestre de 2014 con un acumulado de 63,826 MMP en pérdidas; Pemex Refinación reportó pérdidas por 86,408 MMP; Pemex Gas y Petroquímica Básica tuvo mermas por 258.3 MMP, mientras que Pemex Petroquímica 13,171.5 MMP.

### Cuadro 1: Valor y posicionamiento de Petróleos Mexicanos entre las 500 corporaciones más grandes del mundo

Concepto	2001		2004		2006		2009		2012		2013	
	Monto	Lugar	Monto	Lugar	Monto	Lugar	Monto	Lugar	Monto	Lugar	Monto	Lugar
Ingresos <sup>1</sup>	39.400	92	63.690	51	97.469	34	80.722	64	125 195.4	36	125 493.9	36
Utilidades Netas <sup>2</sup>	(3.520)	476	(2.258)	489	4.151.2	110	(7010.9)	495	197.7	405	(13.302.7)	498
Valor de Activos <sup>3</sup>	61.100	153	85.002	147	111.272	145	102.038	149	155.884	132	156335	137
Propiedad Accionaria <sup>4</sup>	12.010	138	2.991	430	3.690	422	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Plantilla Laboral <sup>5</sup>	106.000	130	138.215	94	141.886	103	141.466	89	151.022	134	145 498	152

[1] = Ingresos por concepto de cuenta de bienes y servicios  
 [2] = Ganancias después de impuestos. Cifras en paréntesis son negativas, es decir, implican pérdidas.  
 [3] = Al final del año fiscal de la compañía. Constituye el valor de sus activos físicos o valor en "fierros". Excluye el valor de las reservas probadas de hidrocarburos por ser éstos propiedad de la nación.  
 [4] = Se integra con la suma del stock de capital, dividendos de capital e ingresos retenidos en un año fiscal determinado. En México, un solo ente detenta el 100% de las acciones: el gobierno.  
 [5] = Plantilla laboral al 31 de diciembre del año correspondiente.  
 ND: No disponible. Cifras en paréntesis: valores negativos.  
 Montos en miles de millones de dólares.

Fuente: "Global 500" Fortune. *World's Largest Corporations*, 2001-2014.

Una ancla regresiva en el desempeño operativo y financiero de PEMEX, fue la aplicación de un ruinoso régimen tributario.

A la carga fiscal que explica en forma concomitante la frágil posición financiera de PEMEX, habría que agregar otras dos que vuelven onerosa su operación: costos de extracción crecientes explicado, entre otros factores, por el desplazamiento de la producción hacia la zona marina y desde allí, de aguas someras a aguas profundas y las crecientes obligaciones laborales de una plantilla laboral excesivamente alta y un sistema de pensiones insostenible.

En la medida que Pemex era un órgano público descentralizado, sus pasivos eran, y son, deuda pública. Por lo tanto, si pasa parcialmente el pasivo laboral de Pemex al gobierno Federal es un simple cambio

de posición del adeudo de una entidad a otra, dentro del propio sector público. Se ha declarado que tal medida servirá eventualmente para reducir la debilidad financiera de Pemex, permitiéndole competir con otras grandes empresas petroleras en el futuro próximo. Esto equivale, sin embargo, a reconocer que el régimen pensionario del organismo ha sido exageradamente oneroso y que el número de sus empleados ha sido demasiado grande.<sup>8</sup>

## 2. Los activos físicos en puja

En el proceso de elaboración de este ensayo, la SHCP está a punto de anunciar los términos fiscales para adjudicar los primeros contratos. Para campos en aguas someras a finales de abril y principios de mayo, y para campos de aguas profunda, en septiembre-octubre 2015. En los primeros activos que se ofrecerán, los reguladores planean anunciar en esas fechas los ganadores y al mismo tiempo anunciar los socios de PEMEX en 3 campos de aguas someras Bolontiku, Sinan y Ek que forman parte de los 12 campos donde México busca coinversiones en activos tal como le fue permitido en el marco de la reforma. PEMEX puede proponer sus socios en esos campos<sup>9</sup> pero el regulador tiene la última palabra al ganador de la ronda uno completa y de las subsiguientes rondas de ofrecimiento basadas en quien ofrezca la mejor oferta.

México estará ofreciendo 169 campos en la denominada ronda uno y está ofreciendo licencias, contratos de producción/ganancias compartidas, pero no ha especificado que tipo de contrato aplicará a cada campo pues cada uno presenta sus propias especificidades. De los 169 campos, 109 son exploratorios y 60 bloques están listos para la producción. Asimismo, cerca de 70 de los 109 bloques de exploración son llamados recursos no convencionales, es decir, contienen esquistos (*shale*). Los 39 restantes son una mezcla de bloques que no han sido explorados o han sido poco explorados. Por otra parte, el potencial en aguas profundas en México es vasto. Únicamente 57 pozos han sido perforados en el lado mexicano del Golfo de México, mientras que 1,600 pozos han sido perforados en el lado de los USA y están bombeando 26,000 barriles de petróleo.

---

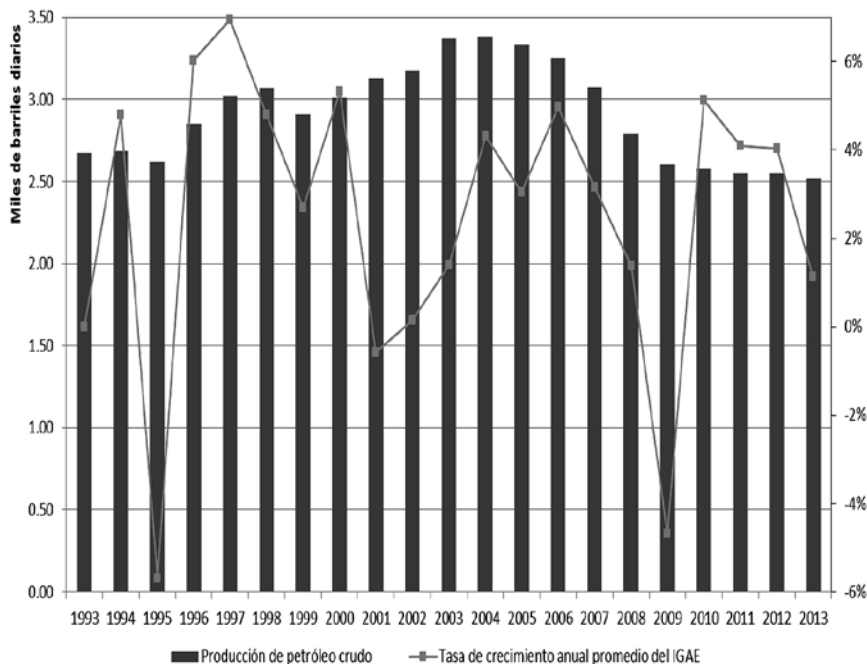
<sup>8</sup> Por ello, la transferencia mencionada se condicionó a una (necesaria) reforma del esquema actual. La nueva fórmula, cualquiera que vaya a ser; se aplicará, desde luego, solo a los trabajadores entrantes.

<sup>9</sup> “Estamos buscando socios con experiencia en recuperación petrolera fortalecida en aguas someras, socios con la tecnología que permita incrementar el factor de recuperación” declaró Gustavo Hernández, Director de Pemex Exploración y Producción. (*Financial Times*, septiembre 26, 2014. Y agregó, “Pemex ha estado trabajando por varios años en 22 campos con compañías de servicios petroleros a quienes se les ofrecerá la posibilidad de convertirse al nuevo estilo de contratos de producción compartida, a contratos de ganancias compartidas o licencias, las cuales son más rentables que aquellas inversiones limitadas que hacían a cambio de una comisión fija por barril.

### 3. Balance de riesgos

En 2013, la producción de petróleo crudo fue 25 por ciento menor que la de 2004 en que alcanzó el nivel máximo y, aproximadamente, la misma que aquella obtenida hace 25 años. (Gráfica 2)

**Gráfica 2: Producción petrolera y Crecimiento económico**



Fuentes: PEMEX: Base de Datos Institucional; INEGI: Banco de Información Económica y Estadísticas Históricas de México.

Durante el decenio que abarcó el más reciente auge de precios petroleros, 2004-2013, la economía no se caracterizó precisamente por un cambio dramático en su ritmo de crecimiento ni, de hecho, en ningún otro indicador relevante. Por ejemplo, de 1994 a 2003 el Índice General de Actividad Económica (IGAE) creció en promedio 2.5 por ciento anual; la misma tasa que se registró de 2005 a 2013.

De ahí que, suponiendo que la reforma petrolera logre revertir la tendencia decreciente de la producción de crudo de los últimos años y consiga recuperar el nivel récord en 5 o 10 años, no se deriva de ello, necesariamente, que estemos en el umbral de una época dorada, que sea el arranque de México hacia el desarrollo prometido. Reiteramos, el desarrollo económico sostenido es un asunto bastante más complejo que la producción de hidrocarburos, o de energéticos.



Un argumento central para la aprobación de la reforma energética fue que ésta impulsaría a la inversión en el sector y, por lo tanto, de la producción pero ¿cuánta inversión es susceptible de fluir a nuestro país y a qué tipo de recursos de aquellos que serán colocados en la ronda 1 el próximo 2015? Ello es algo inevitablemente incierto.<sup>10</sup>

El mejor pronóstico sobre el flujo de inversión esperado, es aquel provisto por *Franklin Templeton Investments*, en base a estimados de Marcos & Asociados, que sostiene que México contará con 29,000 MMUSD de inversión privada en energía para 2018, equivalente a 1.9 por ciento como fracción del PIB, que en 2020, la inversión total pudiera ser de 50,000 MMUSD, o, de un 3 por ciento como proporción del PIB. La inversión privada total pudiera alcanzar 161,000 MMUSD entre 2014 y 2020. (Cuadro 2)

**Cuadro 2: PEMEX: Inversión prospectiva 2014-2020**

Sector	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
<b>Gastos de capital Pemex</b>	<b>25</b>	<b>29</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>209</b>
<b>Inversión privada</b>								
Campos maduros (20-25)	1	2	2	2	3	5	6	21
Aguas profundas (4 bloques)	0	1	2	5	6	8	9	31
Gas de esquisto (1000 pozos)	0	1	2	3	6	9	12	33
Modernización sistema de refinación	0	0	0	2	3	5	6	15
Proceso y fraccionamiento de gas	0	0	0	1	1	2	2	6
Gasoductos (10,000km)	1	2	2	3	4	5	5	22
Proyectos de cogeneración	0	1	1	1	1	1	1	6
Petroquímica	1	1	1	1	2	3	4	12
Otros procesos	0	1	2	2	3	4	5	16
<b>Inversión privada total</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>20</b>	<b>29</b>	<b>40</b>	<b>50</b>	<b>161</b>
<b>Pemex + inversión privada</b>	<b>28</b>	<b>36</b>	<b>43</b>	<b>51</b>	<b>60</b>	<b>71</b>	<b>81</b>	<b>370</b>
<b>PIB nominal (trillones USD)</b>	<b>1,269</b>	<b>1,320</b>	<b>1,433</b>	<b>1,491</b>	<b>1,550</b>	<b>1,612</b>	<b>1,677</b>	<b>12,966</b>
<b>Gastos de capital Pemex/PIB</b>	<b>1.97</b>	<b>2.18</b>	<b>2.16</b>	<b>2.08</b>	<b>2.00</b>	<b>1.92</b>	<b>1.85</b>	<b>1.61</b>
<b>Pemex + inversión privada/PIB</b>	<b>2.22</b>	<b>2.76</b>	<b>2.99</b>	<b>3.42</b>	<b>3.88</b>	<b>4.39</b>	<b>4.82</b>	<b>2.85</b>

Fuente: Franklin Templeton Investments, Financial Times, septiembre 8, 2014.

Nota: Cifras en billones de USD.

Conforme la estimación, el monto de inversión se distribuiría entre las diferentes oportunidades, incluyendo aquellas de *shale* que se consideran

<sup>10</sup> Compensación por el uso de tierras requerirá que las compañías extractoras de hidrocarburos paguen entre 0.5 a 2.0 por ciento de sus ingresos netos a los propietarios. La obligación de contratar mano de obra y materiales hasta el 25% en 2015 y de 35% para el 2025.

ser una continuación de las formaciones geológicas estadounidenses y riquezas de aguas profundas. Pero el recurso *shale* enfrenta retos significativos tales como la carencia de agua e infraestructura, en tanto que los hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México requerirán enormes inversiones y muchos años para ser extraídos.

Eso último se muestra en el Cuadro 2. El recurso *shale* despegaría el próximo año con una inversión de 1,000 MMUSD y luego toma ritmo veloz a 3,000 MMUSD en 2017 hasta llegar a 12,000 MMUSD en 2020 cuando se espera obtener aproximadamente la quinta parte de la inversión privada total en energía en México. Lo mismo pasa con la inversión en aguas profundas la que se espera alcance 9,000 MMUSD para 2020.

Se espera que la mayor parte de la inversión privada del próximo año sea en campos maduros y gasoductos. El procesamiento de gas se prevé despegue a partir de 2018, mientras que la producción en campos maduros y modernización de refinerías atraerían aproximadamente 6,000 MMUSD, cada una de ellas en 2020, de acuerdo al pronóstico.

Si se considera la expectativa original de alcanzar una tasa de crecimiento del 3.7 por ciento en 2015, o la revisada que la ubicó a 2.7 por ciento, la pregunta obligada es la misma ¿qué tanto pudiera la inversión en hidrocarburos impulsar a la economía mexicana? Considerando un efecto multiplicador de inversión adicional de 1:1 sobre el PIB como ha acontecido en Brasil y Colombia a partir de procesos similares de liberalización del sector energético, tendría un impacto modesto en relación a la euforia desencadenada a raíz de la aprobación de la reforma energética.

Además de tal incertidumbre, existen al menos tres elementos que creíblemente deberían atemperar las expectativas de mayor crecimiento económico a raíz de la reforma energética:

Primero, que aun cuando el anterior estimador no incluya la inversión adicional proveniente de la apertura del sector eléctrico, esto implicaría un nivel de crecimiento del 2 por ciento del PIB a partir de 2018 en adelante. Evidentemente, la pronunciada y abrupta caída actual de los precios del barril de petróleo como evidencia palmaria de la sobreoferta de crudo puede afectar el pronóstico anterior toda vez que un sostenido período de precios bajos puede forzar a reducir gasto en el futuro y a demorar la inversión futura.<sup>11</sup>

Debido a esa mala noticia proveniente del mercado petrolero, México se ha visto forzado a revisar a la baja parte de su presupuesto para 2015

<sup>11</sup> Más que preocupar hoy la producción declinante, lo que realmente preocupa es la eventual evaporización de los inversionistas por lo que es considerado un premio en México: en aguas profundas donde los costos de producción son de 10 a 20 USD por barril y que implican una década para producirse.

después de que la caída de precios hiciera colapsar sus expectativas de ingreso. El barril de petróleo como premisa presupuestaria ha sido fijado a 79 USD, el cual es 3 USD por abajo del precio estimado por el gobierno en su paquete presupuestal y 2 USD más bajo que el objetivo aprobado por la cámara de diputados en octubre 16, 2014 debido “a las diferencias derivadas de la evolución de los precios petroleros y el precio de los contratos petroleros a futuro después de su aprobación en la cámara de diputados.” Conforme lo declarado por el Secretario de Hacienda y Crédito Público.<sup>12</sup>

Recuérdese que México es altamente dependiente de las exportaciones petroleras, que fueron valoradas en 42,700 MMUSD en 2013. Una tercera parte del presupuesto federal es fondeado por ingresos petroleros. Lo anterior tiene dos implicaciones: primero, que el gasto de capital de Pemex con recursos fiscales tiene que verse reducido<sup>13</sup> y, segundo, que algunos tipos de inversión, el caso de la explotación de hidrocarburos *shale*, por ejemplo; se asocian no sólo a nuevas tecnologías de extracción, sino a altos precios de petróleo. Siendo esto así, las inversiones en renglones como lo son los hidrocarburos no convencionales, *shale*, tendrían que esperar por mejores precios que estimulen su extracción.

Segundo, para complicar el panorama anterior, cabe la posibilidad de que a raíz de la reforma energética, Pemex pudiera no ser autorizado a continuar produciendo petróleo en todos los campos en los que hoy produce, pues varios serán adjudicados a entes privados. También sabemos que los participantes privados no tendrán la misma carga fiscal que hoy tiene Pemex. Por lo tanto, la aportación fiscal de esos campos al gobierno necesariamente disminuirá a partir de 2015.

Tercero, al no recibir el ingreso por los campos otorgados al sector privado, los ingresos petroleros del gobierno también disminuirá,<sup>14</sup> por lo tanto. Eso dependerá de los campos que el gobierno adjudique al sector privado, así como de los términos que se establezcan en dichos contratos, es decir, la distribución de ingresos entre el sector privado y el gobierno.

Por lo tanto, si los contratos tendrán una carga fiscal menor a la que Pemex tiene hoy, el ingreso presupuestal petrolero deberá bajar hasta que haya producción nueva en volúmenes crecientes. Entre tanto, el presupuesto federal deberá ajustarse a un menor ingreso petrolero.

---

<sup>12</sup> Luis Videragay Caso, “El desafío de elevar nuestro crecimiento”, *Reforma*, Mayo-26-2014.

<sup>13</sup> Las estimaciones son de que si el barril de petróleo se mantuviera por debajo de los 75 USD en 2015, el impacto en las cuentas fiscales sería aproximadamente de 0.3% del PIB, asumiendo que la paridad peso dólar permaneciera inalterada.

<sup>14</sup> Aunque es imposible saber en qué medida lo harán.

Es cierto que la reforma contempla que tanto Pemex como el resto de productores privados que participen deberán pagar al gobierno cuando menos el 4.7 por ciento del PIB cada año. Esta cifra ya es menor a los pagos de derechos que hizo Pemex en 2013 de 5.3 por ciento del PIB (862 MMP). La reducción contemplada es realista, pero no es realista que los pagos se mantengan cada año en 4.7 por ciento, como lo supone la reforma petrolera.

La única manera en la que los ingresos del Estado pudieran sostenerse sería aumentando crecientemente la producción desde el momento en que el sector privado comience a compartir ingresos que antes PEMEX capturaba en su totalidad. Este supuesto no es realista de aquí al mediano plazo, pues la producción tiene tendencia secular a la baja y los grandes y nuevos descubrimientos no han ocurrido. Aun después de descubrirse, la extracción podría tardar hasta 10 años. Al bajar el ingreso petrolero en el presupuesto tendrán que bajar primero las participaciones federales a entidades federativas y municipios.<sup>15</sup> Es decir, va a haber una significativa erosión del nivel actual del ingreso.

Por otro lado, los factores adversos anteriores, pudieran ser contrabalanceados en alguna forma, por los siguientes elementos:

- a) Que el efecto previsible a la caída de ingresos petroleros fueran compensados por la baja sensibilidad de la economía mexicana a la caída general de los precios de las materias primas y que con ello no se materializara en un impacto concomitante en sus capacidades de producción. En este sentido uno esperaría que el estudio de *Credit Suisse* que mide la sensibilidad de cada país a cambios en precios de recursos naturales –petróleo, alimentos agrícolas y metales industriales–, se sostenga. (Ver Cuadro 3)

**Cuadro 3: Impacto de los precios de las materias sobre la cuenta corriente de balanza de pagos de un grupo seleccionado de economías emergentes (% del PIB, 3er Trimestre, 2013)**

País	Sensibilidad a caída del 10%			Impacto neto por shock de precios de materias primas
	Alimentos	Energía	Metales	
Brasil	-0.3	0.0	-0.2	-0.5
<b>México</b>	<b>0.1</b>	<b>-0.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.1</b>
Colombia	0.0	-0.9	0.0	-1.2
Chile	-0.3	0.6	-1.7	-0.1
Perú	0.2	0.0	-0.8	0.1

<sup>15</sup> Un impacto de la reforma de energía será sobre el presupuesto del sector público mediante el cual se asignan recursos para los programas federales de gasto.

Argentina	-0.8	0.1	0.0	-1.4
Venezuela	0.3	-2.1	-0.1	-2.5
Rusia	0.2	-1.7	-0.1	-2.1
Sudáfrica	0.0	0.5	-0.8	0.9
India	-0.1	0.6	0.1	-0.2
Indonesia	-0.2	0.1	0.0	-1.3
Malasia	-0.3	-0.6	0.3	1.7
Corea del Sur	0.2	1	0.2	0.9

Fuente: Credit Suisse, *Financial Times*, octubre 14, 2014.

De acuerdo al Cuadro 3, México, al igual que Chile, Perú e Indonesia debieran de salir relativamente ilesos de los recientes cambios en el índice de precios de materias primas. Declinaciones en los precios internacionales de sus exportaciones han sido principalmente contrarrestadas por declinaciones en los precios internacionales de sus importaciones.

- b) Otro mecanismo compensatorio es el diferencial entre los precios de la gasolina en México y los Estados Unidos que sirve como una especie de cobertura en contra de los declinantes precios de los precios petroleros en términos de cuentas fiscales. Es decir, precios petroleros más bajos son parcialmente compensados por precios de la gasolina más altos en México que en los Estados Unidos.<sup>16</sup>

Por supuesto, para la economía mexicana en su conjunto habría que tomar en cuenta el efecto compensatorio que ello tendría, pues el FMI afirma que una caída de 20 USD por barril se traduciría en un aumento del 0.5 por ciento en el PIB mundial y que si la confianza económica mejorará en virtud de ello, entonces tal cifra pudiera aumentar a 1.2 por ciento.

#### 4. Conclusiones

Con la reforma energética se puso fin a una serie de reformas tímidas y ambiguas que no hacían más que incorporar un mayor número de objetivos de política económica heterogéneos y contradictorios y profundizar un marco regulatorio, particularmente en los ámbitos financiero y normativo, que limitaba, en el caso de Pemex, su capacidad de ejecución y, en virtud de ello, incumplir sus funciones sustantivas. Es posible que dado el nivel de reservas de hidrocarburos remanente y el agotamiento de capacidades de producción, la reforma incluso haya llegado relativamente tarde y ello

<sup>16</sup> Recuérdese que México importa la mitad de la gasolina que consume. Actualmente están en torno a 15% más altos que en los Estados Unidos, el gobierno fija el precio del litro de gasolina y está en proceso de incrementarlo en 3.5% anual en 2015.

debilite los términos de negociación *vis-a-vis* con los nuevos participantes en la industria petrolera mexicana.

En los ámbitos de reservas, producción e industrialización de hidrocarburos líquidos se habían avizorado escenarios que nunca se configuraron en la realidad. Agotado entonces el régimen petrolero al que se sometió a esta industria por aproximadamente ocho décadas en que tuvimos la oportunidad de edificar una empresa pública eficiente, hoy el gobierno mexicano abre algunas áreas a la inversión privada, nacional y extranjera, y faculta a Pemex para establecer alianzas económicas con otras empresas estatales y privadas, establecer alianzas con aquellos sectores que consideran convenientes a cambio del pago de impuestos y regalías que los gobiernos consideran pertinentes, y hacer negocios sin poner en riesgo la titularidad del Estado sobre los hidrocarburos.

Los riesgos de la reforma energética son muchos pero no había otra alternativa. El futuro nos alcanzó quizás no en las mejores condiciones de mercado posibles y, sobre todo, de fortaleza productiva.

Ahora el gran desafío es la implementación, autonomía presupuestaria y una nueva estructura de Pemex, tanto para negociar los mejores términos de participación de las empresas petroleras de nuestros recursos de hidrocarburos como para contribuir a realizar nuevas expectativas difíciles de cumplir en la presente década con la reforma petrolera. Conjurar la potencial frustración que su incumplimiento pudiera entrañar, reta a nuestra capacidad para instrumentar nuevas estrategias de desarrollo en un entorno estructural renovado.

Por lo pronto, antes de que llegue el tiempo de la ronda, los retos se manifiestan. Potenciales inversores han dejado sentir sus temores con el denominado “*ring-función*” que el Banco Mundial define como “*una limitante para la consolidación de ingreso y deducciones para propósitos impositivos en diferentes actividades por parte del mismo contribuyente*”.<sup>17</sup> Algunas consultorías, Comexi, por ejemplo consideran que “la combinación de *ring-fencing* con el límite de amortización de pérdidas fiscales pudiera producir una tasa impositiva efectiva más alta en este sector que en otras industrias” ... lo cual pudiera crear “distorsiones que inhibirían la inversión”,<sup>18</sup> un prospecto grave toda vez que ello derrotaría la esencia de la reforma energética que es la inversión.

---

<sup>17</sup> FT.com/Lexicon.

<sup>18</sup> En este mismo sentido, Pedro van Meurs, afirma “*la ley de ingresos por hidrocarburos reduce los beneficios que México pudiera obtener del cambio constitucional, no obstante los elementos atractivos en términos de estructura fiscal, royalties y tasas de depreciación incluidas en la ley propuesta... Sin embargo, incorpora un sistema de ring-fencing excesivo y establece desincentivos los que reducirán el interés de los inversionistas sin ningún beneficio para México*” (*Financial Times*, junio 25, 2014).

Este punto es interesante porque aun cuando las compañías saben que es normal en la industria petrolera pagar una renta más una tasa corporativa del 30 por ciento y de que las compañías tendrían la oportunidad de internalizarlos a sus propuestas durante el proceso de oferta. Al respecto, el Subsecretario de Ingresos de la SHCP ha reiterado que con el mecanismo “*ring-fencing* se trata de evitar que los contratistas puedan incluir costos de otras actividades e intentar reducir lo que ellos tienen que pagar en impuestos vinculados a los hidrocarburos y que, de hecho, establecer un tiempo límite ha servido como un incentivo para que los proyectos de inversión sean ejecutados más rápido porque las compañías desean ingresos tan pronto como sea posible para beneficiarse de la deducibilidad de costos”<sup>19</sup>.

Por otro lado, es cierto que el clima de inversión mejorará por el sólo hecho del cambio tan profundo en el régimen constitucional y las expectativas de los inversionistas extranjeros. Pero a la hora de desembolsar recursos, la nueva inversión iniciará con mucha cautela.

La inversión en energía va a depender de cómo se resuelvan las contradicciones que vayan surgiendo entre las prioridades de las entidades del Estado y las compañías privadas. Aunque las empresas nuevas que entran al sector tendrían que invertir, esa inversión puede ser en sustitución de la inversión que dejarían de hacer las entidades del Estado o bien en adición a ella, con lo cual limitaría a las expectativas de crecimiento y desarrollo generadas a raíz de la reforma petrolera.

De cualquier manera, tampoco es posible en poco tiempo esperar una mayor tasa de crecimiento del producto como resultado directo de la reforma. Esta tomará años y las expectativas que se transmiten a la opinión pública no advierten de ello. En el caso de la inversión en aguas profundas, por ejemplo, esta se hará principalmente con equipos importados por los propios operadores y posiblemente también la mayor parte de sus cuadrillas de trabajadores y técnicos. Y dicha inversión solo vendrá después de varios años de exploración y desarrollo de campos.

En breve, la capacidad real de México de diseñar e instrumentar grandes reformas en temas técnicamente difíciles y políticamente controvertidos está en prueba. Los antecedentes en telecomunicaciones, banca, ferrocarriles y otros no constituyen buenos parámetros de referencia, aunque si constituyen un modelo pero para seguirse en sentido contrario, es decir, de lo que no hay que hacer. Falta lo verdaderamente difícil. Por ejemplo, conciliar los intereses de Pemex y CFE con los de los posibles participantes en el mercado, implicará coordinación y cooperación entre las entidades del mismo Estado que no tienen precedente en la evolución del sector público mexicano.

<sup>19</sup> *Financial Times*, junio 25, 2014.

## Opciones de política

- a) La instrumentación de la reforma petrolera requiere de un cuerpo directivo de primera, inspirador de los trabajadores, como han sido los directivos de otras empresas que han podido superar los retos técnicos y humanos que supone la nueva organización de la industria petrolera mexicana. Este factor de dirección es hoy en extremo escaso, si no es que inexistente;
- b) Si Pemex no sale adelante, habrá destrucción de valor en la industria que, bien o mal, tomó ocho décadas para apoyar las estrategias económicas de 1938 a la fecha y el escenario indeseable sería ahora tener un Pemex que dedica recursos a pagar a excesivo personal, administrar el problema de liquidar empleados y la desmotivación, en lugar de participar en nuevos proyectos con socios extranjeros. Cómo asegurar que participe en los verdaderos proyectos de frontera tecnológica tendría que ser el principal objetivo hoy;
- c) Hay que tener cuidado de que no nos tomen como “tienda de dulces” en el mercado petrolero internacional por las diferentes oportunidades de inversión abiertas a raíz de la reforma energética (campos en aguas someras, terrestres y en aguas profundas; recursos convencionales, riesgosos y frontera, etcétera) y que la debilidad temporal del mercado petrolero no nos vuelva más flexibles en cuanto a los detalles técnicos y fiscales, para determinar cuánto necesitamos apostar por un mejor futuro.

## Referencias:

- British Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy*, 2014.
- Fortune. *The Global 500*, 2000-2014.
- García Páez, B. (1994). *Modernización del Estado y Empresa pública: el caso de Petróleos Mexicanos*, INAP.
- INEGI, *Banco de Información Económica y Estadística*, México, D.F.
- Lajous Vargas, A. “Reducción de las Reservas de Hidrocarburos”, *La Jornada*, julio 30, 2014.
- Petróleos Mexicanos. *Anuario Estadístico*, 2013.
- Petróleos Mexicanos. *Indicadores petroleros*, septiembre 2014.