

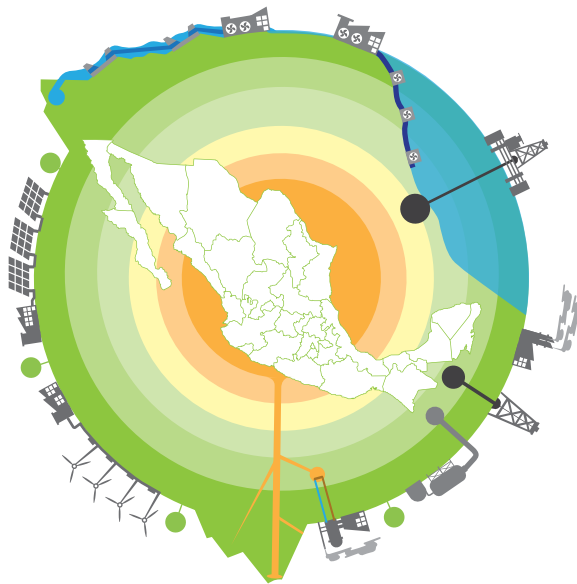
La Reforma Energética

PENSANDO EL FUTURO

Coordinadores: Susana Chacón y Gerardo Gil Valdivia



LA **REFORMA ENERGÉTICA** EN **MÉXICO 2013** PENSANDO EL FUTURO



Foro Consultivo Científico y Tecnológico, AC

Insurgentes Sur No. 670, Piso 9

Colonia Del Valle

Delegación Benito Juárez

Código Postal 03100

México, Distrito Federal

www.foroconsultivo.org.mx

foro@foroconsultivo.org.mx

Tel. (52 55) 5611-8536

Responsables de la edición:

Gabriela Dutrénit

Patricia Zúñiga

Coordinadores:

Susana Chacón

Gerardo Gil Valdivia

Coordinador de edición:

Marco A. Barragán García

Corrección de estilo:

Ma. Areli Montes Suárez

Diseño de portada e interiores:

Víctor Daniel Moreno Alanís

Francisco Ibraham Meza Blanco

Cualquier mención o reproducción del material de esta publicación puede ser realizada siempre y cuando se cite la fuente.

DR Octubre 2013, FCCyT

Foro Consultivo Científico y Tecnológico, AC

ISBN: 978-607-9217-27-3

Impreso en México

LA **REFORMA ENERGÉTICA** EN **MÉXICO 2013** PENSANDO EL FUTURO

Coordinadores
Susana Chacón y Gerardo Gil Valdivia



EGAP
Gobierno y Política Pública
TECNOLÓGICO DE MONTERREY

DIRECTORIO FCCyT

Dra. Gabriela Dutrénit

Coordinadora General

Fís. Patricia Zúñiga-Bello

Secretaria Técnica

MESA DIRECTIVA

Dr. José Franco López

Academia Mexicana de Ciencias

Dr. Humberto Marengo Mogollón

Academia de Ingeniería

Dr. Enrique Ruelas Barajas

Academia Nacional de Medicina

Mtro. Francisco Antón Gabelich

Asociación Mexicana de Directivos de la
Investigación Aplicada y Desarrollo Tecnológico

Dr. Enrique Fernández Fassnacht

Asociación Nacional de Universidades e
Instituciones de Educación Superior

Sr. Francisco J. Funtanet Mange

Confederación de Cámaras Industriales de
los Estados Unidos Mexicanos

Sr. Benjamín Grayeb Ruiz

Consejo Nacional Agropecuario

Lic. Juan Pablo Castañón Castañón

Confederación Patronal de la República
Mexicana

Ing. Rodrigo Alpizar Vallejo

Cámara Nacional de la Industria de
Transformación

Dr. Tomás A. González Estrada

Red Nacional de Consejos y Organismos
Estatales de Ciencia y Tecnología

Dr. José Narro Robles

Universidad Nacional Autónoma de México

Dra. Yoloxóchitl Bustamante Díez

Instituto Politécnico Nacional

Dr. J. P. René Asomoza Palacio

Centro de Investigación y de Estudios
Avanzados del IPN

Dr. Jaime Labastida Ochoa

Academia Mexicana de la Lengua

Dr. Andrés Lira González

Academia Mexicana de Historia

Dr. Sergio Hernández Vázquez

Sistema de Centros Públicos de Investigación

Dr. Óscar F. Contreras Montellano

Consejo Mexicano de Ciencias Sociales

Dra. Ana María López Colomé

Dr. Ambrosio F. J. Velasco Gómez

Dra. María Teresa Viana Castrillón

Investigadores electos del SNI

Presentación	7
Gabriela Dutrénit	
Prólogo	9
Susana Chacón y Gerardo Gil Valdivia	
I. PANORAMA GENERAL	13
La Reforma Energética en México 2013 y el desarrollo sustentable del país	15
Gerardo Gil Valdivia	
El lenguaje de la Reforma Energética	33
Luis Miguel Labardini	
Situación y perspectivas del gas natural en México	51
Francisco Barnés de Castro	
II. MEXICO Y AMÉRICA DEL NORTE	63
Energía en América del Norte	65
Susana Chacón	
La revolución energética en América del Norte	93
Ernesto Marcos	
La revolución energética en América del Norte y las opciones de política energética en México	109
Isidro Morales	
III. EL SECTOR ENERGÉTICO Y LOS TEMAS ESPECÍFICOS	135
La industria de refinación en México	137
Antonio Juárez	
La Reforma Energética: PEMEX y el desarrollo integral de México a largo plazo	155
Mauricio de María y Campos	
Ponencias presentadas por los autores en CD anexo	

Presentación

EN EL AÑO 2007, el Foro Consultivo Científico y Tecnológico (FCCyT) sumó esfuerzos con la Sección Mexicana del Club de Roma y el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM) para realizar un Seminario sobre Energía y Ambiente, cuyo propósito fue el de analizar y discutir los grandes temas del sector energético en México, así como su impacto ambiental. Se buscaba obtener propuestas que le permitieran a ese sector reposicionarse como uno de los principales motores de crecimiento y desarrollo de México. Este ejercicio fue muy productivo y sus resultados se recogieron en el libro *La crisis del petróleo en México*, publicado conjuntamente por las tres instituciones.

De acuerdo con los expertos que se reunieron en aquella ocasión, se vislumbraba la necesidad de un cambio en el sector energético en el corto, mediano y largo plazos, ante las perspectivas que se anunciaban para México en ese rubro. La problemática del petróleo, del gas, de la electricidad, del ambiente, del escenario internacional y de los yacimientos transfronterizos de México, así lo exigían. Se avecinaba la revolución tecnológica realizada por los Estados Unidos de América en materia energética, lo cual habría de modificar el escenario mundial.

Hoy, cuando el tema de la reforma energética ha sido planteado por el Gobierno mexicano y ha atraído el interés de la Nación, la Sección Mexicana del Club de Roma y *Foreign Policy* –la Edición Mexicana del ITESM– realizan una importante aportación de elementos para la discusión del tema y ofrecen un análisis prospectivo acerca de la necesidad de una reforma en el ámbito energético.

Los coordinadores de este trabajo –Susana Chacón Domínguez y Gerardo Gil Valdivia–, además de compartirnos su experiencia sobre la temática, convocaron las voces expertas de Luis Miguel Labardini, Francisco Barnés de Castro, Ernesto Marcos, Isidro Morales, Antonio Juárez y Mauricio de María y Campos, para ofrecernos este valioso estudio.

En esta obra, que el FCCyT tiene el agrado de presentar, se diserta en torno a la reforma energética y su vinculación con las otras reformas –la hacendaria, principalmente–, y se insiste en que debe llevarse a cabo en consonancia con el nuevo mapa mundial de la economía y la energía, y ser parte de las políticas públicas del Estado mexicano. Los autores argumentan que el objetivo de esta reforma debe ser el de impulsar el desarrollo económico y social de la Nación, mediante una participación internacional diferente, ya que se corre el riesgo de quedar al margen de la nueva dinámica global. Señalan que México tiene la posibilidad de integrarse a la región más competitiva del mundo gracias a sus recursos energéticos, pero de no modificar su política al respecto, podría quedar excluido.

Dra. Gabriela Dutrénit
Coordinadora General del FCCyT

LA REFORMA ENERGÉTICA exige una visión de largo plazo, integral y holística. También requiere de un enfoque multisectorial e interdisciplinario. Así es como en la Sección Mexicana del Club de Roma y *Foreign Policy*, Edición Mexicana del Tecnológico de Monterrey, consideramos importante hacer un estudio que nos invite a pensar el futuro. En 2008, conjuntamente con el Foro Consultivo Científico y Tecnológico, publicamos el libro *La crisis del petróleo en México*. En esta ocasión nuevamente unimos esfuerzos con el Foro para la publicación de este segundo texto. Aquí presentamos un trabajo que ofrece elementos para favorecer el que la reflexión sea abordada junto con las otras reformas que necesita el país: la hacendaria, la política y la de transparencia, entre otras.

El momento por el que atraviesa el país es estratégico para tomar decisiones, impulsar su desarrollo y, por supuesto, para tener una participación internacional diferente. Con la revolución tecnológica en materia energética que se inició desde 2008 en Estados Unidos, el mundo cambió. La dinámica energética es otra y el impacto que los estadounidenses tengan ya como país productor y no consumidor de petróleo, cambia el escenario global. En pocos años será autosuficiente en gas y muy probablemente también en petróleo. Esto nos obliga a tomar medidas necesarias para poder integrarnos a la nueva realidad. En México se requiere hacer un planteamiento desde el Estado que, además de considerar el futuro del país, de las siguientes generaciones, instrumente también los cambios necesarios en forma inmediata. Es necesario efectuar una profunda reforma energética que ponga a México en el camino de un dinámico desarrollo económico y social sustentable. También, en 2008 se hizo una primera reforma energética que, sin duda, fue el primer paso para que ahora se piense en otra de fondo y, como mencionamos, que sea integral. Estamos ante la gran oportunidad de retomar el desarrollo nacional, de ser parte de la región de América del Norte que, por sus recursos energéticos, puede ser la más competitiva y, además, de insertarnos en una dinámica global con otra mirada.

El libro está dividido en tres secciones y cuenta también con una adicional en la que incluimos las presentaciones que hicieron los autores durante el seminario que organizamos el pasado 27 de junio, en la EGAP del Tecnológico de Monterrey. Los apartados se dividen de la siguiente manera: en el primero hablan tres expertos del contexto global. Por principio de cuentas, Gerardo Gil Valdivia centra su reflexión en el aspecto petrolero de la reforma, ya que es en el caso de este recurso donde está en buena medida la problemática más urgente que es necesario resolver. Habla también del papel que representan los hidrocarburos en el Sistema Energético Nacional; menciona que es necesario ver al sector de la energía en forma integral y como parte de las políticas públicas del Estado Mexicano; y enfatiza que la reforma energética está vinculada a la hacienda, en especial en la parte fiscal, así como a las políticas ambiental, de ciencia y tecnología e industrial. Gil Valdivia insiste en que en la reforma se debe tomar en cuenta el aspecto global, tanto el nuevo mapa mundial de la economía y la energía, como el calentamiento global.

Por su parte, Luis Miguel Labardini nos explica la definición e importancia del concepto 'renta económica' y cómo impacta en materia energética. Señala que la renta es muy significativa, pues su beneficio es entregado a la Nación como pago por la extracción del recurso no renovable; define quiénes deberían ser los operadores en la extracción de hidrocarburos, y aclara que sus funciones son invertir y desarrollar campos, maximizar producción y reducir costos de extracción, por lo que cobran un retorno al capital invertido, pero sin ningún derecho sobre la renta.

En tercer lugar, Francisco Barnés de Castro expone las perspectivas del gas natural en México. Parte de enfatizar cómo el concepto de eficiencia energética cobra cada día mayor relevancia; menciona que el país seguirá la tendencia prevista a nivel internacional, y explica, además, los escenarios globales y nacionales sobre el fuerte incremento en la demanda eléctrica per cápita, que repercutirá en el consumo de diversos combustibles, destacando el gas natural. Ésta es la razón por la que existe la enorme brecha entre los precios del gas natural y el carbón, respecto de los otros combustibles industriales, como el combustóleo y el diésel. El segundo apartado de esta obra se dedica a la importancia de la revolución tecnológica en América del Norte y a los impactos que ésta tendrá a nivel global, especialmente en el futuro desarrollo de México. Susana Chacón hace un recuento del contexto internacional general para centrar la atención en el mercado energético de América del Norte; menciona las razones por las que México no debe mantener su mercado únicamente con Estados Unidos; subraya la hegemonía que tendrá EEUU como productor de energéticos, situación que afecta a la geopolítica mundial y al balance del poder; habla específicamente del desarrollo energético en Canadá y cómo junto con los estadounidenses existe una gran co-

nectividad en su frontera, en la que cuentan con una importante infraestructura de ductos, gasoductos y ferrocarriles que les permite definir el futuro; y propone que México debe tener una negociación en materia energética estratégica en este escenario con el fin de ser parte y de construir una América del Norte altamente competitiva.

El texto de Ernesto Marcos, a su vez, parte de que la era del petróleo no se ha terminado; sin embargo, habla de la importancia de los hidrocarburos no convencionales, en especial del gas y petróleo de lutitas. Explica cómo han sido desarrollados en el mundo, pero más particularmente en América del Norte; señala que la nueva producción de yacimientos no convencionales implica mayores riesgos y mayores costos. En el caso de México, menciona qué es lo que se requiere para interconectarse con América del Norte con el fin de favorecer su inserción en el nuevo cambio tecnológico. Nos invita a pensar, además, en los escenarios de aguas profundas; señala la necesidad de contar con mayores inversiones. Para él, la revolución energética en América del Norte no sólo es un reto económico, tecnológico o logístico. Es, sobre todo, un reto a la imaginación que nos obliga a revisar los paradigmas del pasado y a repensar nuestros planes a futuro.

Isidro Morales, por otra parte, nos habla de la revolución tecnológica que hicieron los Estados Unidos. Desde la primera administración de George W. Bush se comenzaron las investigaciones que hacen hoy de EEUU una potencia energética. La revolución energética estadounidense se ha manifestado por el crecimiento espectacular de la oferta de combustibles fósiles no convencionales, sobre todo de gas, lo que ha generado la caída de precios de este producto respecto del crudo. Menciona que esto ha abierto amplias posibilidades para elevar el consumo nacional y la posibilidad de que la Unión Americana se convierta en un exportador neto en tan sólo 7 años.

En el último apartado hablamos de los principales aspectos específicos del sector energético. Así, Antonio Juárez nos habla de la industria de la refinación en México y de su importancia en la actividad económica; explica cómo a través de ella se transforma el petróleo crudo en combustibles líquidos y otros derivados; menciona que desde hace años PEMEX Refinación enfrenta una situación crítica, caracterizada por graves restricciones para cumplir su objetivo fundamental: abastecer con eficiencia, calidad, oportunidad, seguridad y a precios competitivos la demanda de petrolíferos del país. También señala los retos de esta industria, de lo que implica para el transporte y para la industria nacional. Cierra con un apartado de perspectivas no sin antes hablar de la situación internacional de la refinación y sus impactos para el país.

Finalmente, el trabajo de Mauricio de Maria y Campos aclara que PEMEX no es sinónimo de energía. Existen otras fuentes de energía –además del petróleo y gas– que México ha utilizado a lo largo de su historia: madera y carbón, hidráulica, geotérmica, nuclear y, más recientemente, eólica y solar. Sin embargo, reconoce que sí ha sido la empresa emblemática que en la práctica ha tenido el monopolio de la exploración, extracción, producción y distribución de petróleo y gas, así como de su refinación e industrialización petroquímica. Nos hace un recuento histórico del papel de la paraestatal como motor del desarrollo sectorial y regional. Para él, urge una política amplia de desarrollo energético sustentable, la reindustrialización nacional, el impulso a la transformación del crudo en México y el desarrollo de proveedores y tecnologías.

Susana Chacón y Gerardo Gil Valdivia

Panorama general

A white horizontal line extends from the end of the text 'Panorama general' across the width of the slide. A white vertical bar is positioned at the end of this line, with a small hook-like shape at its base.

La Reforma Energética en México 2013 y el desarrollo sustentable del país

Gerardo Gil Valdivia*

ES NECESARIO efectuar una profunda reforma energética que sitúe a México en el camino de un dinámico desarrollo económico y social sustentable. En esta presentación me centraré en el aspecto petrolero de la reforma, ya que es en el caso de este recurso donde está en buena medida la problemática más urgente que es necesario resolver, así como por el papel que representan los hidrocarburos en el Sistema Energético Nacional. Sin embargo, es claro que se requiere ver al sector de la energía en forma integral y como parte de las políticas públicas del Estado mexicano.

La Reforma Energética exige visión de largo plazo, integral y holística, así como un enfoque multisectorial e interdisciplinario. Esta discusión está directamente relacionada con la reforma hacendaria, en particular con el aspecto fiscal y con las políticas ambiental, industrial y de innovación tecnológica, y es una de las más trascendentes de nuestra generación. El primer referente de carácter normativo es el marco constitucional aplicable.

*Presidente de la Sección Mexicana del Club de Roma.

1. El marco constitucional básico¹

Es fundamental destacar el principio de la rectoría del Estado del desarrollo nacional, establecido en el Artículo 25 constitucional. Esta disposición establece que corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable, que fortalezca la soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, cuya seguridad protege la Constitución. En el párrafo segundo de este Artículo se establece que el Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional y llevará a cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga la Constitución.

El Artículo 26 de la Norma Suprema establece el Sistema Nacional de Planeación del Desarrollo. Esta disposición determina que el Estado organizará un sistema de planeación democrática del desarrollo nacional que imprima solidez, dinamismo, permanencia y equidad al crecimiento de la economía para la independencia y la democratización política y social de la Nación. El Artículo 27 constitucional determina que corresponde a la Nación el dominio directo, entre otros recursos, del petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos. Y el Artículo 28 constitucional establece la participación del Estado en diversas áreas estratégicas como el petróleo y los demás hidrocarburos, así como en la petroquímica básica. En el párrafo quinto de este Artículo se añade que el Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por sí o con los sectores social o privado. En suma, es determinante no perder de vista la responsabilidad del Estado de la dirección y conducción del proceso de cambio en una reforma de esta magnitud, así como analizar y discutir para fortalecer la soberanía nacional y hacer prevalecer el interés general sobre los intereses particulares. También se deben referir la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 y el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, que contienen varios de los propósitos y objetivos de la política pública del sector, así como una visión de conjunto del mismo.²

1. Artículos 25, 26, 27 y 28 de la *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*.

2. Estrategia Nacional de Energía 2013-2027; Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018.

2. El contexto internacional

El sector energético ha estado experimentando un profundo cambio en los últimos años. Recientemente se han efectuado importantes descubrimientos de hidrocarburos en Asia, África y las Américas. La cuenca del Atlántico tiende a ser superavitaria, en tanto que la del Pacífico, que es la región en la que se proyecta la mayor actividad económica durante las próximas décadas, es deficitaria. Para los intereses de México, la situación energética de América del Norte exige tomar en cuenta su nueva realidad. Estados Unidos y Canadá han incrementado drásticamente sus recursos y producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales, y la interconectividad energética entre ambos países ha crecido exponencialmente. En consecuencia, Estados Unidos está reduciendo rápidamente su dependencia de los hidrocarburos del exterior. En este proceso, un papel determinante lo está teniendo la innovación tecnológica. A los nuevos descubrimientos de hidrocarburos convencionales, hay que añadir el desarrollo de los no convencionales, como el *shale gas* y el *shale oil*, en América del Norte y en otras regiones como Gran Bretaña, China y Argentina, por mencionar sólo algunos países. De igual forma, los avances tecnológicos están permitiendo un uso cada vez más intensivo de fuentes de energía limpias como la geotermia, la solar y la eólica.

La actual perspectiva del desarrollo de los hidrocarburos convencionales y no convencionales a nivel mundial, conlleva la actualización de dos discusiones muy trascendentes. Una es la relativa al llamado "Peak Oil", por la cual un grupo de especialistas sostiene que los hidrocarburos, como recursos naturales no renovables, se encuentran en su fase de declinación en el planeta. Si bien este principio es claro al tratarse de recursos naturales no renovables, el acceso a los hidrocarburos no convencionales conlleva al replanteamiento del horizonte temporal de los mismos. La otra discusión es en torno al calentamiento global, el cual, de acuerdo con la opinión dominante de la comunidad científica, está afectando la sustentabilidad de la vida en el planeta. Sin embargo, la perspectiva de los países desarrollados y de las grandes empresas industriales y energéticas es que si bien el mundo va hacia una transición energética hacia energías limpias, en los próximos treinta o cuarenta años seguirán dominando los hidrocarburos, en un contexto en el que se espera que hasta el año 2050 los países más desarrollados incrementen su PIB al doble, en tanto que varias economías emergentes lo cuadruplicuen. Asimismo, la población mundial de más de 7 mil millones de

personas, crecerá a 8 mil millones o más, según las proyecciones para mediados del siglo XXI, con un mayor consumo de recursos naturales y con la consecuente afectación al ambiente.³

3. La situación en México

La reforma que se debe plantear, en particular desde la perspectiva petrolera, debe cumplir con varios objetivos. Entre los más importantes, destacan:

1. Garantizar la seguridad energética del país a largo plazo;
2. Optimizar la renta petrolera para impulsar un dinámico desarrollo económico y social sustentable;
3. Identificar, aprovechar y optimizar racionalmente todo el potencial de los recursos naturales de México;
4. Promover bienes y servicios de calidad a precios competitivos para los consumidores y satisfacer los requerimientos del crecimiento de la economía y de la población;
5. Establecer una política energética con un fuerte componente ambiental, para sentar las bases de un sólido crecimiento y preparar al país ante un escenario de regulación climática internacional. En forma específica: controlar la contaminación y descarbonizar la economía.

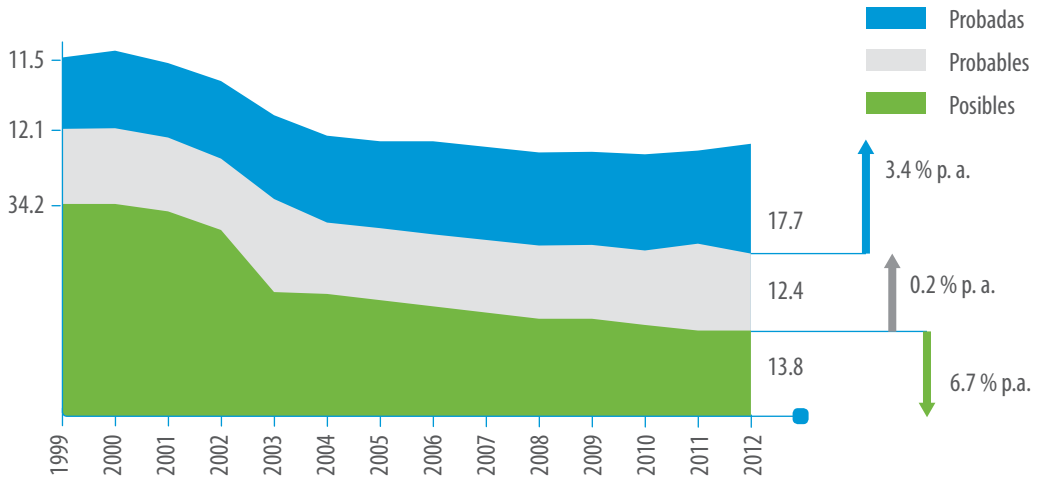
En México, el petróleo ha tenido un papel determinante en el desarrollo del país en los últimos 75 años, en especial a raíz de los cuantiosos descubrimientos en el Golfo de México a mediados de los años setenta del siglo XX. Sin embargo, las reservas certificadas de hidrocarburos han declinado aceleradamente en los últimos años y sólo hasta 2011 se han logrado tasas de restitución superiores al 100%. De acuerdo con la información oficial, las reservas probadas ascienden a 13 mil 810 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mbpce); las reservas probables a 12 mil 358 mbpce; y las reservas posibles a 17 mil 674 mbpce. En 2012, el total de las reservas (3P) asciende a casi 44 mil mbpce. Esto es, las reservas probadas tienen un horizonte de duración de 10 años, lo cual es muy escaso para el país. Se considera que el plazo de existencia debe ser de, al menos, 25 años.⁴

Por otra parte, los recursos prospectivos de hidrocarburos en aguas profundas, campos fracturados y maduros, podrían ascender a 54 mil 700 mbpce y el aceite y gas no convencionales (*shale gas* y *shale oil*) a 60 mil 200 mbpce en térmi-

3. Jorgen Randers, 2052. *A Global Forecast for Next Forty Years*, Chelsea Green Publications, White River Junction, Vermont.

4. Estrategia Nacional de Energía 2013-2027.

● Gráfica 1. Reservas de hidrocarburos



Fuente: PEMEX.

nos conservadores. De corroborarse esta información, el total del potencial de hidrocarburos de México podría llegar a 159 mil mbpce; y se estima que según avancen los trabajos de exploración en aguas profundas, áreas de lutitas y otros proyectos, este potencial se incrementará.

En el aspecto de la producción, ésta ha tenido una fuerte caída al pasar de 3.4 mbpce a 2.57 en 2012, con tendencia a la baja en los primeros meses de 2013. Esta reducción se ha debido a la declinación acelerada de Cantarell. Se ha compensado esa caída parcialmente por la producción de Ku-Maloob Zaap, pero se prevé que decline a partir de 2015.⁵ Esta situación se presenta a pesar de que desde 2005 se incrementaron sensiblemente los recursos para la exploración y la producción, si bien PEMEX, por otra parte, asegura que para 2018 la producción diaria llegará a 2.88 mbpce al día.⁶ Este incremento de la producción podrá darse principalmente en las zonas marinas.

4. El gas

Como se refirió, la perspectiva actual es que pese a las presiones sociales, cada vez mayores, por el calentamiento global, generado en buena medida por el uso de combustibles fósiles, y a la creciente importancia de las energías renovables,

5. Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 e información oficial de PEMEX.

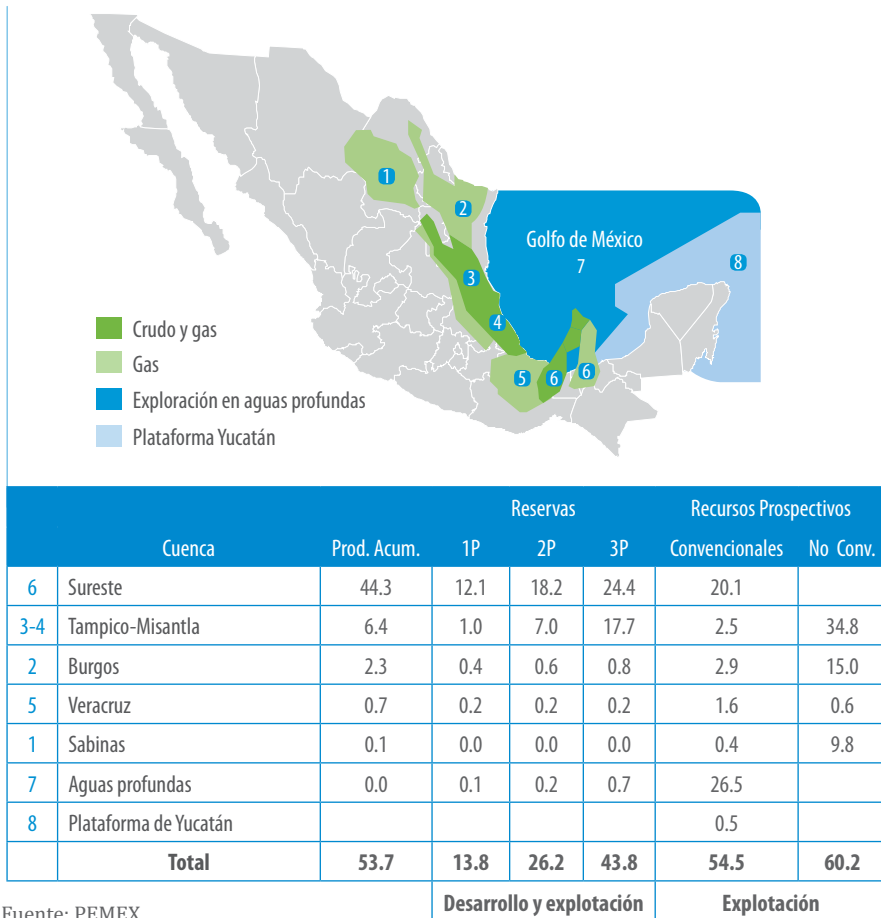
6. Información oficial de PEMEX.

● **Tabla 1. Distribución de los recursos prospectivos de gas de lutitas por tipo y por cuenca**

Cuenca	Crudo (MMMb)	Gas (MMMMpc)	PCE (MMbpce)
Burgos	-	53.8	10.8
Tampico-Misantla	30.7	20.7	34.8
Burro-Picachos	0.6	18.0	4.2
Sabinas	-	49.0	9.8
Veracruz	0.6	-	0.6
Total	31.9	141.5	60.2

Fuente: PEMEX.

● **Diagrama 1. Recursos prospectivos**



Desarrollo y explotación

Explotación

los hidrocarburos seguirán predominando en el mundo en las próximas décadas. Pero en este contexto el gas natural va a tener un papel determinante en la transición. La Estrategia Nacional de Gas tiene como ejes principales:

1. Desarrollar nueva infraestructura de transporte para aumentar la cobertura de gas en el país; eliminar cuellos de botella de los sistemas existentes y ampliar la capacidad de importación en la frontera con Estados Unidos, aprovechando el bajo precio de este producto en ese país.
2. Desarrollar nueva infraestructura de distribución. En la actualidad, los retos que se enfrentan son incrementar la producción de gas natural y acelerar el desarrollo de nueva infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución de gas. Cabe señalar que actualmente la ausencia de una adecuada red de gasoductos impide el oportuno abastecimiento de este recurso al aparato productivo del país. Además, la falta de desarrollo de este energético obliga a importarlo, y la carencia de infraestructura adecuada eleva el precio, restando competitividad a la industria mexicana.

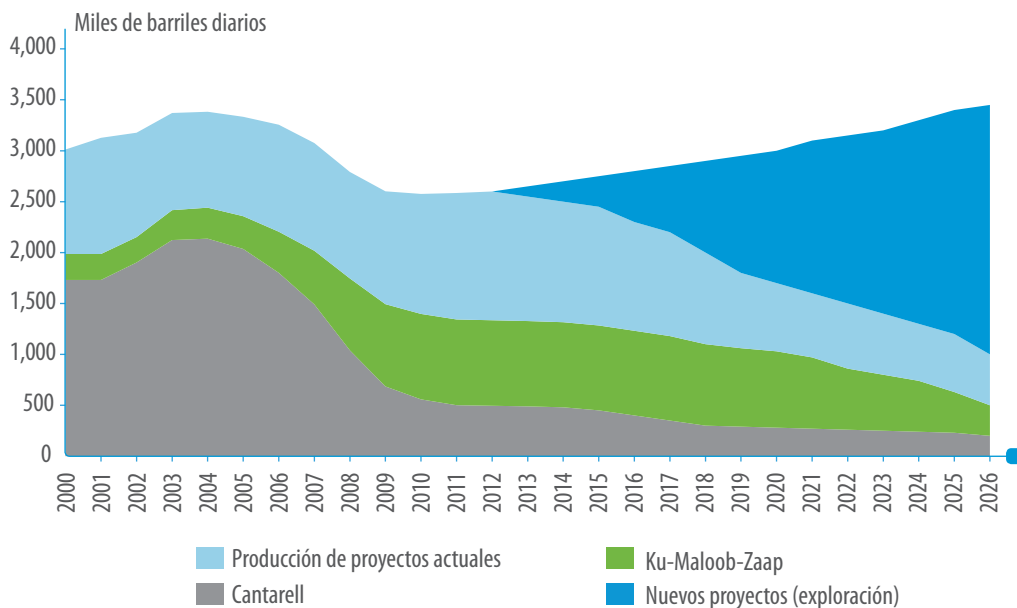
En otras palabras, como lo señala la ENE, el desarrollo del Sistema Nacional de Gasoductos ha sido limitado, lo que resulta insuficiente para satisfacer la tendencia creciente en los niveles de demanda nacional de este combustible, derivada de la transición del combustóleo hacia el gas natural que se ha dado desde 1994 y, en fechas más recientes, los precios bajos observados en la región de América del Norte.⁷

Hay que enfatizar que un avance hacia la transición energética consiste en aprovechar la disponibilidad de gas natural como combustible para lograr un sector más sustentable y, desde luego, el uso de energías renovables y tecnologías limpias.

En cuanto a la industria de la refinación, este sector pasa también por una profunda crisis. En 2012, PEMEX Refinación perdió 142 mil millones de pesos, debido en buena medida al modelo organizativo del sector. Actualmente, el sistema de refinerías de PEMEX procesa menos crudo que en 2003, a pesar de que la capacidad de refinación se incrementó en 10% con la ampliación de Minatitlán en 2011; 3 de las 6 refinerías se han reconfigurado, pero problemas operativos y de disponibilidad de crudos han impedido lograr el incremento programado. Además, el número de tomas clandestinas en ductos de crudo y petrolíferos ha aumentado en los últimos años. Desde 2005, los resultados financieros de PEMEX Refinación son negativos.

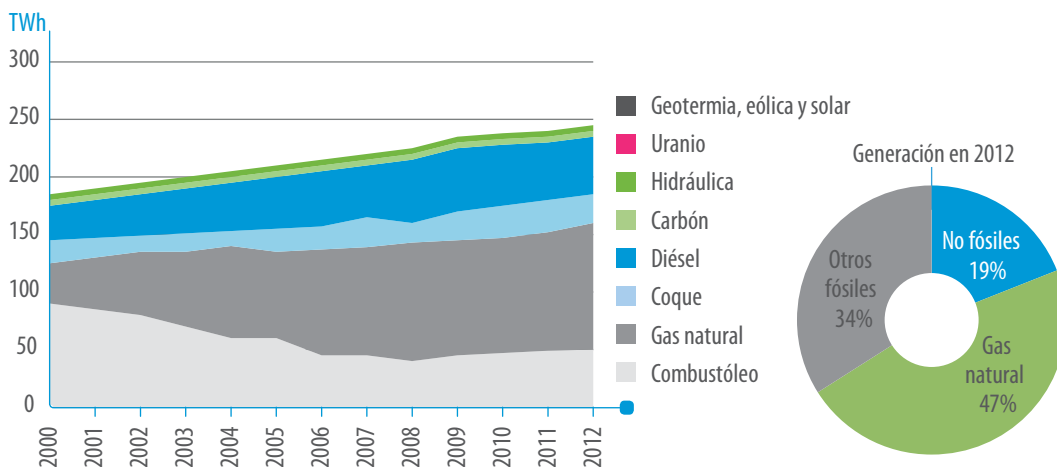
7. Estrategia Nacional de Energía 2013-2027.

Gráfica 2. Producción de petróleo crudo por proyecto



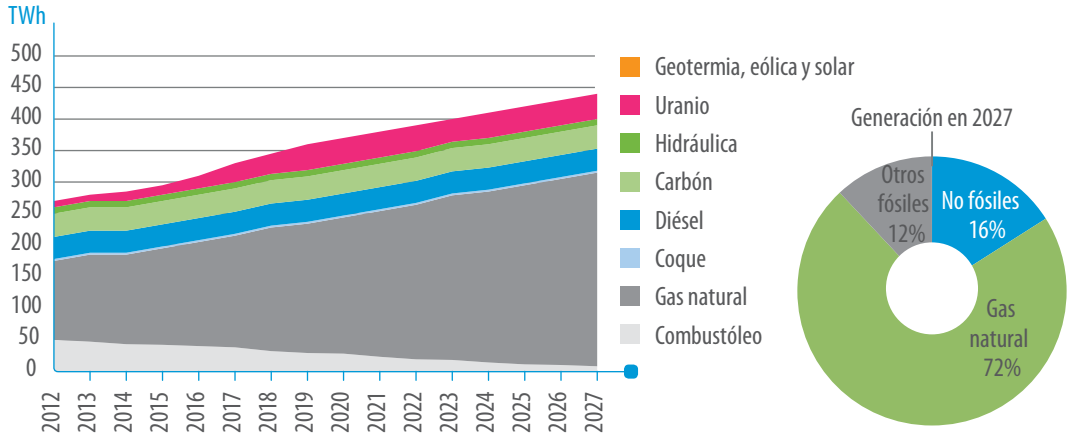
Fuente: PEMEX.

Gráfica 3. Generación por tipo de combustible. Sistema eléctrico nacional 2012



Fuente: CFE.

● Gráfica 4. Generación por tipo de combustible.
Sistema eléctrico nacional en el escenario de planeación 2027



Fuente: CFE.

Actualmente, se importa más de 50% de las gasolinas que se consumen en el país. Además, en las estimaciones de largo plazo, se anticipa un déficit de más de 40% para el periodo 2013-2025, a pesar de la entrada en operación de la ampliación de la refinería de Minatitlán y de la eventual construcción de la nueva refinería de Tula, que podría efectuarse en los próximos años.

Los principales proyectos en refinación que actualmente se proyectan o desarrollan en el país son:

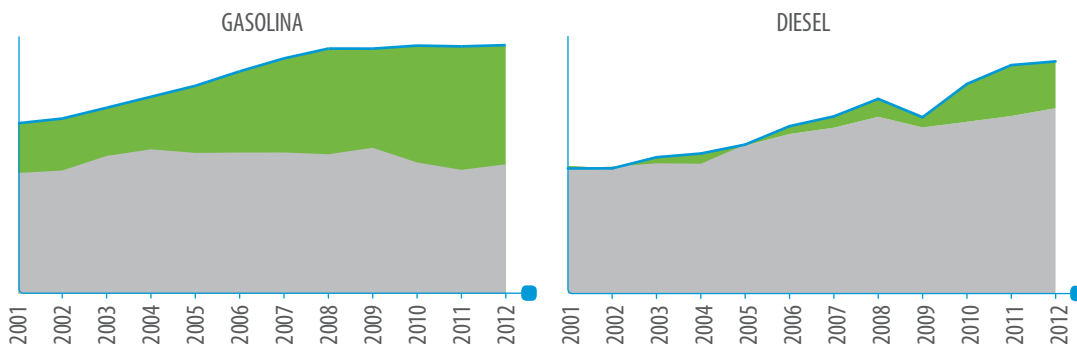
La nueva refinería de Tula para incrementar la capacidad de refinación, capturar los márgenes y aprovechar los residuales producidos en la refinería; la reconfiguración de Salamanca para incrementar la capacidad de proceso de crudo y la conclusión de los proyectos de gasolinas de calidad y diésel. Sin embargo, a pesar de que se lograra cumplir con estas metas para 2020, se requeriría seguir importando –como se señaló– buena parte de los petrolíferos que se consumen en el país.

De igual forma, la infraestructura del transporte, el almacenamiento y la distribución de crudo, gas y petrolíferos está en crisis lo cual genera problemas de

seguridad, abasto y costos. En la actualidad, se da una creciente utilización del transporte por ruedas que es el más caro, por falta de ductos. Asimismo, existe una insuficiente capacidad de almacenamiento que se traduce en bajos inventarios de gasolina y diésel para enfrentar emergencias. Se requiere también renovar la flota marítima de PEMEX para adecuar y mantener los buque-tanques de acuerdo con las mejores prácticas internacionales de seguridad. Ante esta situación, es claro que se necesita articular una oferta suficiente y competitiva de combustibles como condición fundamental para promover el desarrollo del país. Por último, en cuanto a la industria petroquímica, la que genera mayor valor agregado, se enfrenta también un fuerte colapso desde hace varios años en el país. México debe importar cerca de 20 mil millones de dólares anuales en esta materia. Cabe señalar que los complejos más modernos de PEMEX Petroquímica,

Gráfica 5. Capacidad de los principales procesos de refinación, 2000-2011

Durante el periodo de 2000-2011, la capacidad de los principales procesos de refinación de Pemex crecieron en promedio 0.7% anual; en ese mismo periodo, la demanda de petrolíferos creció 3.3% y 5.0% en promedio anual, respectivamente. Esto ha derivado en mayores importaciones, que en ambos casos, mostraron un crecimiento de 12.7% promedio anual.



- Demanda Interna
- Producción SNR
- Déficit

PEMEX opera con seis refinarias, las cuales en conjunto tienen la capacidad para procesar 1.64 millones de barriles diarios (MMbd) de petróleo crudo, y se ubican en:

- Tula, Hidalgo
- Salamanca, Guanajuato
- Cadereyta, Nuevo León
- Ciudad Madero, Tamaulipas
- Salina Cruz, Oaxaca
- Minatitlán, Veracruz

Fuente: PEMEX.

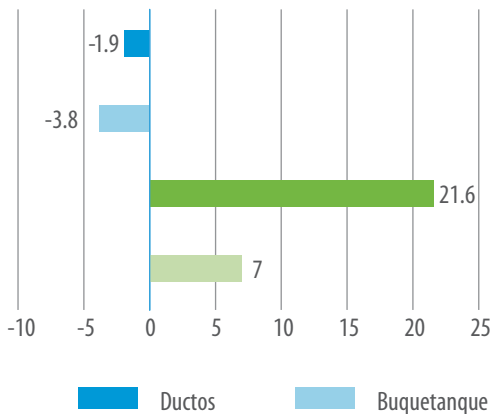
que son Cangrejera, Morelos y Cosoleacaque, fueron concebidos con tecnología de los años setenta y ochenta. Además, la segmentación de la cadena entre petroquímicos básicos y secundarios ha contribuido al deterioro de la industria del país. Los petroquímicos básicos son elaborados exclusivamente por PEMEX, mientras que en los segundos, el marco jurídico contempla la posibilidad de que participen los particulares. Pero al ser los petroquímicos básicos materia prima para la elaboración de los secundarios, se tiene una cadena productiva desintegrada. Lo anterior difiere de la experiencia internacional que tiende a la integración vertical de estas actividades.

V. Situación actual de PEMEX

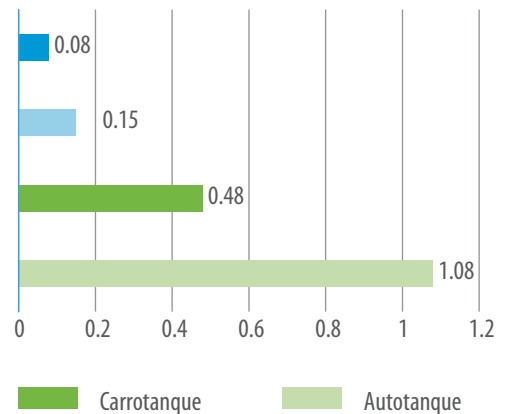
PEMEX aporta 35% de los ingresos fiscales federales. Su contribución al desarrollo del país ha sido determinante en las últimas décadas. Además de su contribución fiscal, que llegó a ser más alta que en la actualidad, estimuló el desarrollo industrial y de las ingenierías en México. El significado político de la expropiación se asocia con la consolidación de la soberanía nacional y con el nacionalismo. Pero la problemática que enfrenta el sector exige soluciones pragmáticas, desideologizadas de los parámetros tradicionales, precisamente para aprovechar todo el potencial del sector energético en beneficio del país con la finalidad de fortalecer

● Gráfica 6. Transporte de petrolíferos

CRECIMIENTO DEL VOLUMEN TRANSPORTADO TMCA
2006-2011 de MMTkm



COSTO DE TRANSPORTE DE PETROLÍFEROS¹
Pesos/ton-km, 2012



Fuente: PEMEX.

1. No considera costos de capital.

la soberanía en el nuevo contexto global, frente a un nuevo mapa mundial de la energía y en el plano de un vertiginoso cambio tecnológico. Difícilmente se va a fortalecer la soberanía, si se pierde la seguridad energética y si permitimos que el sector termine de colapsarse.

En la actualidad, alrededor de 75 mil millones de dólares surgen cada año por concepto de la renta petrolera, monto que debe incrementarse sustancialmente con el desarrollo pleno del sector, para que pueda ser usado como palanca del desarrollo en el país. Las contribuciones petroleras directas que recibió el Gobierno mexicano en 2012 ascendieron a 903 mil millones de pesos. El corporativo y otras subsidiarias tuvieron una ganancia neta consolidada de 14 mil millones de pesos. Las principales ganancias netas correspondieron a PEMEX Exploración y Producción en 2012 por 94 mil millones de pesos.

Esto se debe a que históricamente el Gobierno Federal ha dedicado la mayor parte de su inversión en el sector petrolero a la exploración y la producción por ser este ámbito en el que se da la mayor utilidad, dado el costo de producción del barril de petróleo crudo y el precio internacional del mismo. Pero esto mismo ha implicado una baja inversión en el resto de los segmentos de la industria. Uno de los aspectos más discutidos de la problemática de PEMEX, desde hace muchos años, es su régimen fiscal, el cual es extremadamente elevado. El papel fundamental de PEMEX ha sido el de ser la principal fuente de recursos fiscales del Gobierno Federal. Por ese motivo, uno de los planteamientos más comunes y reiterados ha sido el de que su carga fiscal se vea reducida para que pueda contar con mayores recursos para el desarrollo de sus actividades. En consecuencia, el análisis de la reforma energética se debe efectuar simultánea y complementariamente con la hacienda, en particular en su aspecto fiscal.

Una reforma fiscal de fondo no se ha efectuado prácticamente nunca en México, entendiendo por tal una profunda revisión de las cargas y los beneficios financieros en una sociedad. La más importante modificación fiscal fue a finales de los años setenta del siglo XX, como se señaló: la introducción del IVA, para sustituir al Impuesto Sobre Ingresos Mercantiles, que era un gravamen repercutible en cascada. La introducción del IVA estuvo acompañada por la Ley de Coordinación Fiscal. Pero no se trató de una reforma fiscal de fondo ya que se limitó a la modernización de un impuesto indirecto.⁸

8. Francisco Suárez Dávila, *Crecer o no Crecer. Del Estancamiento Estabilizador al Nuevo Desarrollo*, México, Taurus, Pensamiento, 2013.

La situación financiera de PEMEX es apremiante desde hace décadas, ya que siendo uno de sus objetivos centrales el financiamiento público, en ocasiones debe contratar créditos para cumplir sus obligaciones fiscales. Esto aunado a numerosos problemas, como un muy elevado pasivo laboral, hace que se propongan numerosas propuestas en esta materia. En este orden de ideas es frecuente escuchar que una solución es darle al organismo autonomía presupuestal y de gestión, y efectuar al mismo tiempo una reforma fiscal. Ésta es sin duda una buena propuesta, pero dada la gravedad de los problemas del sector, así como el nuevo contexto internacional, en particular el regional de América del Norte y el cambio tecnológico, ya puede resultar insuficiente.

VI. Algunos problemas urgentes

A pesar de las cuantiosas reservas prospectivas de hidrocarburos convencionales y no convencionales, PEMEX enfrenta en el corto y mediano plazos una disminución de las reservas probadas y de las totales (3P), así como una fuerte caída en la producción. En México, las reservas probadas de petróleo crudo disminuyeron de 2004 a 2012 un 29%, y la producción decreció en 835 mil barriles diarios, si bien PEMEX sostiene que en 2018 producirá 2.88 millones de barriles de petróleo crudo al día. A esto hay que añadir el rápido incremento en la producción de hidrocarburos en Estados Unidos y Canadá, así como su creciente interconexión. En 2012 Canadá exportó a Estados Unidos tres y media más veces de petróleo crudo al día que México. En ese mismo año, la exportación de crudo de México a nuestro vecino del norte cayó de su máximo histórico de 1.8 millones de barriles diarios a 735 mil barriles diarios. También, en ese mismo año, nuestro país importó productos petrolíferos por un valor superior a la mitad de sus ventas de crudo. Esto es, cada vez exportamos menos crudo e importamos más productos petrolíferos. Cabe señalar, por otra parte, que en 2012 China se convirtió en el segundo consumidor más grande de hidrocarburos del mundo, sólo después de Estados Unidos.

Es necesario precisar que el tema del *shale gas* y del *shale oil* tiene un tratamiento desigual en la literatura especializada. Si bien para los especialistas en energía y petróleo, la incorporación de estos recursos plantea una verdadera revolución energética mundial, gracias a la innovación tecnológica que hace accesibles estos recursos energéticos estimulando el crecimiento económico en forma no prevista, para los ambientalistas y diversos sectores políticos, tanto a nivel global como local, el problema dista de estar resuelto. La explotación de vastos yaci-

mientos de hidrocarburos no convencionales está encontrando una fuerte oposición en varios estados de la Unión Americana. De igual forma, el oleoducto Keystone XL, que conecta una red de ductos en Canadá y Estados Unidos y que sigue en construcción, está encontrando fuertes resistencias incluso a nivel nacional. Este oleoducto permitirá llevar crudo pesado del oeste canadiense a las refinerías del Golfo de México, afectando el mercado del crudo Maya. Esta discusión sobre la sustentabilidad de los hidrocarburos en lo general, y sobre los no convencionales en lo particular, se da en todos los casos en los que se han registrado grandes descubrimientos, como ha ocurrido recientemente en el Reino Unido.

En el caso de México, buena parte de los recursos prospectivos de gas de lutitas se encuentran en el noreste del país, región que tiene fuerte escasez de agua. Cabe recordar que la producción de este recurso conlleva un uso intensivo de agua, si bien es cierto que cada vez se desarrolla más la tecnología para el reciclaje del líquido. Al respecto, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) sostiene que en algunos yacimientos de lutitas es posible utilizar agua salina, no apta para el consumo humano y reciclarla.

Otro de los aspectos que es importante recordar es la transición energética. El mundo va hacia la sustentabilidad, a través del uso de energías limpias. Estados Unidos ha trabajado intensamente en esa materia en los últimos años y tanto China como Europa también. Además, la tecnología ha hecho avances importantes en la materia, lo cual hace cada vez más rentable estas nuevas opciones, no sólo para la generación de energía eléctrica, sino también hay progresos importantes en la fabricación de autos híbridos y de vehículos eléctricos.

México debe tomar un fuerte impulso en la materia. La Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 prevé que 35% de la electricidad sea proveniente de energías limpias; sin embargo, falta mucho por hacer a pesar de que varios centros de investigación como el Instituto de Investigaciones Eléctricas y varias entidades de la UNAM y el IPN están trabajando al respecto. México cuenta con un enorme potencial solar, eólico y geotérmico. Asimismo, es necesario continuar trabajando sobre la opción nuclear, a pesar de que el accidente de Fukushima en Japón no ayuda para efectos de la discusión política del tema. La reforma debe propiciar la inclusión social de la población a los beneficios del uso de la energía, la sostenibilidad y la sustentabilidad a largo plazo del sector y la mitigación de los impactos negativos que la producción y el consumo de energéticos tienen sobre la salud y el medio ambiente, incluyendo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, como lo establece la propia ENE.

Es necesario tener presente que reducir la huella ambiental de la energía puede contribuir a disminuir o eliminar las pérdidas económicas relacionadas con el medio ambiente. Asimismo, acelerar la transición energética hacia fuentes no fósiles, renovables, aumenta la seguridad energética, permite aprovechar otros recursos naturales abundantes en el país, prepara a México ante un escenario de regulación climática internacional y contribuye a la generación de empleo. En el caso de no enfrentar los problemas ambientales que genera la energía se impactará de forma negativa el bienestar como la capacidad de desarrollo. Por el contrario, entre más importante sea el componente ambiental, es mayor la oportunidad de sentar las bases para un sólido crecimiento.

Uno de los propósitos centrales de la reforma debe ser consolidar la seguridad energética, entendida como la capacidad para mantener un superávit energético que brinde certidumbre al desarrollo del país. El sector energético debe promover y respaldar el crecimiento del PIB, base del desarrollo social para mejorar la calidad de vida y el bienestar de todos los mexicanos.

En cuanto al logro de un desarrollo incluyente, hay que aumentar la oferta nacional de energéticos, tanto geográficamente como en el aspecto de la población, en particular a los sectores menos favorecidos. Es también importante señalar el impulso al desarrollo regional. La planeación de las actividades de las grandes empresas públicas de energía debe efectuarse de acuerdo con la planeación y programación de la ordenación territorial del país en busca de un desarrollo regional equilibrado.

La discusión sobre el cambio climático sigue siendo muy ríspida pero cada vez más estudios confirman los efectos del calentamiento global.⁹ Un reciente informe de la Institución Carnegie y de la Universidad de Stanford dice que el calentamiento producido en la actualidad, de origen antropocéntrico, principalmente por la emisión de gases de efecto invernadero, es al menos 10 veces más rápido que los producidos por causas naturales en los últimos 65 millones de años. Los modelos actuales para describir la evolución del clima futuro indican que si las emisiones de CO₂ no se controlan, las temperaturas en América del Norte, en Europa y en Asia Oriental habrán subido de dos a cuatro grados entre 2046 y 2065 y cinco o seis grados por encima de la media actual a finales de siglo. Además, se insiste, hay dos diferencias clave para los ecosistemas en

9. Dennis Meadows, "Limits to Growth: 30 years update" en J. Randers, *op.cit.* ISBN 978-1-931498-58-6.

comparación con el pasado geológico: una es la rapidez del moderno cambio climático y, la otra, son las presiones humanas que no estaban presentes en el pasado como la urbanización, la industrialización y la contaminación de las aguas. En el informe, publicado en la revista *Science*, se dice que se pueden atenuar los efectos del cambio climático si se reduce su magnitud, controlando las emisiones de gases de efecto invernadero que lo provocan. Pero hay una inercia: si cada nueva planta produjera cero emisiones, lo cual desde luego no es posible, todavía presenciaríamos el impacto del calentamiento global, debido a las infraestructuras existentes y a los gases ya emitidos.¹⁰

Reflexión final

En suma, la reforma energética exige una visión de conjunto del problema y de largo plazo. Debe plantearse en forma paralela y simultánea a una reforma hacendaria que permita una gradual liberación de recursos financieros para PEMEX. Pero es también necesario atender diversos aspectos de fondo para destrabar problemas que se han acumulado a lo largo de ya muchos años, derivados en buena medida por la falta de inversión en diversos sectores de la actividad petrolera, como el desarrollo del gas, la refinación y la petroquímica, así como en la infraestructura del transporte, el almacenamiento y la distribución.

Esta reforma debe ir acompañada de la política ambiental, ya que el deterioro de la naturaleza y el ambiente son las causas que amenazan la sustentabilidad de las futuras generaciones. Es también fundamental el vínculo de la reforma energética con la articulación de una nueva política industrial que dé nueva vida a este sector básico para el desarrollo del país, así como el estímulo de las ingenierías. En la formulación de la política industrial tiene un papel determinante la banca de desarrollo con el financiamiento de proyectos estratégicos de largo plazo, el apoyo de la fabricación de bienes de capital, el impulso a las ingenierías y el estímulo a las pequeñas y medianas empresas. Otro aspecto que es determinante precisar en la reforma energética es el desarrollo de la ciencia y la tecnología. La innovación es el elemento clave en el profundo cambio del sector energético en el mundo.

10. Noah S. Diffenbaugh and Christopher B. Field, "Changes in Ecologically Critical Terrestrial Climate Conditions" en *Science*, 2 de agosto de 2013.

Para concluir, quiero enfatizar que si bien el país enfrenta una crisis en el sector, ésta es también una oportunidad para fortalecer la soberanía nacional, lograr la seguridad energética y optimizar los recursos naturales no renovables. Debemos ser pragmáticos. No debe haber privatización, pero sí una verdadera modernización del sector para incrementar la renta petrolera y que los energéticos sean una fuerte palanca para el desarrollo. Por último, quiero insistir en dos premisas fundamentales: incluir el contexto internacional en la planeación del sector energético y la dimensión de la sustentabilidad. ■

El lenguaje de la Reforma Energética

Luis Miguel Labardini*

LAS DECLARACIONES del presidente mexicano, Enrique Peña Nieto, al *Financial Times* en junio de este año sobre la reforma energética, así como la vehemente reacción de la izquierda mexicana acusando una intención privatizadora, ponen en evidencia que el mayor obstáculo a cualquier cambio estructural de la industria petrolera en México es la ausencia de un lenguaje común. Al denunciar la intención de “entregar la industria petrolera a los extranjeros”, la izquierda mexicana impone el lenguaje y, sorprendentemente, el Gobierno mexicano lo hace suyo. Es indispensable entender la naturaleza económica del petróleo para poder discutir correctamente su dimensión política.

Ningún intento de reforma podrá tener éxito si no se coloca al concepto de renta económica como base del lenguaje común. El resto de los países productores de petróleo ya lo aplica en el diseño de sus respectivas industrias energéticas y, si nosotros no lo hacemos, perderemos una importante oportunidad para asegurar que la riqueza de nuestros hidrocarburos beneficie a los mexicanos presentes y futuros.

Resulta paradigmático el hecho de que el primer jefe de Estado en aplicar el concepto haya sido el expresidente mexicano Lázaro Cárdenas, mediante un acuerdo firmado con la empresa anglo-holandesa El Águila, anunciado el 11 de noviembre de 1936, para la explotación conjunta de los campos de Poza Rica. Dicho acuerdo es histórico en virtud de que, hasta ese momento, los operadores petroleros no pagaban prácticamente ninguna regalía a cambio de la extracción del hidrocarburo mexicano.

* Luis Miguel Labardini es maestro en Ciencia Política por el MIT. Es socio de Marcos y Asociados, Infraestructura y Energía.

La reserva del yacimiento de Poza Rica se calculaba en 500 millones de barriles y, de acuerdo con el *New York Times*, era la segunda más importante del mundo. Mediante el acuerdo, El Águila aceptaba pagar una renta de entre 15 y 35 por ciento del valor de la producción. El hecho tiene trascendencia histórica por sí mismo, aunque dicho acuerdo haya sido cancelado posteriormente por la presión de las empresas norteamericanas. El concepto llegó a aplicarse por primera vez en Venezuela hasta 10 años después.

Qué es la renta económica

El concepto de renta económica fue inicialmente desarrollado por David Ricardo a principios del siglo XIX. Ricardo fue el primero en utilizar la palabra “renta” para identificar el valor adicional producido por una tierra aprovechada de manera óptima, con respecto al valor producido por una tierra marginal, considerando que se utilizan los mismos volúmenes de trabajo y capital.

En ciertas industrias, particularmente en el caso de los recursos naturales, se crea un valor en exceso de los costos totales y la utilidad esperada por cualquier inversionista; ése es el valor intrínseco a los activos o recursos que, en el caso del petróleo, ya están en el subsuelo. El hecho de que este valor en exceso le corresponde a la Nación, por ser la propietaria de los recursos, es un principio ampliamente aceptado alrededor del mundo, constituye la base de los sistemas de derechos y regalías que aplican en casi todos los países productores, y no está a discusión para el caso mexicano.

Para entender mejor este importante concepto hay que diferenciarlo del *beneficio* y de la *utilidad* económica pues, aunque común, es incorrecto utilizarlos de manera intercambiable. De acuerdo con un reporte publicado por el Woodrow Wilson International Center for Scholars:

Mientras renta hace referencia al dinero que recibe el Estado [o quienquiera que sea el dueño] por la explotación del recurso, beneficio económico se refiere a la capacidad que tiene el sector de satisfacer las necesidades y demandas de la sociedad y utilidad se refiere a lo que obtienen los operadores tras descontarse la renta que deben pagar al dueño de los recursos [en este caso, la Nación].¹

1. Duncan Wood, et al., *Un nuevo comienzo para el petróleo mexicano: principios y recomendaciones para una reforma a favor del interés nacional*, Woodrow Wilson International Center for Scholars e Instituto Tecnológico Autónomo de México (México, 2012). Disponible en: http://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/wood_nuevo_comienzo_para_mexico.pdf

La importancia de la renta es muy significativa pues, dependiendo de la naturaleza geológica del yacimiento, actualmente representa alrededor de 70 por ciento del valor total de cada barril producido. Este beneficio es entregado a la Nación como pago por la extracción del recurso no renovable. En la mayoría de los casos, el papel de la empresa que extrae físicamente el hidrocarburo es el de un *operador* de la explotación. Operadores son Shell, Exxon, Total y BP, pero también PEMEX, PETROBRAS, Pertamina y PDVSA. Su función es invertir y desarrollar campos, maximizar producción y reducir costos de extracción, por lo que cobran un retorno al capital invertido, pero sin ningún derecho sobre la renta.

Según Wood Mackenzie, firma especializada en impuestos petroleros, la renta que efectivamente se paga al Estado en los países productores de petróleo y gas es de 70 por ciento. Es decir, con un precio internacional del barril de petróleo de alrededor de 100 dólares, los operadores petroleros utilizan 30 dólares para cubrir sus costos y su retorno a la inversión, y entregan 70 dólares de renta al Estado. Sin embargo, este promedio no es igual para todos los países, ya que varía entre 18 y 99 por ciento, dependiendo de cada caso en particular.

Es fácil suponer que los sistemas fiscales utilizados para determinar y recolectar la renta no son perfectos, pues cada yacimiento tiene una rentabilidad diferente y los mercados cambian constantemente. A principios del siglo XX, las grandes concesiones en Irán, Iraq, Arabia Saudita, México hasta 1938 y Venezuela hasta 1943 fueron escandalosas respecto a la apropiación de la renta por parte de los operadores privados; sin embargo, hoy por hoy, esta apropiación excesiva sólo puede darse en el caso de tener esquemas fiscales deficientes o mal diseñados. Hoy, más que nunca, los países productores tienen el poder de negociación suficiente para optimizar y capturar el valor de la renta.

Quién hace qué: dueño, operadores y contratistas

Aunque el concepto central en el debate es el de renta económica, es preciso aclarar otros que también resultan fundamentales para evitar malentendidos y contradicciones. El Artículo 27 constitucional dice que “la propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la Nación” y que “corresponde a la Nación el dominio directo de [...] los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.”

El párrafo sexto de dicho Artículo señala que:

Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva.

Entonces, la *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos* establece que la Nación es dueña de los hidrocarburos, pero no hace mención a la explotación exclusiva por parte de PEMEX. Esto está señalado en el Artículo 4º de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional, en el que se especifica que “la Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el Artículo 3º, que se consideran estratégicas en los términos del Artículo 28, párrafo cuarto, de la *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.”

Así, no es de sorprender que “el mito del chapopote”² perdure hasta nuestros días. El imaginario colectivo no sólo ha hecho a PEMEX el dueño de nuestros hidrocarburos, sino también el garante de la soberanía nacional. Dos graves errores: 1) pensar que nuestra soberanía reside en la cantidad de hidrocarburos que poseamos; y 2) pensar que porque PEMEX es propiedad del Estado mexicano, entonces ésta es dueña de los hidrocarburos nacionales.

Alrededor del mundo, la distinción entre dueño y operador es mucho más clara y se utiliza con frecuencia. Generalmente, el Estado o la Nación es dueña de los hidrocarburos, pero permite que otros actores, ya sean estatales o no, operen los campos de gas y petróleo. Esto puede suceder a través de alianzas entre la compañía nacional petrolera y operadores privados, o simplemente a través de contratos y concesiones a operadores privados. La rectoría del Estado quiere decir que, mientras los operadores monetizan las reservas y surten de energía a la economía, el Estado es responsable de determinar cómo maximizar el beneficio derivado de la explotación de los recursos nacionales.

Además, hay que diferenciar entre el operador y el contratista. Este último es contratado por el operador para realizar funciones específicas y recibe un pago por tarifa. Mientras que el operador asume todo el riesgo y sólo gana si es capaz

2. Juan Miguel Zunzunegui, “El mito del chapopote” en *Energía a Debate*, Vol. 9, No. 55 (marzo-abril de 2013), p. 18-20. Disponible en: <http://www.energiaa Debate.com/wp-content/uploads/2013/02/revista55.pdf>

● Tabla 1. Dueño, operadores, contratistas

Actor	Relación con las reservas	Ganancia
Dueño (en este caso, la Nación mexicana)	Propietario	Renta económica
Operador	Reporte	Utilidad económica
Contratista	Ninguna	Cuota por servicios

de producir hidrocarburos, el contratista no asume riesgo alguno y cumple con funciones muy específicas (dependiendo de las necesidades del operador), por lo que recibe un pago tarifario.

La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional permite a PEMEX trabajar con distintos contratistas, pero no con otros operadores. Esto quiere decir que, como operador único, PEMEX debe asumir toda la responsabilidad y el riesgo de sus inversiones: si se encuentra y extrae petróleo, todos ganan, pero si no, PEMEX pierde y los contratistas aun así reciben compensación por sus servicios. “Una manera de entender esto es pensar en el operador como el ingeniero de una gran obra, que construye bajo su propio riesgo, mientras que los contratistas son los electricistas, plomeros, vidrieros y demás especialistas a los que se les paga independientemente de si la obra es exitosa o no.”³

La Nación, dueña de los hidrocarburos, transfiere el riesgo de explotarlos a los operadores a cambio del derecho de reportar este trabajo ante autoridades financieras, lo cual no quiere decir que tenga derecho sobre las reservas. La Nación gana a través de los impuestos, regalías y derechos obtenidos por la monetización de las reservas, dependiendo del esquema de su elección; el operador obtiene un porcentaje de utilidad y mayor viabilidad en los mercados entre más reservas reporten; y el contratista, que no contrae ningún riesgo, no puede reportar reservas, pero obtiene una cuota por sus servicios, independientemente de los resultados obtenidos.

El modelo vigente en México está caracterizado por la falta de competencia y participación limitada de la inversión privada en la gestión de hidrocarburos. Desde 1958, la legislación establece el dominio de PEMEX como operador único. Esto quiere decir que PEMEX no sólo tiene la responsabilidad de tomar todas las decisiones, sino también que tiene que arriesgar su capital, pues únicamente gana dinero si los proyectos resultan exitosos. La reforma de 2008 per-

3. D. Wood, *op. cit.*

mitió la participación de empresas privadas a través de contratos incentivados, lo que les permite actuar como proveedoras de servicios a PEMEX, pero sin adquirir riesgos.⁴

Renta económica: cómo obtenerla

Una vez que hemos entendido la diferencia entre el dueño, el operador y el contratista, podemos examinar distintas estrategias de maximización de la renta económica que obtiene la Nación por la explotación de sus hidrocarburos. Como se mencionó antes, no hay un diseño único alrededor del mundo que asegure dicha maximización, sino que cada Estado combina diferentes mecanismos para lograrlo.

La “combinación ganadora”, si es que existe, dependerá en buena medida de las condiciones geológicas de los diferentes yacimientos, de la flexibilidad legal con la que cuente la compañía nacional petrolera para aliarse con otros operadores y de las negociaciones entre estos. Lo que sí es un hecho es que, cualquiera que sea la estrategia seleccionada, ésta debe procurar un equilibrio entre la maximización de la renta y la capacidad de atraer inversión, pues esto podría tener un impacto significativo en los niveles de producción.

Siguiendo la práctica más común, cuando un país petrolero pone en subasta el derecho a explorar y desarrollar los hidrocarburos en cierta porción de su territorio, el ganador es aquel operador que puede diseñar un plan de exploración y explotación que optimice la renta económica para el Estado en el largo plazo, una vez descontados los costos y el retorno al capital. En este sentido, la empresa más eficiente y la más exitosa en descubrir y desarrollar reservas sería la operadora del yacimiento por cuenta del Estado anfitrión.

El retorno al capital es clave para entender este proceso. Por ejemplo, en el mercado de valores, las personas que son accionistas de empresas operadoras de campos petroleros toman en algún momento la decisión de invertir en Exxon o PETROBRAS, en lugar de poner sus ahorros en una cuenta con rendimientos fijos como los CETES, pues están dispuestos a tomar un mayor riesgo a cambio de la promesa de un mayor rendimiento.

4. Instituto Mexicano para la Competitividad, A. C., *Índice de Competitividad Internacional 2013. Nos cambiaron el mapa: México ante la revolución energética del siglo XXI*, IMCO (México, 2013). Disponible en: <http://imco.org.mx/wp-content/uploads/internacional/ICI2013-completo.pdf> (consulta: julio de 2013), pp. 89-90.

Los teóricos de las finanzas de la segunda mitad del siglo XX, algunos de los cuales obtuvieron el Premio Nobel de Economía por sus investigaciones, pudieron demostrar que existe una alta correlación entre riesgo y rendimiento. En este sentido, la industria petrolera es de muy alto riesgo y, aunque las probabilidades varían dependiendo de las circunstancias, se puede decir que, de cada diez proyectos de exploración, entre siete y nueve no son exitosos. Esto quiere decir que, cuando un proyecto es exitoso, tiene que ser lo suficientemente rentable como para cubrir la inversión perdida en los trabajos que fracasaron.

La Economía define el nivel de riesgo, y por lo tanto de rendimiento, como el valor de los beneficios que sacrificamos cuando escogemos entre dos o más alternativas; es decir, el costo de oportunidad.⁵ Por ejemplo, si decidimos invertir en acciones de América Móvil es porque estamos dispuestos a tomar el riesgo de no recibir una renta fija (como en el caso de los CETES, por ejemplo), y el costo de oportunidad debe ser entonces una inversión equivalente a América Móvil en términos de riesgo, como sería el caso de las acciones de Telefónica. Ocurre lo mismo en la industria petrolera: para ser competitivos, los operadores deben ofrecer a sus accionistas rendimientos proporcionales al riesgo que implica la industria, pues de no ser así, los inversionistas venderían sus acciones y el valor de la empresa se desplomaría.

Sin embargo, la renta económica y el costo de oportunidad no necesariamente se contraponen. Aun cuando el costo de oportunidad de un operador petrolero puede ser muy alto, su capacidad para contribuir a crear un monto mayor de renta hace que el valor producido sea lo suficientemente grande como para compensar dicho costo. Esto es particularmente cierto en un ambiente de precios altos de crudo, como el que vivimos hoy día.

Regresando al ejemplo de la renta económica de un yacimiento, donde el Estado recibe 70 dólares por barril y el operador se queda con 30, se puede decir que, de esta última cantidad, 15 dólares son para cubrir los costos y los otros 15 son el retorno a la inversión. En este ejemplo, el margen para el inversionista es alto, pero es mucho más alta la renta, sobre todo si el yacimiento en cuestión es explotado eficientemente.

Como ya observamos, la naturaleza de la exploración y producción de hidrocarburos implica un alto nivel de riesgo. En cualquier otra industria, las materias

5. David W. Pearce, *The MIT Dictionary of Modern Economics*, The MIT Press (Massachusetts, 1992), p. 315.

primas son transformadas en un cierto volumen de producto final con un alto nivel de certidumbre. Por ejemplo, en una fábrica de zapatos la inversión en cuero resultará indefectiblemente en la producción de un número determinado de pares de zapatos. Pero éste no es el caso del petróleo. La expectativa de éxito, como hemos señalado, depende de varias circunstancias: factores geológicos, económicos y, en algunos casos, variables políticas, lo que implica un grado significativo de incertidumbre.

Es aquí donde quisiera plantear la relevancia de la ley de probabilidades para la industria petrolera. Como ejemplo, digamos que un campo prospectivo en aguas profundas requiere una inversión de 2 mil millones de dólares para obtener una producción de 15 mil millones de dólares, con una probabilidad de éxito de 10 por ciento. Estamos hablando, en términos de probabilidad, de un valor esperado de 1,500 millones de dólares para una inversión de 2 mil millones de dólares. No creo que haya un solo mexicano, en lo individual, dispuesto a hacer una inversión con estas características y, sin embargo, lo estamos haciendo como grupo. Obligar a PEMEX a invertir por sí solo en un proyecto con ese perfil sin una estrategia de diversificación de riesgo, es tanto como llevar 2 mil millones de dólares a Las Vegas y apostar todo de un solo golpe y, lo que es peor, que esos millones de dólares son prestados, pues en el balance general de PEMEX no hay capital social, sino solamente deuda.

En todo el mundo, este problema es mitigado mediante la diversificación del riesgo, como se hace en el caso de las inversiones financieras. Si solamente tenemos una oportunidad de obtener un resultado, como cuando lanzamos una moneda al aire y esperamos ver el águila, el sol es un resultado fatal, pero si se repite el proceso una y otra vez, el resultado promedio sería del 50 por ciento.

Precisamente por este principio de probabilidad, nadie pone todos los huevos en la misma canasta. Una inversión de 2 mil millones de dólares por parte de PEMEX tiene mayor probabilidad de éxito si se invierten 200 millones de dólares en 10 proyectos diferentes, que si se invierte todo en un solo campo. PEMEX, en toda su historia, ha perforado poco más de 20 pozos en aguas profundas, mientras que cada año en el lado estadounidense del Golfo de México se perforan varias veces ese número.

Las naciones productoras que piensan en la renta económica, diversifican su riesgo entre diferentes formaciones geológicas, entre distintos campos terrestres, marinos y de aguas profundas, y en áreas diferenciadas de su territorio; y también se protegen asignando la exploración y la subsecuente explotación de las

áreas prospectivas a varios operadores o consorcios de operadores. Por su parte, los operadores, particularmente en el caso de aguas profundas, diversifican su riesgo creando consorcios en donde cada participante toma solamente un porcentaje de la inversión. Por la Ley de Probabilidades, en la industria petrolera, mientras más diversificado sea el portafolio de yacimientos, mejor.

La existencia de la empresa pública como institución se ha justificado con el argumento de que, a diferencia de la empresa privada, la primera tiene como objetivo maximizar la función de bienestar social. El problema es que no existe una metodología exacta para determinar dicha función, por lo que la definición es subjetiva, altamente politizada y de hecho refleja las preferencias de un grupo específico en el gobierno.⁶

Existen, en todos los países productores de petróleo, historias de una clase política que se apropia de la renta económica y la utiliza para perpetuarse en el poder. México no ha sido una excepción y nada nos asegura que lo será en el futuro.

La mayoría de los gobiernos de países productores ha decidido asumir la responsabilidad de maximizar la función de bienestar social mediante el uso de la renta económica, y dejar que la empresa o empresas operadoras actúen de acuerdo a la racionalidad de los mercados. Esto no quiere decir que el Estado pueda desvincularse por completo de las decisiones de exploración y explotación del yacimiento, pues, sin duda, el Estado es la parte más interesada en que la explotación resulte en el mayor excedente posible.

La selección de una localización para perforar, la aplicación de las tecnologías disponibles, la estrategia de desarrollo de un campo en particular y la gestión del desarrollo de dicho campo, son decisiones muy delicadas que deben tomarse sin consideraciones subjetivas. Para que estas decisiones sean las mejores tiene que “dolerle” a los accionistas el perforar un pozo a un costo muy alto y que éste resulte seco o no comercial.

Tanto la tecnología como los servicios están disponibles en el mercado. Existe una gran industria de servicios a la industria petrolera que incluye a fabricantes de artefactos terrestres y marinos, barcos especializados, perforadores, servicios submarinos, ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, y un largo etcétera. No obstante, aun cuando deben ser una parte muy importante del menú

6. Timothy Ch U Kalu, “Designing Optimal Regulatory Policy Strategies for the Oil Industry” en *Resources Policy*, Vol. 20, No. 3 (1994), pp. 183-191.

de opciones, las empresas de servicios no pueden ser la única solución. El más interesado en la optimización de los resultados es aquel que tiene su propio riesgo en el yacimiento.

Lo anterior es particularmente importante si consideramos un concepto fundamental para entender a la industria petrolera: el factor de recuperación. Este factor es el porcentaje de aceite y/o de gas que realmente se va a poder extraer del volumen total que se encuentra en el yacimiento.

El concepto es bastante más complejo de lo que se podría describir aquí, pues los factores varían significativamente dependiendo de las características del yacimiento, pero digamos que, en términos generales, en el caso del petróleo crudo este factor puede estar entre 20 y 40 por ciento, con la presión normal del yacimiento, lo que se puede elevar de 50 a 70 por ciento, utilizando métodos de recuperación secundaria que, generalmente, implican la inyección de algún fluido para mantener o incrementar la presión que empuja el petróleo o el gas hacia la superficie.

Usemos como ejemplo un yacimiento con un volumen total de petróleo crudo estimado de 20 mil millones de barriles, en donde la caracterización del yacimiento ha determinado que el factor de recuperación es de 50 por ciento, después de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y recuperación mejorada. En este yacimiento las reservas probadas son de 10 mil millones de barriles de petróleo, pues solamente se podrá recuperar la mitad de todo el crudo que físicamente se encuentra en el yacimiento. Si el operador toma las decisiones correctas y es capaz de incrementar el factor de recuperación total de 50 a 60 por ciento, la producción incremental respecto de la previsión original sería de 2 mil millones de barriles, lo que al precio actual sería equivalente a 200 mil millones de dólares de ingresos del proyecto por arriba de lo previsto originalmente, de los cuales 150 mil millones se entregarían al Estado por concepto de renta económica, en el caso de que la contribución establecida para ese yacimiento fuera de 75 por ciento del valor del barril producido. Éste es un valor que no existía antes de concebir la forma de incrementar el factor de recuperación.

Existen algunas empresas en el mundo que, en el caso de campos abandonados, maduros o marginales, ofrecen sus servicios de administración, realizando todas las inversiones y trabajos requeridos para producir barriles marginales o de muy difícil acceso, a cambio de una cuota por barril incremental producido. Aun cuan-

do ni las reservas ni la producción les pertenece, estas empresas están dispuestas a poner en riesgo su inversión a cambio de la cuota incremental, la que debe cubrir su costo de oportunidad. El poner en riesgo su inversión es lo que les ayuda a tomar las mejores decisiones posibles.

Todo esto quiere decir que las mejores decisiones se toman cuando el resultado final afecta en forma inmediata y directa a la empresa o a los administradores que deciden, pues es su propio patrimonio el que está en juego. Aunque éste también es el caso de PEMEX, en el actual esquema jurídico no existen los mecanismos de gobierno corporativo que aseguren la eficiencia en el proceso de toma de decisiones.

Hasta hace un par de décadas se creía que la era del petróleo estaba llegando a su fin, por lo que las grandes compañías petroleras competían entre ellas por conseguir yacimientos que explorar y explotar; sin embargo, la llamada revolución energética en América del Norte cambió el panorama y nos hizo pasar de la era del petróleo “fácil” a la era del petróleo “difícil”, lo que quiere decir que ahora son los países los que compiten por atraer a las más exitosas petroleras para operar sus campos. En este contexto, el régimen legal y fiscal de cada país se vuelve un factor determinante en las decisiones de las grandes empresas.

Afortunadamente, Estados y Compañías Internacionales Petroleras (IOC, por sus siglas en inglés) cuentan con distintas opciones a su disposición para compartir el valor de los proyectos de exploración y producción de hidrocarburos. Todas estas herramientas sirven para diseñar el marco fiscal que regirá los contratos entre Estado, operadores y contratistas, y que determinará el pago que recibirá cada quien, dependiendo de la función a desempeñar.

En el centro de la discusión que tendrá lugar a continuación, se encuentra un principio básico: compartir el ingreso divisible, que es la cantidad de dinero que queda después de restar los costos del proyecto al ingreso obtenido por el mismo. Para describir los distintos mecanismos a través de los que puede repartirse este ingreso, resulta útil separar los esquemas en dos categorías, dependiendo de quién se queda con el ingreso global proveniente del proyecto.

Contratos de servicio de riesgo

Este tipo de contratos definen los términos y condiciones para que la IOC lleve a cabo ciertos servicios, a cambio de los que recibirá un pago por parte del Gobier-

no. El régimen de un contrato de servicios de riesgo es distinto al de los demás contratos petroleros porque lo que se compensa es el servicio de la IOC. Esto es, el Estado retiene los ingresos totales, menos lo que le paga a la empresa: los flujos de pagos van del Estado a la IOC por los servicios que ésta presta. La única herramienta disponible para este tipo de contratos es el “cargo por servicio”, que puede ser definido de manera distinta en cada contrato.

Concesiones, contratos de producción compartida y acuerdos de participación

El régimen de las concesiones, los contratos de producción compartida y los acuerdos de participación tienen en común que los tres definen los pagos que las IOC hacen al Gobierno. Es decir, el flujo de pago va en sentido contrario a los contratos de servicio de riesgo. En este caso, las IOC se quedan con el ingreso global del proyecto menos lo que le corresponda al Estado.

Dentro de estos tipos de contratos podemos encontrar diferentes combinaciones de las siguientes herramientas:

- **Prima a la firma:** Es el pago por el derecho a realizar operaciones bajo el contrato y no depende de si la IOC encuentra hidrocarburos en cantidades comerciales o no, por lo que no representa ningún riesgo para el Estado. Este tipo de pagos suelen ser determinantes para decidir la oferta ganadora en la asignación de contratos. Generalmente, estas primas son pequeñas cuando hay poca información geológica (lo que eleva los costos de exploración) y muy altas cuando la información disponible es suficientemente buena como para aumentar las probabilidades de que la exploración sea exitosa.
- **Prima por producción:** Las primas por producción proporcionan al Gobierno una cantidad fija de ingresos en un momento determinado: al momento de declarar que el descubrimiento es comercial, cuando comienza la producción, cuando se alcanza una tasa de producción determinada o cuando así lo decidan las partes.
- **Alquiler:** Es una cantidad fija por contrato o por kilómetro cuadrado de terreno en operaciones que paga la IOC al Gobierno cada año. Alrededor del mundo, se utilizan en concesiones, contratos de producción compartida y acuerdos de participación, pues proporcionan al Gobierno un ingreso anual garantizado de cantidad conocida e independiente del precio del hidrocarburo, lo que ayuda en la planeación del presupuesto. Además, crea un incentivo para que la IOC renuncie voluntariamente a las áreas en las que no tiene la intención de operar, permitiendo que el Gobierno ofrezca esas zonas a otras empresas.

- Regalías: Son pagos realizados en función de la cantidad y el valor del petróleo producido y, aunque hay varias formas de calcularlas, por lo general se deducen los costos.
 - » Regalías de porcentaje fijo: No toma en cuenta los costos de exploración, desarrollo o producción de hidrocarburos, por lo que si es demasiado alta, los productores pueden abandonar el proyecto. Aunque son comunes, los estados tienden a utilizar escalas móviles de regalías con mayor frecuencia.
 - » Regalías de escala móvil: Se utilizan para escalar las regalías sobre la base de un factor que tiende a predecir la rentabilidad de un proyecto. Éstos tienden a ser más rentables cuando la tasa de producción y los precios son más altos, así como cuando los costos son más bajos o se han recuperado. Mediante el uso de estos factores como aproximaciones de la rentabilidad es posible crear un sistema fiscal que está diseñado para generar un mayor ingreso al Gobierno a medida que el proyecto se vuelve más rentable.
- Impuestos sobre la renta: Son impuestos sobre los ingresos netos generados por las actividades que lleva a cabo la compañía. El principio detrás es que las petroleras internacionales, como cualquier otro ciudadano, deben pagar el impuesto sobre la renta. La diferencia entre el impuesto sobre la renta y otras herramientas fiscales es que, en éste, el importe se calcula al nivel de la empresa, mientras que en los otros el importe se calcula a nivel del pozo, el campo o el contrato en general. Esto quiere decir que, en el impuesto sobre la renta, se consideran deducciones por depreciación y otras características.
- Participación de las utilidades: Los contratos de producción compartida crean una relación en la que la IOC es un contratista del Estado que lleva a cabo sus actividades en un área propiedad del Estado. La IOC explora los campos y, si se encuentra, produce petróleo, para lo cual incurre en algunos gastos. Todos los contratos de producción compartida definen parte de la producción como “petróleo (o gas) de lucro”, que se comparte entre el Estado y la IOC.
 - » Petróleo de coste es la parte de la producción, sujeta a un máximo, que la IOC recibirá para la recuperación de los costos en los que incurrió.
 - » Petróleo de utilidad es la parte de producción que resta una vez que el costo ha sido recuperado por la IOC.
- Participación estatal: Como herramienta fiscal, se refiere a los casos en los que el Estado participa como co-contratista de la IOC en el contrato petrolero. Normalmente, los estados que participan directamente en las actividades de exploración y producción lo hacen a través de una empresa nacional pe-

trolera o NOC, por sus siglas en inglés. Si éste es el caso, el Estado participa del contrato en dos capacidades distintas: como dueño de los recursos (y, por lo tanto, como otorgante de los derechos en virtud del propio contrato), y como inversionista.⁷

La Constitución Mexicana de 1917 fue quizás la primera en establecer con claridad que la propiedad del subsuelo corresponde al Estado, lo que tiene como consecuencia que quienes tengan la propiedad de la superficie de un terreno, no tienen derechos de propiedad sobre los recursos del subsuelo. Los constituyentes aplicaron un principio del derecho napoleónico que, con excepción de Estados Unidos, se aplica en todo el mundo. Con base en dicho principio, muchas naciones petroleras permiten que operadores privados participen en el desarrollo de proyectos de exploración y producción y “contabilicen” (en inglés, *book*) las reservas descubiertas a cambio de entregar la renta económica al Estado, mediante concesiones o contratos de producción compartida.

“Contabilizar” o “reservar” significa registrar en la contabilidad de la empresa concesionaria el derecho que contractualmente tiene de extraer el crudo y recuperar sus costos, incluyendo el costo de oportunidad, para efectos de revelación financiera:

Algunos consideran que esto contraviene el principio de soberanía del Estado sobre los recursos; otros se lo toman con más tranquilidad, dado que las empresas no pueden enajenar su derecho sobre esas reservas y, ciertamente, no pueden llevárselas consigo cuando abandonan el país. El derecho de enajenación es el elemento clave de la plena propiedad.⁸

En este sentido, la soberanía reside, más que en los yacimientos descubiertos y por descubrir, en dos aspectos relevantes: 1) la generación y apropiación de la renta y, sobre todo, en 2) la forma de utilizar dicha renta para crear riqueza adicional. Parafraseando a Hernando de Soto al referirse al capital, el petróleo no es el *stock* de yacimientos, sino el potencial de éstos para desplegar una nueva producción: “para traerlo a la vida debemos dejar de mirar a nuestros activos como lo que son, y empezar a pensar en ellos como lo que podrían ser.”⁹

7. Tim Boykett, *et al.*, *Oil Contracts. How to read and understand them*, Open Oil, p. 73-91. Publicado en 2012 y disponible en: <http://openoil.net/2012/11/06/oil-contracts-how-to-read-and-understand-them-out-now/> (consulta: marzo de 2013).

8. Petroleum Intelligence Weekly, “Venezuela Finds Limits to Major’s Patience” en *Energy Intelligence*, 2 de julio de 2007.

9. Hernando de Soto, *El Misterio del Capital*, Editorial Diana (México, 2002), p. 75.

Al respecto, el investigador Juan Carlos Boué afirma que, más que una cuestión de derecha *versus* izquierda, la explotación de yacimientos es una cuestión de arriba *versus* abajo, refiriéndose a quienes se apropian de la renta económica. Boué explica que para las naciones con hidrocarburos, “la cuestión de cuáles son las mejores opciones para valorizar sus recursos petroleros es inseparable de la cuestión de la forma concreta en que imponen tributo a las actividades de exploración y producción”.¹⁰ Por lo tanto, la piedra de toque de cualquier política de apertura tiene que ser la estructura impositiva que habrá de regir en el sector: ni la propiedad de los recursos del subsuelo ni la soberanía sobre los mismos valen para nada si no están bien apuntaladas fiscalmente.

El tema del esquema fiscal aplicable a la operación de yacimientos debiera ser uno de los dos temas centrales en la discusión sobre cualquier reforma energética. Se ha dicho que el esquema fiscal de PEMEX es confiscatorio, pero la Secretaría de Hacienda actúa respondiendo al paradigma de expectativas racionales y se apropia de lo que calcula es la renta económica de la operación, entre otras razones, por la gran dependencia que tiene el Estado mexicano de los ingresos petroleros. La aportación de la industria petrolera al desarrollo del país ha sido incalculable. El problema al que nos enfrentamos en el caso de que existieran otros operadores, no es tanto de soberanía, sino de la definición de un esquema fiscal adecuado que permita la captura de la renta por parte del Estado y, más aun, la capacidad del Estado para cobrar los impuestos y derechos correspondientes.

Renta petrolera: qué hacer con ella

En México, la riqueza petrolera no ha sido transformada en activos que generen rendimientos en el largo plazo, pues el diseño institucional se enfoca en la maximización del valor de la renta petrolera y no en el uso que se le da. Utilizar la riqueza del subsuelo para financiar la “caja chica” del Gobierno no beneficia a la Nación.

La forma como se canaliza por parte del Estado la Renta Petrolera generada, resulta crucial para el ejercicio pleno de nuestra soberanía sobre los recursos petroleros. Por tratarse de un recurso no renovable, los ingresos derivados de la

10. Juan Carlos Boué, *¿Eficiencia o ingreso fiscal? El verdadero desafío para las grandes empresas petroleras estatales (working paper)*, Center for Mexican Studies, University of Oxford (Reino Unido, 2003).

explotación petrolera son, por definición, no recurrentes. Todos estaríamos de acuerdo en que es preferible invertir que gastar la Renta Petrolera. Es equivalente al caso de una familia que recibe una cuenta bancaria como herencia y decide gastarla en viajes y fiestas, en lugar de aplicarla en la capitalización de una actividad productiva o para la educación de los hijos, que les brinde la oportunidad de acceder a nuevas formas de generación de ingresos en el futuro.

Nuestra experiencia como país no resulta muy positiva en este sentido. Durante la Administración del presidente Fox, el pago de impuestos y derechos por parte de PEMEX registró un incremento de 165% sobre el que recibió la administración del presidente Zedillo. El flujo de recursos fiscales equivalentes a la Renta Petrolera pasó de 1,051.5 a 2,782.6 miles de millones de pesos. Un incremento de un billón 731 mil millones de pesos en el período. Este monto sin precedentes de ingresos públicos se destinó al gasto corriente, tanto a nivel federal como en los gobiernos de los estados. Igual nos sucedió en los años 70 cuando, derivado de la bonanza en los precios del petróleo durante esos años, nos dedicamos a “administrar la abundancia”.

Cuatro son las prioridades de aplicación de la Renta Petrolera, consistentes con los intereses de largo plazo del país: la inversión pública, el desarrollo científico y tecnológico, la mejor distribución del ingreso y la equidad intergeneracional.

1. La inversión física en infraestructura, que promueve el desarrollo regional, y la inversión en capital humano a través de programas de salud y educación, son instrumentos idóneos para convertir nuestra riqueza petrolera en desarrollo futuro y bienestar para la mayoría de la población.
2. La transición energética que vive el mundo, de la era del petróleo hacia nuevas fuentes de energía renovable, nos puede tomar por sorpresa si no participamos en la revolución tecnológica que se está gestando hacia el desarrollo de energías alternativas.
3. Programas de ataque a la pobreza que focalizan apoyos a los grupos de menores ingresos deben considerarse prioritarios. Pero también una nueva generación de políticas sociales capaces de restablecer el tejido social, vía crecimiento, generación de inversiones y empleos de calidad, y orientadas a promover la equidad, la inclusión y la cohesión social.
4. Por último, el carácter no renovable de los combustibles fósiles obliga a pensar en las generaciones futuras de mexicanos, y protegerlos mediante acciones que eviten que nuestras reservas de hidrocarburos se agoten pre-

maturamente. Una Comisión Nacional de Hidrocarburos equivalente a las existentes en otros países, sería responsable de establecer la plataforma de producción y la vida media de nuestras reservas de hidrocarburos, considerando las necesidades de las generaciones futuras de mexicanos.

Alrededor del mundo se han implementado diversos mecanismos para transformar la renta petrolera en activos físicos, financieros y humanos que generen beneficios presentes y futuros: inversión en activos financieros, reservas del sistema de pensiones, inversión en infraestructura y/o tecnología, capital humano, etcétera. El ejemplo más famoso de esto es el Fondo Global de Pensiones Gubernamentales de Noruega.

Actualmente, dicho fondo es el inversionista más grande del mundo: sus inversiones equivalen a 1% de los mercados globales de capital, lo que quiere decir que cada noruego cuenta con el equivalente a 140 mil USD para su retiro. Esto se ha logrado con un *cap* a los ingresos petroleros del Gobierno de 4% y todo lo demás se va directamente al fondo, que a su vez invierte en activos financieros nacionales e internacionales.

Sea cual sea la estrategia que se decida para la utilización de la renta petrolera, es claro que las finanzas públicas deben “despetrolizarse” gradualmente, para lo cual se necesita un sistema fiscal moderno y eficiente. Además, debe quedar clara la separación entre los ingresos tributarios y los no tributarios que reciba el Estado, pues mientras que los primeros deberían irse a la Secretaría de Hacienda, como los provenientes de cualquier otra empresa, los segundos deben invertirse en beneficio de la Nación y su uso deberá responder a intereses estratégicos de largo plazo. ■

Situación y perspectivas del gas natural en México

Francisco Barnés de Castro

LOS ESCENARIOS de largo plazo, elaborados por las principales agencias internacionales, consideran que durante varias décadas seguirán predominando las energías fósiles, si bien las energías renovables deberán jugar un papel de importancia creciente.

En esta tesitura, acentuada por el accidente en una central nuclear de Fukushima, que ha afectado severamente los programas de generación nuclear, el gas natural jugará un papel fundamental en la transición.

Por otra parte, el concepto de eficiencia energética cobra cada día mayor relevancia. Resulta previsible el que México seguirá la tendencia prevista a nivel internacional.

Los escenarios antes mencionados presuponen un fuerte incremento en la demanda eléctrica per cápita, que repercute en el consumo de diversos combustibles, destacando el gas natural. A ello contribuye la enorme brecha que se ha abierto entre los precios del gas natural y el carbón, respecto de los otros combustibles industriales, como el combustóleo y el diésel.

En términos del crecimiento económico, en los próximos 30 años se duplicará el PIB per cápita en los países industrializados y se cuadruplicará en los países emergentes. Así, un alto porcentaje de la población tendrá acceso a fuentes modernas de energía, por lo que habrá un mayor nivel de electrificación de hogares

y de actividades comerciales. Se prevé asimismo una importante penetración de automóviles eléctricos o híbridos recargables.

Para el período 2012-2027 se tiene considerada la incorporación de nuevas plantas de generación basadas en Ciclo Combinado, por una capacidad adicional de 28,289 MW. Si bien 43.5% de esta nueva capacidad se concentrará en la franja central del país, destaca la zona noroeste del país a la que corresponde 30% sin contar el norte de Baja California que incorporará 8.5%.

Por lo que se refiere al crecimiento de la demanda de gas natural por parte de la CFE para ese mismo período, se estima que será de 5 mil 143 millones de pies cúbicos diarios, con una estructura muy similar.

De acuerdo con el escenario base presentado por la SENER en la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2011-2026, la demanda nacional será superior a la demanda en todo el período alcanzando un déficit mínimo hacia 2019, que se incrementará paulatinamente.

Cabe señalar que es posible que la demanda de gas natural esté subestimada en esas prospectivas, debido a que la reiniciación del programa nuclear fue diferida una vez más. Además, el POISE contempla 6 mil 200 MW a instalar con tecnologías limpias aún por definir.

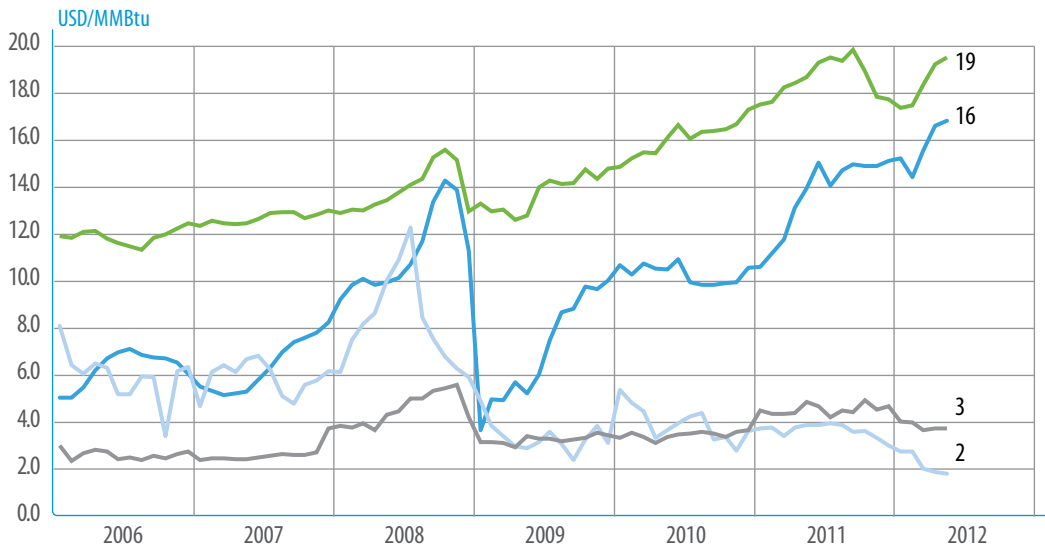
Otro aspecto que pudiera incidir es que en las prospectivas no está prevista la penetración de automóviles híbridos y eléctricos recargables, ni del transporte con gas natural comprimido. Tampoco está previsto un resurgimiento de la industria de los fertilizantes nitrogenados, cuya reactivación generaría una importante demanda adicional de gas natural.

A la fecha, la Infraestructura de Transporte de Gas Natural a nivel nacional incluye 15 sistemas de transporte abierto privados, además del Sistema Nacional de Gasoductos y el Gasoducto Naco-Hermosillo de PEMEX:

La extensión de los ductos de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) es de 9 mil 753 km, mientras que los ductos privados alcanzan los 2 mil 225 km. Existen además tres terminales de regasificación de GNL, ubicadas en Rosarito, Altamira y Manzanillo.

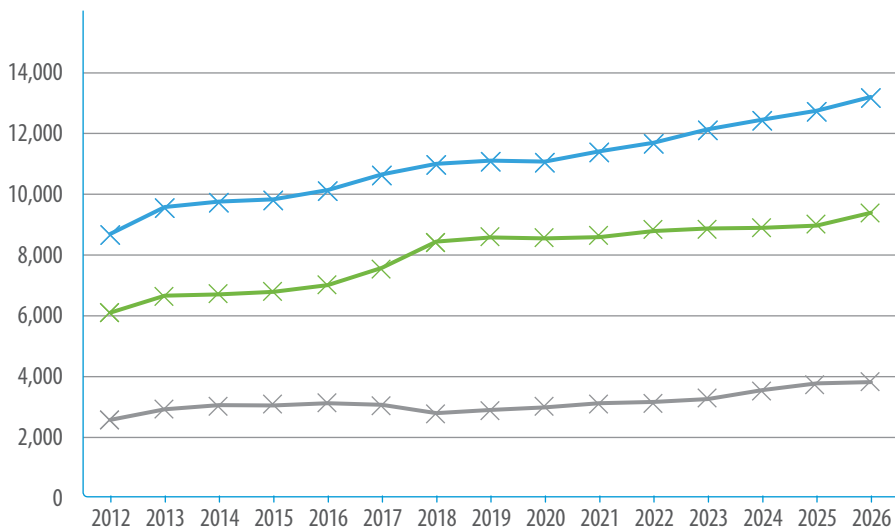
La infraestructura actual presenta serias limitaciones en virtud de que por falta de redundancia y capacidad limitada, varios ductos se encuentran al límite de

● Gráfica 1. Consumo de diversos combustibles industriales



Fuente: Subdirección de Energéticos de la CFE.

● Gráfica 2. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2011-2026



Mapa 1. Infraestructura de transporte de gas natural a nivel nacional



Mapa 2. Ductos, infraestructura actual



su capacidad, lo que ha originado serios problemas operativos y de suministro. La demanda de gas para los requerimientos de generación de energía eléctrica es determinante para la planeación de la nueva infraestructura de transporte de gas natural.

Sin embargo, el esquema de planeación que se había seguido por muchos años por el Estado mexicano para desarrollar la nueva infraestructura ha sido inercial. Salvo raras excepciones (Tamazunchale y Manzanillo), la CFE ubica sus nuevas centrales donde existe infraestructura de transporte de gas. Lo que ha marginado a una significativa área del territorio nacional del suministro de este energético. PEMEX planea la instalación de nuevos ductos para asegurar el incremento en la demanda previsible de gas natural.

Ante la necesidad de aprovechar la abundancia y ventajas competitivas del gas natural como detonador de la económica en el país, al final de la administración pasada se estableció la Estrategia Nacional de Gas, cuyos ejes principales son:

- Desarrollar nueva infraestructura de transporte
- Aumentar la cobertura de gas en el país
- Eliminar cuellos de botella en los sistemas existentes
- Ampliar la capacidad de importación en la frontera con EEUU
- Desarrollar nueva infraestructura de distribución
- Acelerar la licitación de nuevas zonas de distribución

Entre las decisiones de política y de regulación adoptadas, se acordó la reubicación de diversas plantas de generación y la conversión de otras a gas natural, lo que permitió la licitación por parte de la CFE de un conjunto de nuevos ductos. Donde la demanda de la CFE no permitía anclar los nuevos ductos, se diseñaron otros proyectos anclados en la cartera comercial de PGPB.

Por su parte, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) dispuso las reglas para la conformación del Sistema de Transporte Nacional Integrado, que permite reconocer las externalidades económicas de los proyectos aislados bajo un concepto de tarifa sistémica que pagan todos los usuarios ubicados en una misma zona geográfica.

En lo concerniente a la zona noroeste, se acordó la reubicación de centrales de la CFE y el proyecto del Gasoducto del Noroeste, que incorpora dos rutas: la primera de ellas con una longitud de 1,171.5 km de San Isidro a Topolobampo, y la segunda con una longitud de 1,325 km de Sásabe a Mazatlán.

Ello permitirá abastecer de gas a las centrales térmicas convencionales de Puerto Libertad, Guaymas, Topolobampo y Mazatlán, que serán convertidas para utilizar gas natural en lugar de combustóleo. Asimismo, apoyará el desarrollo de las nuevas centrales Guaymas II y III; Topolobampo II y III, Mazatlán; y Norte II, III, IV, V y VI, así como El Encino.

Para las zonas centro y centro-occidente se considera la reubicación de centrales de la CFE y nuevos ductos de transporte, con mayor redundancia para el sistema. La proyección al 2017 de la infraestructura de gas natural considera la incorporación de 11 nuevos sistemas de gasoductos.

1. Tamazunchale-El Sauz
2. Morelos
3. Aguascalientes-Zacatecas
4. San Isidro-El Encino
5. Sásabe-Puerto Libertad-Guaymas
6. Guaymas-Topolobampo
7. Chihuahua-Topolobampo
8. Topolobampo-Mazatlán
9. Cactus-Cd. PEMEX
10. Nuevo PEMEX-Salina Cruz
11. Frontera-Los Ramones-San Luis de la Paz-Aguascalientes

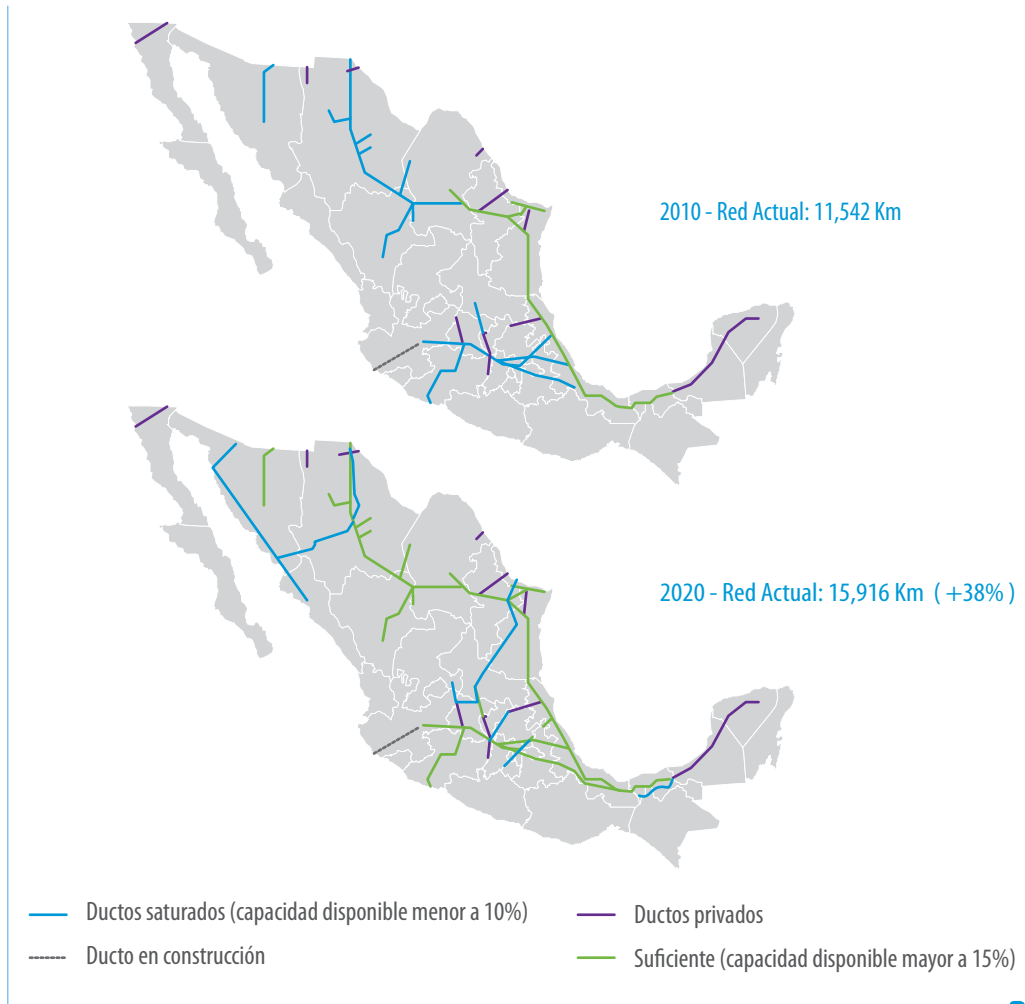
Las nuevas centrales de ciclo combinado de la CFE se ubicarán en zonas cercanas a los trayectos de estos ductos.

Existen limitaciones estructurales para incrementar la producción de gas. Petróleos Mexicanos ha sido y sigue siendo uno de los íconos nacionales más notables, tanto por su dimensión como por su historia.

Sin embargo, el paradigma bajo el cual está operando ha dejado de ser funcional para la empresa y para el país. Las restricciones operativas, financieras, presupuestales y de inversión que le han sido impuestas a lo largo del tiempo, le impiden funcionar como empresa, le restan eficiencia operativa y le limitan su capacidad de gestión. Los resultados están a la vista.

PEMEX enfrenta severas restricciones vía presupuesto y, a través del régimen fiscal al que está sujeto, PEMEX se ha convertido en la principal fuente de ingresos para el fisco, al costo de dejar a la empresa sin recursos de inversión para atender sus obligaciones constitucionales. En los últimos años, 90% del presupuesto

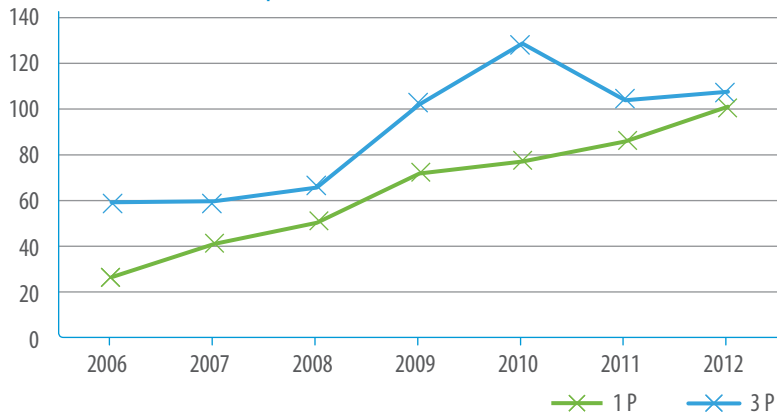
Mapa 3. Proyección a 2017 de la infraestructura de gas natural



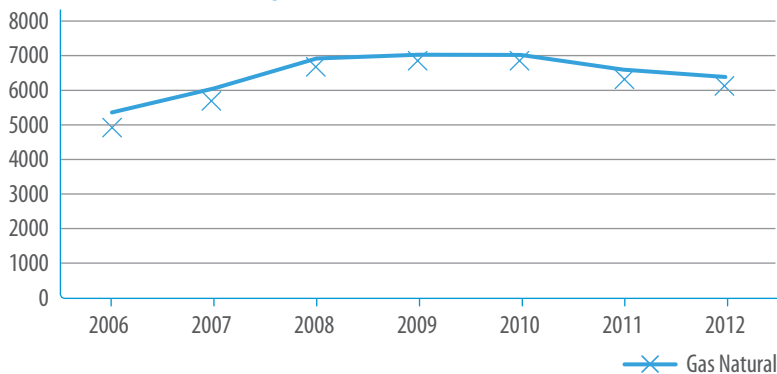
autorizado se ha orientado a exploración y producción y se ha destinado tan sólo 8% a refinación, 2% a gas y menos de 1% a petroquímica.

A juzgar por los montos de inversión que fueron autorizados a la empresa por el Congreso de la Unión, pareciera ser que, año con año, tanto el Poder Ejecutivo como el Legislativo consideraron que la única actividad estratégica es la producción de crudo y no el abasto nacional de combustibles, contraviniendo así, por la vía presupuestal, lo que establece la Constitución.

● Gráfica 3. Producción de petróleo



● Gráfica 4. Producción de gas



Durante un largo periodo, PEMEX vivió de las grandes reservas petroleras descubiertas en la década de los 70, sin invertir en exploración para incorporar nuevas reservas. Pasamos de una relación de reservas totales a producción de 60 años en 1984 cuando alcanzó su valor máximo, a la relación actual de 32 años en términos de reservas totales, después de haber alcanzado un mínimo de 27 años.

Con los esfuerzos de exploración realizados en años recientes, ha sido posible incrementar la tasa de restitución. En 2012, PEMEX alcanzó una tasa de restitución de reservas totales superior a 100%; si bien la de reservas probadas también fue superior a 100%, la relación de reservas probadas a producción es de 10 años. El nivel de producción nacional de crudo en el mes de enero fue de 2.54 MMBD, estabilizándose respecto a los años anteriores.

En lo que se refiere al gas natural, la producción alcanzó un máximo en el período 2009-2010, descendiendo ligeramente durante los últimos 2 años.

Sin embargo, no se han realizado oportunamente las inversiones necesarias para llevar el gas producido a tierra y para procesarlo con el fin de alcanzar las especificaciones comerciales, por lo que actualmente estamos quemando 97 MM PCD, sin contar Cantarell, y 30 MM PCD en ese activo.

El gas natural que se procesa en el Sureste incumple con la Norma Oficial Mexicana de calidad, por su alto contenido de nitrógeno. Es por ello necesario instrumentar estrategias para aumentar la oferta de gas no convencional:

- Reducir el venteo de gas ha permitido, en los últimos 2 años, recuperar 225 MMPCD de gas natural en promedio por año.
- Impulsar la producción de gas grisú puede llegar a generar hasta 500 MMPCD de gas natural.
- Desarrollar la producción de gas de lutita, en un escenario conservador, puede llegar a adicionar 3 mil 500 MMPCD en quince años.

En relación con este último combustible, la mayor parte de las reservas de gas de lutita se encuentran ubicadas en la región norte del país y a lo largo de la costa del Golfo de México.

Mapa 4. Reservas de gas de lutita ubicadas en la región norte del país



PEMEX estima los recursos potenciales entre 150 y 460 TPC –ambos valores por debajo de la estimación de la EIA que los ubica en aproximadamente 680 TPC. Aun en un escenario de 250 TPC, se podrían agregar reservas por el equivalente de 36 años al ritmo de producción actual; hoy se tienen reservas 3P por 24 años. PEMEX perforó el primer pozo exploratorio en febrero de 2011 en Coahuila y 4 más están en perforación y terminación. Hay 12 pozos exploratorios en el programa 2013-2014.

El modelado geológico y los estudios geoquímicos y de perforación, así como la evaluación de metodologías, han permitido precisar los volúmenes y tipos de hidrocarburos, para establecer una estrategia de exploración coherente con el potencial de las provincias.

● **Tabla 1. Modelado geológico, estudios geoquímicos y de perforación**

Características	Convencional (en tierra)	No-convencional
Enfoque	Pozo por pozo	Clústeres de 30-40 pozos
Decisiones	Proceso definido de aprobaciones	A medida que se avanza
Riesgo geológico	Alto (20-60% Pg*)	Bajo (90-95% Pg*)
Días de perforación	40 a 200	20 a 40
Recuperación de gas	40% a 75%	20% a 30%
Costo por pozo	US\$ 80 a \$ 200 mm	US\$ 4 a 7 mm

Es necesario, sin embargo, hacer algunas consideraciones en torno al gas de lutita. En primer lugar, existen diferencias muy significativas entre estos yacimientos y los convencionales que actualmente explota PEMEX.

En segundo lugar, para llevar a cabo un programa intensivo de exploración de pozos y estudios, este proyecto requiere una inversión de al menos 3 mil millones de dólares, en un lapso de 4 años. PEP tiene enormes limitantes técnicas, económicas y organizativas para poder desarrollar los yacimientos de gas de lutita al ritmo que sería deseable.

La presente administración habrá de enfrentar los retos que se le plantean, como el incrementar la producción de gas natural y acelerar el desarrollo de nueva infraestructura de transporte, de almacenamiento y de distribución.

Para alcanzar la meta planteada de 3 mil 500 MMPCD de gas de lutita, resulta indispensable modificar las condiciones actuales para:

- Acelerar por parte de PEMEX la adquisición de información para reducir el rango de incertidumbre en la ubicación y cuantificación de reservas (se requiere de una inversión de 3 mil millones de dólares en un lapso de 4 años).
- Modificar el esquema fiscal aplicable.
- Llevar a cabo una reforma energética para permitir la concurrencia de inversión pública y privada en la exploración y explotación de gas de lutita.
- Otorgar mayores atribuciones a la CNH para que pueda regular adecuadamente esta actividad.

Por otra parte, es necesario llevar a cabo una planeación integral para prever oportunamente la infraestructura que permita garantizar el abasto de gas natural hasta 2024 y ampliar la cobertura en el territorio nacional.

Para hacer un uso eficiente de la red actual del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) operado por PGPB, y para prever oportunamente la expansión de la misma, se requiere implementar a la brevedad posible el régimen de reserva de capacidad. Un uso más eficiente de la red implica necesariamente tarifas más bajas. Se requiere, asimismo, contar con capacidad de almacenamiento subterráneo que permita minimizar el impacto de situaciones imprevistas y evitar las alertas críticas.

Para que exista un mercado competido, se debe garantizar el acceso abierto a la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución por parte de usuarios finales y empresas comercializadoras. Para ello, es indispensable que exista una clara separación legal, operativa y contable entre las empresas permisionarias de la infraestructura y las empresas comercializadoras.

Es particularmente importante avanzar hacia una separación clara y transparente de tres actividades de PGPB: como único suministrador de gas natural de producción nacional, como transportista y como comercializador.

Esta actividad de comercialización de gas natural no está reservada al Estado ni está regulada por la CRE. A pesar de ello, no se ha desarrollado en México la participación privada en esta actividad, debido fundamentalmente a varios factores, relacionados directamente con el poder de mercado que ejerce Petróleos Mexicanos a través de PGPB y el poder de compra que ejerce la CFE.

El poder de mercado de PGPB para la comercialización de gas natural lo logra a través de ser el único proveedor de gas de producción nacional, la posición casi monopólica para la adquisición de gas en los Estados Unidos que ha establecido

MGI, empresa comercializadora filial de PGPB y su integración vertical con el Sistema Nacional de Transporte.

Por otra parte, la CFE con su poder monopsonico de compra, refuerza la posición de PGPB al adquirir la totalidad de su gas a través de dicha empresa o a través de contratos de largo plazo para la compra de GNL.

Si se desea lograr una efectiva competencia en la comercialización del gas natural en México, se requiere redefinir el papel que deben jugar tanto PGPB como la CFE para no inhibir el desarrollo de otras empresas comercializadoras.

Concluyendo, el suministro oportuno y eficiente de gas natural resulta esencial para garantizar el desarrollo económico de México en los próximos años. El desarrollo oportuno, inteligente y articulado de una infraestructura robusta de transporte de gas natural le permitirá a México una transición energética más suave y ordenada hacia un desarrollo sustentable, a un costo sustancialmente menor; tendrá, además, ventajas adicionales, en términos de un desarrollo regional más equilibrado y una mayor equidad social. ■

México y América del Norte

Energía en América del Norte

Susana Chacón*

NOS ENCONTRAMOS ante un nuevo panorama energético global. Asistimos a la revolución tecnológica que se inició a partir de 2008. Con ésta, el mapa mundial se redibuja con la actual y probable producción de petróleo y gas no convencional en EEUU. El equilibrio geopolítico y geoestratégico cambia sus fronteras y el peso energético tiene un juego estratégico muy distinto del que se vivió durante el siglo pasado. Hoy, a diferencia de entonces, el balance de poder es otro. La prioridad no es más el aseguramiento de recursos energéticos y, en consecuencia, la instauración de guerras en los países productores con el fin de contar y controlar sus recursos energéticos deja de tener validez.

Este texto hará un recuento del contexto internacional general para centrar la atención en el mercado energético de América del Norte. México no puede mantener su mercado únicamente con Estados Unidos. La realidad cambió y los esta-

* La Dra. Susana Chacón es editora en jefe de Foreign Policy, Edición Mexicana y profesora-investigadora de la EGAP Política y Gobierno del Tecnológico de Monterrey. Es también secretaria de la Sección Mexicana del Club de Roma y Articulista del periódico *El Universal*.

Agradezco el apoyo brindado por Celia Fabiola Vázquez García, alumna del doctorado en Ciencias Administrativas de la EGADe, Escuela de Graduados de Administración y Dirección de Empresas del Tecnológico de Monterrey, Campus Ciudad de México.

dounidenses no se interesan más en el petróleo mexicano. Ya no lo necesitan. Es el momento de construir las alianzas internas y externas necesarias para poder instrumentar los cambios urgentes que implica el contexto actual. Es el momento también de saber de qué manera debemos regular la nueva realidad energética nacional y de qué manera buscamos otros mercados.

Los hidrocarburos seguirán siendo prioritarios en este siglo XXI, según las diferentes proyecciones como las de British Petroleum (BP), Exxon Mobile y la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés). A pesar de que serán sustanciales, a diferencia del pasado, los hidrocarburos no convencionales como el *shale oil* y *shale gas* o gas y petróleo de lutitas, son los que dibujan el futuro del equilibrio global y del porvenir de la seguridad energética.

Sin duda, se han desarrollado otros energéticos. Existe un incremento en la utilización de tecnologías alternativas como la energía eólica, la solar y el biodiésel. Hasta ahora su alcance es muy limitado y sus costos son todavía muy altos por lo que su acceso se reduce a muy pocos grupos de personas con altos ingresos, dentro de determinados países como EEUU, España, Francia o Brasil.

Se ha dado un cambio hasta en el auge de los energéticos nucleares. Después de los sucesos en el accidente de Fukushima, Japón, el 11 de marzo del 2011, el uso de la energía nuclear ha sido altamente cuestionado por diversos países. Entre los que más llaman la atención son Suecia y Alemania que han optado por una retirada, al menos temporal, de lo que hasta ahora había sido su aplicación y desarrollo. Lo anterior asegura la demanda energética de hidrocarburos convencionales y no convencionales al menos por un dilo más.

México se encuentra ahora en un momento estratégico en el que si bien definirá el desarrollo del futuro energético del país, no puede dejar de lado lo que sucede en el mundo ni los cambios que implican el nuevo contexto global y la revolución tecnológica. A lo largo de todo el siglo XX, el desarrollo nacional estuvo en buena medida determinado por las ventas y los ingresos obtenidos del petróleo. En las circunstancias actuales esto no puede mantenerse como tal. La demanda de nuestro principal comprador –EEUU– cambiará radicalmente y habrá que vender a alguien más. Contamos con los yacimientos suficientes de hidrocarburos no convencionales, tanto de *shale gas* como de petróleo shale. Según el último informe de la EIA, estamos entre los diez países con los principales yacimientos de hidrocarburos no convencionales a nivel mundial (EIA, 2013). Es el momento de definir cómo se accederá a la tecnología necesaria para su desarrollo y obtención con una fracturación

segura que evite costos de otro tipo como el de la contaminación del agua o el incremento en las posibles amenazas sísmicas. Debemos entrar a esta revolución tecnológica sin demora y con la certeza de lograr que el desarrollo del país sea altamente competitivo. Nos urge construir alianzas para participar activamente en América del Norte. Se requiere pensar integralmente y actuar con una visión holística y una mirada de largo plazo.

Este trabajo se divide de la siguiente manera: en primera instancia, busca conocer el contexto global y los cambios internacionales más importantes. En su segundo apartado presentará el estado actual de los hidrocarburos en Estados Unidos y cómo la revolución tecnológica lo ha dirigido hacia un cambio de rumbo nacional e internacional. La forma en que ha desarrollado sus nuevas tecnologías le permite construir escenarios muy distintos. El más viable es que sea autosuficiente en su demanda energética: se observa que por primera vez, desde 1949, podrán ser exportadores netos de gas en el año 2021 y de petróleo en 2030. Su rol internacional como país consumidor de energéticos cambiará, por lo que su relación con Canadá y México será otra. En la tercera sección se verá lo que sucede en América del Norte. Este apartado se centrará en explicar la situación de Canadá para analizar la forma en que relaciona su seguridad energética con la de Estados Unidos pero, igualmente, para enfatizar los cambios que ha instrumentado en los últimos cinco años para poder diversificar su mercado hacia otras regiones como el caso de los países de Asia Pacífico. Se explicará también la forma en que el desarrollo de infraestructura de ductos y gasoductos ha permitido reforzar su relación con EEUU y con el mundo. Hablaré de la participación de las empresas en el desarrollo de su sector energético y de la forma en que han negociado hacia el exterior, particularmente en lo bilateral con su vecino del sur. Finalmente, y a manera de síntesis dado que el tema se trata en otros trabajos de este libro, hablaré del caso mexicano. Veremos cómo hasta ahora, a pesar de ser socio en el Tratado Libre Comercio de América del Norte, la negociación con sus dos vecinos de la región no ha tenido lugar en materia energética. Los acuerdos de los últimos doce años han sido entre Canadá y Estados Unidos. En las principales negociaciones México se ha quedado fuera. Si no asume la urgencia de instrumentar transformaciones de fondo, dejará de ser parte de una región altamente competitiva. Esto a nadie conviene. Es necesario que su énfasis en la definición de la reforma energética considere no sólo lo que sucede afuera sino, también, que decida qué tanto quiere ser parte o no de América del Norte y, en caso negativo, saber qué hará en consecuencia para integrarse de otra manera en el escenario regional. Tendría que acercarse a otros países que no ha considerado prioritarios para mantener los márgenes de venta del petróleo.

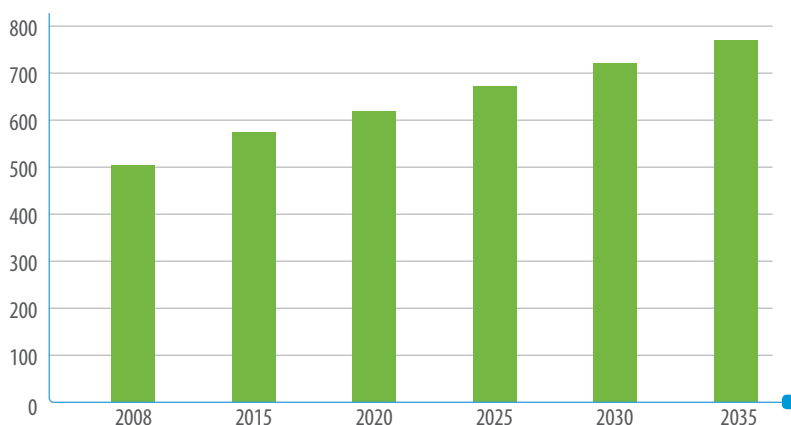
No hay más tiempo que perder. Aprovechemos los beneficios, consecuencias e impactos que brinda la nueva revolución tecnológica energética. No dejemos pasar la oportunidad. Seamos parte del cambio.

Comienzo, entonces, con el primer apartado de cambios en el contexto global.

CONTEXTO GLOBAL

El consumo mundial de energía crecerá en promedio en el periodo 2008-2035 en 1.60%, pasando de 504 a 769 cuatrillones de Btu. Su incremento se señala en la Figura 1. Esto no sólo sucederá en los países que han sido los consumidores tradicionales. La demanda vendrá también de los países emergentes quienes requieren cada vez de más energéticos para satisfacer sus nuevos niveles de demanda y desarrollo.

Figura 1. Consumo Mundial de Energía 2008-2035

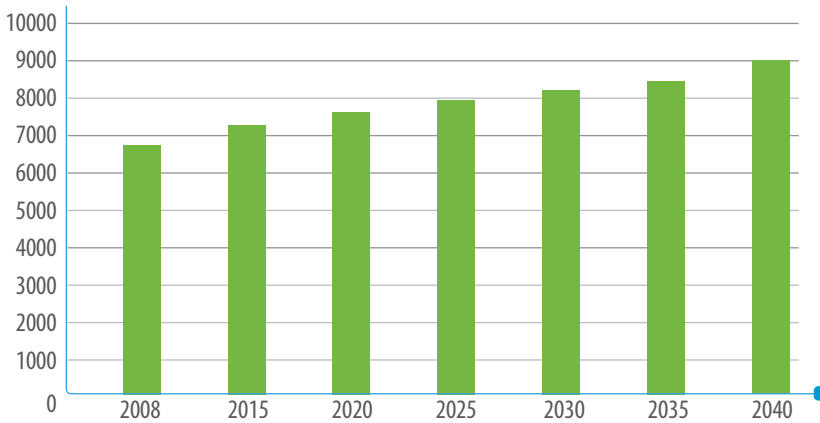


Fuente: Elaboración propia con datos de la EIA, 2013 y de BP, 2013.

La población mundial aumentará para el año 2040 alrededor de 25% y será aproximadamente de 9 billones de personas (BP, 2013:7) como se observa en la Figura 2. La mayoría de este incremento se encontrará en África y en Asia, siendo la India el país con la mayor población. Lo anterior provocará un aumento exponencial en la demanda de energía. Se proyecta un crecimiento de 85% más de lo que hoy se consume. Éste es un tema mayor. De ahí la necesidad de hacer estu-

dios prospectivos e implementar estrategias que permitan responder a la futura demanda de energía, tanto de los países desarrollados, como los que avanzarán al desarrollo (Chacón, 2013).

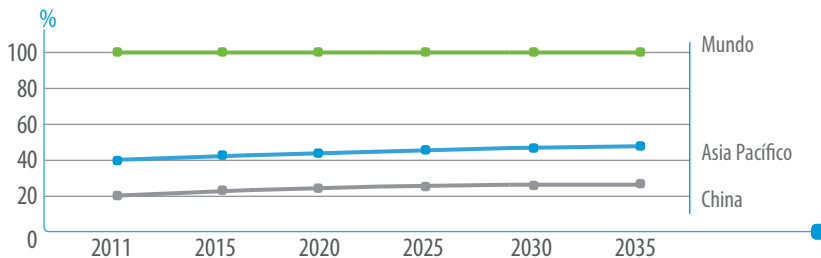
● **Figura 2. Crecimiento de la población mundial 2005-2040**



Fuente: Elaboración propia con datos de la EIA, 2013 y de BP, 2013.

La demanda energética está en crecimiento en las economías emergentes como la de los BRICS (Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica). También en los países SAA-ME (Sudamérica, África, Asia y Medio Oriente). Esta demanda mundial de energía crecerá más de un tercio en el periodo que va hasta 2035; China, la India y Oriente Medio representan 60% de dicho aumento. Sucede lo contrario con la demanda de energía en los países de la OCDE, aunque se observa un marcado alejamiento en el uso del petróleo y del carbón (y, en algunos países, de la energía nuclear), en beneficio del gas natural y las energías renovables (Chacón, 2013).

● **Figura 3. Crecimiento en el consumo energético del Pacífico en porcentajes**



Fuente: Elaboración propia con datos de BP, 2013.

Por su parte, la producción de energía en los Estados Unidos se estima que crecerá 24%. El impacto que implicará el incremento en su capacidad productiva será enorme. Tan sólo las importaciones de energéticos, tanto de gas como de petróleo, caerán en una tasa promedio de 0.50%. Además, las exportaciones de líquidos procesados, de gas y de carbón, a su vez crecerán 1.5% promedio anual de 10 a 15 cuatrillones de Btu (50% de incremento) durante el mismo periodo referido. El resultado es una caída continua de sus importaciones de petróleo, hasta el punto que se espera se convierta en exportador neto de petróleo hacia el año 2030 (IEA, 2012:2). Actualmente importa 20% de su demanda total de energía, pero es muy factible que en unos años más llegue a ser autosuficiente. Ésta es la razón por la que el mapa global de energía será otro.

Al no tener necesidad de consumir del exterior, la relación de EEUU con el resto de los países será en términos de un balance de poder mucho mayor y a su favor, dado que no dependerá más de los otros (IEA, 2012:2). En su relación con América Latina, las economías se verán afectadas dado que requerirá cada vez menos petróleo del que importa especialmente de México y Venezuela, sus principales proveedores latinoamericanos. Ambos deberán diversificar su mercado y construir nuevas alianzas con otros países para poder mantener los niveles de exportación que requieren para el funcionamiento de sus economías. Con Canadá, como veremos en detalle más adelante, su relación también ha cambiado. Por una parte ambos están tomando las medidas necesarias para aprovechar al máximo los beneficios de la revolución tecnológica, incrementando sus redes de ductos, gasoductos, ferrocarriles, y utilizando las nuevas tecnologías en la explotación de los hidrocarburos no convencionales. Canadá, por su parte, ha comenzado a abrir mercados en Asia Pacífico dado que EEUU empezó ya a reducir sus importaciones de petróleo. Después de Arabia Saudita, Canadá es el segundo proveedor de energéticos del mercado estadounidense.

Los EEUU podrán tener un acercamiento mucho mayor a Europa, supliendo por ejemplo, y si es necesario, el papel que hasta ahora ha jugado Rusia. Los energéticos que requieren los europeos se importan directamente de los rusos por lo que en ocasiones han visto amenazada su demanda energética, dados los problemas rusos internacionales, tanto por presiones en materia de precios como por el hecho de que los ductos han llegado a ser suspendidos, por ejemplo, por Ucrania como una forma de presionar su relación con Rusia. Ahora podrán contar con el apoyo estadounidense que ya se tiene en el pacto del Atlántico, pero esta vez podrá ser en materia energética y no sólo de seguridad internacional. Lo que se conoce como Eurasia tendrá también un acceso directo a los energéticos que vienen desde el mundo árabe.

Las perspectivas del comercio internacional de petróleo dependen de variables como el éxito de Irak en la revitalización de su sector petrolero junto con el esfuerzo de British Petroleum (BP) y del desarrollo de nuevas fuentes alternativas de energía que minimicen el daño ambiental y permitan la optimización de los recursos energéticos. La ampliación e implementación de nuevas iniciativas políticas en un esfuerzo conjunto por mejorar la eficiencia energética mundial resultará ser un parteaguas de este proceso (EIA, 2013). Además, el acercamiento de Irán a Siria y el paso que se prevé con ductos a través de Turquía, le permitirá tener también una fuerte presencia en Europa, tema que disgusta al liderazgo estadounidense.

Ante la interdependencia y globalización, ningún país está aislado y sus interconexiones energéticas son cada vez mayores (IEA, 2012:2). Sin embargo, existen grandes diferencias en la forma en que hasta ahora han respondido a los cambios que implican la nueva revolución tecnológica. Aquellos quienes logren sumarse con las decisiones y medidas adecuadas serán los que aprovechen realmente las ventajas que se ofrecen en este nuevo contexto global. Sin duda, una de las señales más importantes es la fluctuación en los precios internacionales de los energéticos. Con el nuevo escenario, el esquema de los precios como se conoció el siglo pasado dejará también de ser la prioridad, dando paso a una realidad de ahorro para los actores que hayan asumido el cambio y respondido a sus impactos en su totalidad.

EEUU cambia de rumbo y sus intereses en los energéticos también

Así como a lo largo del siglo XX una de las principales preocupaciones de EEUU era la de asegurar los yacimientos petroleros necesario para satisfacer su demanda energética, hoy eso quedó atrás. Igual sucede con los años en los que adquirir los recursos energéticos se convirtió en una amenaza para los países productores. La situación es otra. El tema de cómo asegurar la demanda está lejos de ser actualmente la prioridad. Todo lo contrario. La revolución energética cambió el panorama. Al día de hoy Arabia Saudita produce aproximadamente 10 millones de barriles diarios y EEUU entre 6 y 7 millones. Esta última cantidad será cada vez mayor en la medida en que las nuevas tecnologías ofrezcan resultados crecientemente eficientes. Arabia es todavía el mayor productor, pero en pocos años más los estadounidenses lo llegarán a alcanzar y probablemente a superar.

Sin duda, el escenario es nuevo. Tan sólo en 2008, la preocupación en EEUU seguía siendo cómo asegurar los yacimientos energéticos con el fin de reducir su carencia en casa. Desde la primera administración de George W. Bush (2000-2004 y 2004-2008), se comenzó un giro que hoy vislumbra sus resultados. Entonces,

con el informe Cheney presentado por el vicepresidente Dick Cheney en marzo del 2001 (Klare, 2004) se buscó asegurar otras fuentes energéticas que redujeran la dependencia del exterior y de los mercados internacionales. Desde entonces se dieron a la tarea de desarrollar las nuevas tecnologías que les permitiera presentarse como productores importantes de hidrocarburos, particularmente no convencionales. Hicieron los cambios necesarios hacia adentro y, en la arena internacional, aseguraron con la guerra de Irak y la invasión a Afganistán los principales yacimientos petroleros del mundo. Con una visión holística, integral y de largo plazo, desarrollaron ambos: el ámbito interno y las relaciones internacionales en materia energética. Nunca imaginaron en 2001 que llegarían a contar en casa con los yacimientos que hoy se conocen. Además del impulso a las energías alternativas, el desarrollo de *shale gas* y *shale oil* les ofrece un papel hegemónico, no sólo para obtener reservas energéticas suficientes, sino también –e igualmente importante– al haber desarrollado la tecnología necesaria para crear alianzas con los países que consideren estratégicos para utilizarla en la fracturación y acceso a los enormes yacimientos mundiales. Esta tecnología les favorece, además, el acceso a los yacimientos en aguas profundas. El liderazgo que adquirió como resultado de la nueva revolución tecnológica, es totalmente novedosa frente al que detentaron durante el siglo pasado. La hegemonía anterior era en gran medida para controlar los energéticos de otros. La actual es para decidir cómo utilizar los propios, pero también para favorecer el que las diferentes regiones y países jueguen bajo sus nuevas reglas y normas (Clinton, 2011). Esto no se puede ocultar. Estados Unidos se ha convertido en una potencia energética como nunca antes lo fue.

A partir de 2008, con la primera administración de Barack Obama, se vieron los primeros resultados del trabajo comenzado desde entonces. La situación cambió. Éste fue el momento del despegue del país como productor de energéticos y de nuevas tecnologías que fomentaron y posibilitaron, a su vez y en gran medida, el desarrollo de las energías alternativas. Debían asegurar su demanda y lo están logrando (IEA, 2012). Ya no dependen de nadie en materia energética y cambiaron el rumbo global. Nos cambiaron el mapa. La preocupación no es más qué hacer para sustentar su seguridad energética, sino cómo influyen y controlan el resto de los nuevos yacimientos mundiales. Además, podrán tener, a diferencia del pasado, un papel preponderante en la definición de los precios internacionales de los energéticos. Dejan de ser observadores para convertirse en actores,

no sólo directos sino hegemónicos, en un tema en el que tradicionalmente no participaban. Afectan, sin duda, a la geopolítica energética global. El peso de los yacimientos de gas y petróleo de lutitas o shale abre una dinámica que cambia la presencia de América del Norte en la nueva geopolítica y equilibrio de poder.

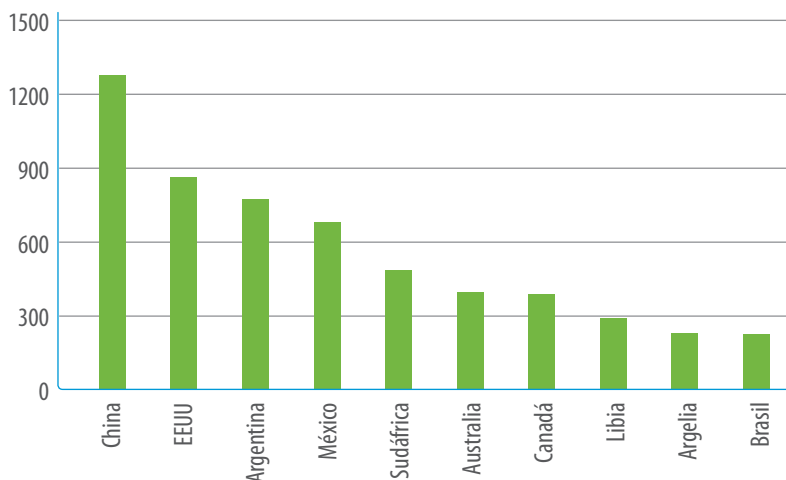
En este sentido, surgen tres posibles escenarios: a) Que EEUU aumente su producción de energéticos, pero sin ser autosuficiente y que continúe importando aunque cantidades menores; b) Que alcance un equilibrio entre su oferta y su demanda y, por ende, reste importancia al mundo y a los productores, y c) Que se convierta en un exportador neto de hidrocarburos (Levi, 2012). Cualquiera de los tres impacta ya a las relaciones internacionales.

Importancia del *shale gas* y del petróleo shale

Ahora bien, ¿por qué son tan importantes los nuevos descubrimientos de hidrocarburos no convencionales? En 2004 se alcanzó el famoso y preocupante “Peak oil”, que fue cuando se alcanzó la mayor productividad y el momento a partir del cual los yacimientos tradicionales de hidrocarburo comenzaron a decaer en forma dramática y global. Desde entonces se habló de los retos que enfrentarían no sólo los países productores sino también los consumidores, incluido Estados Unidos mismo. ¿Cómo satisfacer la demanda de cada uno ante una caída en la productividad mundial? El desarrollo realizado por los estadounidenses resultó en los nuevos descubrimientos de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales, lo que conocemos como *shale gas* y *shale oil* o gas y petróleo de lutitas. Es aquí en donde se encuentra parte importante de la respuesta ante la fuerte caída de los energéticos tradicionales. En el caso mexicano, lo más preocupante fue la caída de Cantarell que era el principal yacimiento del país. Impulsar tan sólo exploración en los yacimientos tradicionales nunca dio los resultados esperados. Por el contrario, los costos fueron muy altos. Sucedió algo similar con la exploración y explotación de aguas profundas, pero aquí sobre todo por lo costoso del acceso a la tecnología requerida para obtener resultados a una profundidad de al menos 3 mil metros. De ahí que los descubrimientos de los yacimientos de los hidrocarburos no convencionales se convierten en la respuesta esperada ante las carencias energéticas proyectadas desde 2004.

En la Figura 4 analizamos las reservas mundiales de *shale gas*.

Figura 4. Reservas mundiales de *shale gas* (en trillones de pies cúbicos)



Fuente: Elaboración propia con información de World Shale gas. Geology.com

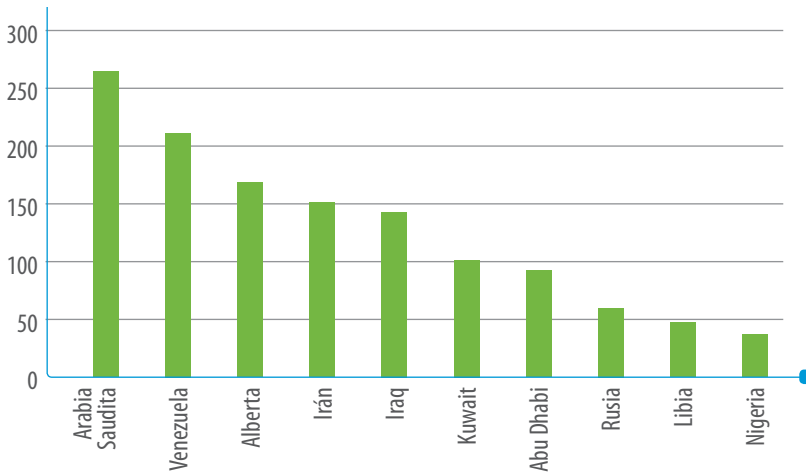
Los nuevos yacimientos de hidrocarburos no convencionales obligan a hacer cambios en el ámbito interno de los países, pero y más importante aun, en su capacidad para crear alianzas bilaterales y regionales. Con los datos presentados en la Figura No. 4 es evidente que se debe pensar en términos regionales. Sin duda, América del Norte es una región rica en energéticos. Urge que sea realmente la región más competitiva del mundo, como la llamaba desde la primera administración de Obama su secretaria de Estado, Hillary Clinton (Clinton, 2011).

Al sumar el total de las reservas de *shale gas* de los tres países de América del Norte –México, Estados Unidos y Canadá–, la región sería la más poderosa en cuanto a sus reservas de gas de lutitas. Sumados, cuentan con un total aproximado de 1,931 trillones de pies cúbicos. Los tres países juntos pueden lograr mucho más que manteniéndose por separado y sin negociar internamente en la región. Hasta ahora, parte fundamental de estas negociaciones se ha dado en el ámbito bilateral Canadá-Estados Unidos. México ha quedado fuera de estas negociaciones dada la inexistencia de una reforma energética de fondo que abra los pasos para construir instituciones sólidas en los tres países por separado pero, igualmente, en conjunto. Norteamérica con sus energéticos podría ser la región más competitiva. Tan sólo el caso de Canadá es prioritario como veremos a continuación. La provincia de Alberta cuenta con las terceras reservas energéticas del mundo. Urge que México se sume a esta dinámica.

Canadá y sus reservas energéticas

Canadá es uno de los cinco productores de energía más grandes del mundo y es uno de los principales proveedores de EEUU: controla la 3ª reserva internacional probada, después de Arabia Saudita y Venezuela. Cuenta con recursos naturales que lo convierten en un exportador neto de materias primas energéticas y en un productor de petróleo convencional y no convencional, gas natural y energía hidroeléctrica. Sus reservas de arenas bituminosas en Alberta lo ubican con un gran potencial en la arena global. Con tan sólo esta provincia se ubica como uno de los diez primeros países con mayores reservas de petróleo.

● **Figura 5. Reservas más grandes a nivel mundial (billones de barriles)**



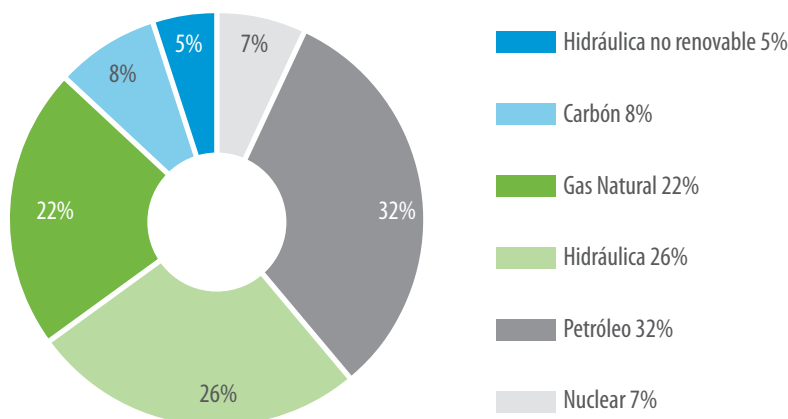
Fuente: Alberta Energy, 2013.

En esta gráfica vemos que las reservas de Alberta son de 168.7 billones de barriles y al total de Canadá se suman 1.5 billones de barriles que no se dibujan aquí con el fin de enfatizar la relevancia de la provincia. Ante la gran revolución tecnológica de los últimos siete años, los canadienses han demostrado que la tradicional interdependencia que tienen en materia energética con Estados Unidos, se intensifica cada vez más. Sin embargo, dado el nuevo papel de los estadounidenses, han tenido que diversificar su mercado acercándose a nuevos socios, sobre todo en Asia Pacífico. Canadá no puede arriesgarse a perder los ingresos que recibía de sus ventas principalmente a Estados Unidos. Hoy negocia con ellos, pero responde también ante los retos de la nueva realidad.

El desarrollo de las diferentes regiones se ha dado en relación con el potencial de recursos energéticos que cada una tiene. Siguiendo con el caso de Alberta, su participación en el total representa 98% de éstos gracias a sus arenas bituminosas. La provincia cuenta con 39% de las restantes reservas convencionales de petróleo del país. El caso de las provincias de la zona costera de Terranova y Saskatchewan cuenta con 28 y 27% respectivamente. Además de otras reservas en las zonas de producción en tierra y mar convencionales, se sabe que hay recursos adicionales bajo el mar de Beaufort en el Ártico, en la costa del Pacífico y en el Golfo de St. Lawrence (Canada Oil and Gas Info, 2013). La inversión en arenas bituminosas aumentó a 17.2 billones en 2010, un aumento del 63 por ciento con respecto a los \$ 10.6 billones en 2009. En 2011, se planteó que la inversión de arenas petrolíferas aumentara aun más a 21,6 billones de dólares (Alberta Energy, 2013). Tradicionalmente, del total de las importaciones de crudo de EEUU, 15 por ciento venía de Alberta. Vale la pena enfatizar que Canadá le exportaba 25 por ciento del total de las importaciones a su vecino del sur.

Canadá también es uno de los países de mayor consumo de energéticos. Por ejemplo, en 2009 produjo un estimado de 18.2 billones de unidades térmicas británicas (BTU) de energía primaria, en relación con 13.0 billones de BTU de energía primaria consumida. Su economía es intensiva en energía en comparación con otros países industrializados, lo que es en gran parte impulsado por el uso del petróleo con fines de transporte, gas natural y energía hidroeléctrica (EIA, 2012). Aunque su consumo es bastante diversificado, el mayor porcentaje sigue siendo de hidrocarburos como se observa a continuación:

Figura 6. Consumo de energéticos en Canadá



Fuente: EIA, 2012.

Así como Canadá fue durante mucho tiempo un importante productor de crudo convencional, el reciente crecimiento en su producción de líquidos ha sido impulsado por el bitumen y petróleo crudo sintético mejorado producido a partir de las arenas bituminosas de Alberta. La gran mayoría de las reservas de Canadá y su crecimiento futuro previsto de la producción de líquidos de Canadá se deriva de los recursos no convencionales (Canada Oil and Gas Info, 2013).

Organización del sector

Canadá cuenta con un sector petrolero privatizado. Incluye la participación activa de muchas compañías petroleras nacionales e internacionales. Muchas empresas canadienses de petróleo hicieron reestructuraciones estratégicas, incluyendo una ola de consolidación desde la reciente recesión económica de 2008. Al mismo tiempo conllevaron los procesos de producción únicos y sofisticados técnicamente necesarios en la explotación de recursos no convencionales. Se promovió la especialización regional y funcional por parte de la iniciativa privada y las filiales de las grandes empresas (EIA, 2012).

Las empresas Myriad Canadian tienen una presencia en la industria petrolera y de gas. Cuentan con grandes proyectos comerciales activos o planeados hasta pequeñas propuestas piloto que sirven como banco de pruebas para las nuevas tecnologías. Entre las empresas más grandes en Canadá con infraestructura tanto *río arriba* como *río abajo* en la extracción y producción de petróleo están Sunco (que adquirió Petro-Canada en 2009), Canadian Natural Resources Limited, Imperial Oils, Cenovus (que se escindió de Encana, una productora líder de gas natural) y Husky. Otras empresas canadienses, en particular Enbridge y TransCanada, dominan la infraestructura intermedia de la cadena de valor de oleoductos de exploración y producción, al igual que la empresa estadounidense Kinder Morgan (EIA, 2012).

La participación de las Compañías Internacionales de Petróleo (IOC), tanto privadas como del Estado en el sector petrolero de Canadá, ha aumentado rápidamente. Además de las motivaciones económicas y políticas, las inversiones en las arenas bituminosas permiten a las empresas extranjeras adquirir experiencia en la tecnología de la industria que se puede aplicar a los recursos no convencionales en otros lugares. La Ley de Inversiones de Canadá estipula que cualquier gran inversión debe ser de beneficio neto para este país, y define los posibles límites de control extranjero de productos estratégicos. Lo anterior, sin embargo, se ha aplicado con poca frecuencia. Empresas del sector privado de EEUU que partici-

pan en la cadena de valor completa de la industria de Canadá son Chevron, ConocoPhillips, Devon Energy y ExxonMobil. El caso de BP, Shell, Statoil y Total son algunas de las compañías petroleras internacionales que cuentan con proyectos de producción actuales o planeados en las arenas petrolíferas de Canadá (EIA, 2012).

Las empresas chinas, incluyendo PetroChina y su China National Petroleum Corporation (CNPC), empresa matriz, la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNOOC) y Sinopec, han invertido en las arenas bituminosas y en otras partes del sector de energía canadiense. PetroChina adquirió 60 por ciento de las participaciones en los proyectos MacKay River y Dover de Athabasca Oil Sands Co. en enero de 2010, seguida de la adquisición completa de MacKay River en enero de 2012. En 2010, Sinopec adquirió la participación de ConocoPhillips en Syncrude Canada. CNOOC adquirió una participación minoritaria en MEG Energy en 2005. Una notable adquisición extranjera prevista es la de CNOOC que hizo una oferta de 15 billones para Nexen. Si se aprueba la oferta de Nexen, CNOOC sería la primera compañía china para conllevar una operación de arenas petrolíferas a escala comercial en este país (EIA, 2012).

El gran impulso energético que ha tenido Canadá es resultado en buena medida de la participación privada nacional e internacional. Sin duda, se cumple con las diferentes regulaciones, pero gracias a las inversiones, los canadienses son hoy uno de los 10 principales productores del mundo. Han sabido construir alianzas no sólo con otros países sino igualmente con empresas que han incrementado sus beneficios económicos y el desarrollo de su economía.

Comercio bilateral entre Canadá y EEUU

El 99 por ciento de las exportaciones de petróleo de Canadá se dirigen a los Estados Unidos. En 2011, los estadounidenses importaron 2,7 millones de bbl/d de petróleo y productos de petróleo de Canadá, de los cuales 2,2 millones de bbl/d fueron petróleo crudo (National Energy Board, 2012).

Aunque Estados Unidos es un gran importador neto de petróleo de Canadá con 2,4 millones de bbl/d en 2011, el comercio de petróleo transfronterizo fluye en ambas direcciones. Existe un comercio de doble vía. Canadá es esencialmente el único país que importa petróleo crudo desde EEUU. Por otro lado, este último exportó un volumen más significativo de los productos derivados del petróleo a Canadá, de 250 mil bbl/d en 2011 (EIA, 2012).

Este comercio bilateral se puede explicar por la disposición geográfica de ambos países. La mayor parte del petróleo canadiense se exporta desde las provincias

occidentales, de las cuales aproximadamente 70 por ciento se envían a las refinerías en el Medio Oeste de Estados Unidos. Las provincias orientales, que son las más densamente pobladas, pero tienen una menor producción de petróleo, importan algunos de los productos energéticos que consumen. Considerando también la pequeña cantidad de petróleo crudo importado de los Estados Unidos, las refinerías en las provincias del Atlántico, Quebec y Ontario importaron aproximadamente 680 mil bbl/d de crudo en 2011 (EIA, 2012).

Oleoductos y gasoductos de Canadá

Los gasoductos conectan los centros de producción canadiense con los centros de refinación y exportación en las provincias del este, la costa este y en especial con los Estados Unidos. Pembina, Plains Midstream, Spectra Energy, Access Pipeline e InterPipeline operan los sistemas más grandes de tuberías en el oeste de Canadá. Tres compañías operan los gasoductos de exportación; Enbridge, Kinder Morgan y TransCanada. En total, los miembros de la Asociación de Tuberías de Energía Canadiense (CEPA por sus siglas en inglés) transportan 3.2 millones de bbl/d de petróleo en casi veinticinco mil kilómetros de tuberías. Sin embargo, una cantidad cada vez mayor de petróleo es transportada por ferrocarril para superar las restricciones de infraestructura en la región del continente medio (Canadian Energy Pipeline Association, 2012).

Tuberías de exportación

Enbridge es la empresa que transporta y distribuye energía a través de Norteamérica con el apoyo de 6 mil empleados en Canadá y Estados Unidos. Opera la mayor red de oleoductos de exportación. Su red de tuberías transporta 2.5 millones de bbl/d. Junto con sus otros sistemas más pequeños de tuberías, los grandes sistemas de tuberías de Enbridge transportan 65 por ciento del petróleo exportado desde el oeste de Canadá (Enbridge, 2013).

Kinder Morgan opera el sistema de oleoductos Trans Montaña, que es el único sistema de tubería que transporta petróleo crudo y productos derivados del petróleo a la costa oeste de América del Norte. El oleoducto tiene su origen en Edmonton, Alberta, y viaja a varias estaciones de refinación y comercialización cerca de Vancouver, British Columbia. Su capacidad se estima en 300 mil bbl/d. Kinder Morgan también opera el gasoducto expreso transfronterizo (280 mil bbl/d), el cual se conecta con el oleoducto más pequeño *Platte* en Casper, Wyoming, y luego viaja a Illinois (Kinder Morgan Canada, 2013).

TransCanada ha establecido un punto de apoyo en el mercado de exportación de crudo de Canadá a través de su sistema de Keystone, que incluye dos fases operativas, una en construcción y otra en espera de aprobación regulatoria. La primera fase de Keystone, que viaja desde Hardisty, Alberta hasta Illinois, comenzó su operación en junio de 2011, con una capacidad de 435 mil bbl/d. Una segunda fase inició operación en febrero de 2011, conectando el sistema Keystone al Cushing, Oklahoma, incrementando con esto la capacidad nominal del sistema hasta 591 mil bbl/d (TransCanada, 2013).

Figura 7. Tuberías de exportación



Fuente: Enbridge Website.

Líneas de exportación propuestas

La línea que TransCanada propuso agregar al sistema Keystone, denominado Keystone XL, se ha convertido en un frente de discusión en los debates políticos más amplios acerca de política energética, el cambio climático y el desarrollo de arenas bituminosas. Keystone XL podría viajar de Hardisty, Alberta a Steele City en Nebraska, con una capacidad de 830 mil bbl/d. Dado que se cruzaría la frontera internacional entre Canadá y Estados Unidos, es necesario que se conceda un permiso presidencial que indique que el proyecto es de interés nacional. El debate es uno de los temas en el Congreso de EEUU. En mayo de 2012, TransCanada volvió a aplicar para obtener un permiso presidencial después de que el Departamento de Estado negó su solicitud inicial debido a las preocupaciones ambientales no resueltas desde la fecha límite para tomar una decisión. La nueva solicitud de TransCanada incluye rutas alternativas a través de Nebraska, y el Departamento de Estado espera tentativamente pronunciarse con respecto a Keystone XL en este año. En caso de que le concedan los permisos necesarios, TransCanada espera iniciar la construcción poco después, con una fecha probable de arranque de operaciones en 2015 (TransCanada, 2013).

Mientras que Keystone XL se propuso inicialmente como una red de tubería desde Canadá hasta la costa del Golfo de los Estados Unidos, una sección corta que se encuentra en territorio estadounidense se persiguió como un proyecto separado, cuando se rechazó el permiso presidencial para el segmento transfronterizo. El gasoducto de TransCanada para conectar Cushing Oklahoma con el sector de refinerías de Texas se conoce como el Proyecto de Gasoductos de la Costa del Golfo. Éste podría resolver algunas de las restricciones de infraestructura que han conducido a un exceso de petróleo en Cushing. La construcción del Proyecto del Gasoducto Costa del Golfo comenzó en agosto de 2012 tras la aprobación definitiva de los permisos por el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de EEUU. La empresa aspira a ponerlo en servicio este 2013. El oleoducto tendrá una capacidad inicial de 700 mil bbl/d con la posibilidad de ampliar a 830 mil bbl/d (TransCanada, 2013).

Enbridge y Kinder Morgan han propuesto tuberías nuevas o ampliadas a la costa oeste, que están en etapas preliminares de planificación y revisión de la normativa. Kinder Morgan tiene como objetivo ampliar su sistema Trans Montaña existente mediante la construcción de una segunda tubería dentro de la misma dirección de la vía. La expansión aumentará la capacidad del sistema Trans Montaña a 850 mil bbl/d. La compañía todavía tiene que presentar una solicitud de

permiso con Nebraska, pero la construcción se iniciaría en 2016 y el gasoducto podría entrar en funcionamiento en 2017, si el proyecto avanza según los planes que ha presentado la empresa. Mientras tanto, Enbridge está llevando a cabo el proyecto del oleoducto Northern Gateway, que tendría su terminal en un puerto de aguas profundas en Kitimat, British Columbia. Northern Gateway podría incluir un oleoducto de 525 mil bbl/d de petróleo crudo y una línea paralela más pequeña para llevar el condensado de regreso a Alberta. Enbridge ya ha presentado aplicaciones regulatorias asociadas a Northern Gateway y se encuentra en medio de consultas públicas y revisiones del Gobierno. Si se aprueba a tiempo en 2014, Northern Gateway podría ponerse en marcha en 2017 (Kinder Morgan Canada, 2013) (Enbridge, 2013) (EIA, 2012).

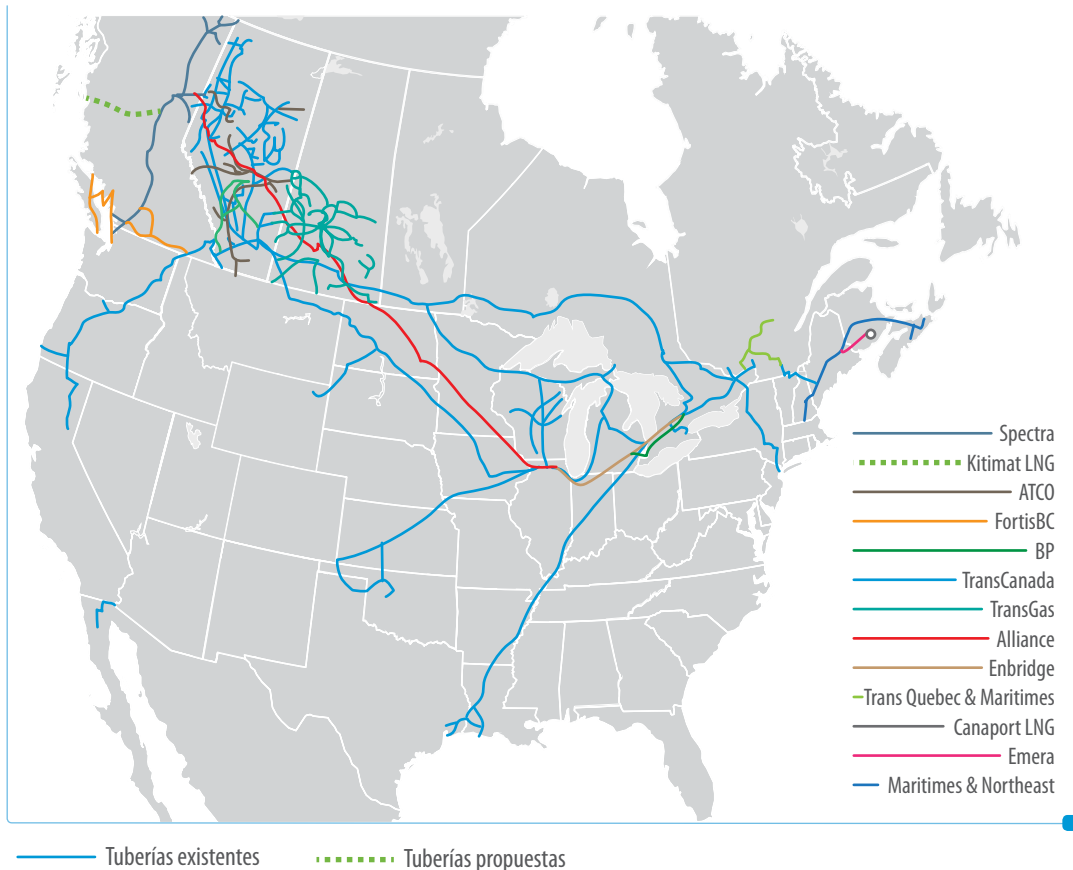
La finalización de uno o ambos proyectos de Kinder Morgan y Enbridge podría crear un nuevo punto de exportación para las arenas bituminosas. La capacidad adicional de las tuberías hacia el Oeste reduciría la dependencia de Canadá en el mercado de los Estados Unidos, al proveer acceso a las economías emergentes de Asia Pacífico. Sin duda, esto podría tener importantes implicaciones para los flujos comerciales y los precios recibidos por los productores de petróleo de Canadá. Sin embargo, al igual que Keystone XL, los proyectos propuestos en la costa oeste deben superar diferentes grados de oposición. En especial, dadas las preocupaciones sobre el riesgo de la tubería o los derrames petroleros en British Columbia (Kinder Morgan Canada, 2013) (Enbridge, 2013) (EIA, 2012).

Gasoductos

El sistema de gasoductos de Canadá está altamente interconectado con el sistema de Estados Unidos. TransCanada opera la mayor red de gasoductos en Norte América, incluyendo trece sistemas de tuberías principales y aproximadamente 37 mil millas de gasoductos en operación. En Canadá, TransCanada opera una red de 25 mil 600 millas que incluye el sistema de Alberta con 10.6 billones de pies cúbicos y el Canadian Mainline con 7.2 billones de pies cúbicos. Spectra Energy opera un sistema de 3 mil 540 millas con 2.2 billones de pies cúbicos vinculando las regiones de suministro de gas del oeste de Canadá con los mercados de Estado Unidos y Canadá. Spectra Energy también opera el gasoducto marítimo y la línea del noreste que conecta a los suministros canadienses con los Estados Unidos. Finalmente, el gasoducto Alliance, un sistema de 2 mil 311 millas, es una fuente significativa de gas natural para el medio oeste de Estados Unidos que ofrece 4.6 billones de pies cúbicos tanto al mercado canadiense como al estadounidense (Canadian Association of Petroleum Producers, 2013).

Después de seis años, el *National Energy Board* aprobó en 2011 el gasoducto Mackenzie Valley, que forma parte del proyecto de gas Mackenzie. Imperial Oil quien construirá y operará el gasoducto, otros socios son ConocoPhillips, Shell, Exxon-Mobil y Aboriginal Pipeline Group. El gasoducto de 1.2 billones de pies cúbicos/día viajaría 745 millones del mar Beaufort a Alberta, donde se unirían a las redes de gasoductos existentes. Sin embargo, las perspectivas para el gasoducto son inciertas, ya que se requieren más permisos, además de que hay una competencia con el gasoducto de Alaska y se prevé que los precios del gas natural y las importaciones necesarias se mantendrán bajas debido al gas de Ilutitas y otros desarrollos (Canadian Energy Pipeline Association, 2013).

Figura 8. Líneas de gasoductos en Canadá y Estados Unidos



Fuente: Canadian Energy Pipeline Association.

En América del Norte la frontera Canadá-EEUU está perfectamente conectada. Cuenta con infraestructura terminada y con múltiples proyectos a mediano y largo plazos en los tres ámbitos: gasoductos, oleoductos y ferrocarriles. Además de los tramos ya existentes, ambos países saben que deben intensificar estas conexiones con el fin de ser una región altamente competitiva para incrementar su interdependencia bilateral y, además, en el caso de Canadá, para tener salidas hacia el litoral del Pacífico.

Shale gas en Canadá

Aunque deberíamos incluir el resto de los energéticos canadienses, daremos prioridad al gas de lutitas ya que es el que está haciendo la diferencia. Su relación con el gas natural es, sin duda, importante pero por falta de espacio enfatizamos tan sólo el *shale gas* o de lutitas. Junto con los yacimientos de EEUU, ambos países están desarrollando activamente los energéticos de este recurso. Canadá con menor dinamismo que los estadounidenses.

Los enormes depósitos canadienses de gas natural no convencional residen en el Western Canadian Sedimentary Basin, WCSB. Están en forma de metano de carbón y gas lutitas. Hasta ahora, no han sido tan ampliamente desarrollados como las formaciones de EEUU. Canadá cuenta con un estimado de 388 trillones de pies cúbicos de reservas de gas de esquisto técnicamente recuperables. Cinco grandes cuencas sedimentarias en el oeste de Canadá con gruesas lutitas ricas en materia orgánica –Horn River, Cordova Embayment y Liard en el norte de British Columbia, la cuenca profunda Montney en el centro de Alberta y British Columbia, y el Grupo de Colorado en el centro y el sur de Alberta– representan 355 billones de pies cúbicos del total. La cuenca de Horn River tiene la mayor participación de los recursos totales. Los recursos restantes de gas de lutitas están en Quebec, Nueva Escocia y New Brunswick, en las que la exploración ha sido limitada y los recursos preliminares (EIA, 2012).

Shale gas en EEUU

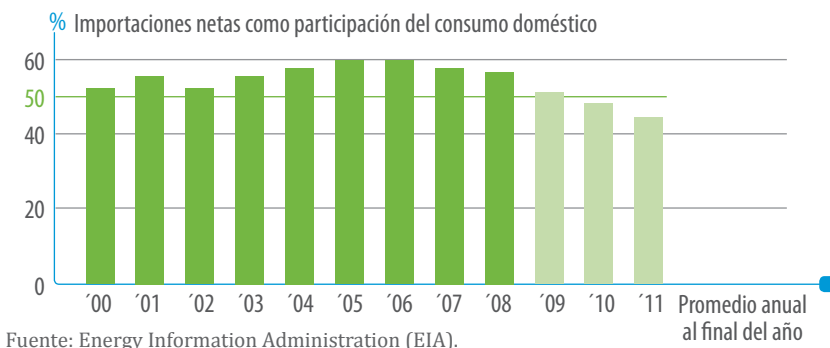
Después de haber expuesto la forma en que están interconectados EEUU y Canadá, menciono en forma muy general la importancia del *shale gas* para la economía estadounidense. No es materia de este trabajo hablar de la parte interna de la revolución energética en EEUU. Sin embargo, es importante conocer una pincelada de lo que ha impulsado tan prioritaria revolución tecnológica.

En los últimos años, el gas de lutitas es una de las tendencias de más rápida expansión en Estados Unidos. Según la EIA (EIA, 2012), durante la última década su producción ha aumentado catorce veces. De modo que ahora representa 22% de producción de gas de EEUU y 32% de los restantes recursos recuperables de gas en los Estados Unidos. En 2030, el gas de lutitas representará 14% de los suministros globales y totales de gas. Proporcionarán la base necesaria para la expansión del consumo en un escenario de business as usual. Además, las futuras políticas climáticas podrían aumentar la demanda de gas de lutitas ya que es una menor emisión de carbono «combustible puente» para reducir las emisiones de CO² (UGTEP, 2013).

En el corto plazo, se espera que el gas de lutitas aporte una porción sustancial de los suministros de gas natural. En 2009, representó 14 por ciento del total, pero la EIA ha pronosticado que representará hasta 46 por ciento del total del suministro estadounidense para 2035 (Roth, 2012). Los recursos estadounidenses se estiman en 862 trillones de pies cúbicos. Se piensa que la producción de lutitas en EEUU podría cuadruplicarse para 2040 teniendo como base los niveles del año 2010, y llegando a más de 50% de la producción total de gas natural de EEUU en la década de 2030. El desarrollo de gas de lutitas podría limitar la necesidad de los estadounidenses de importar gas natural licuado durante al menos 20 a 30 años (Roth, 2012).

Veamos a continuación cómo los niveles de importación de energéticos en EEUU se han ido reduciendo, lo que necesariamente impactará al resto de los países productores. Con los yacimientos de *shale gas* o gas de lutitas, cambiaron los niveles de dependencia que tenían del exterior para convertirse en autosuficientes hacia 2030.

● **Figura 9. Decrecimiento de la dependencia del petróleo externo de Estados Unidos**



Ante esta nueva realidad, surgen para México múltiples posibilidades de acción y transformación. Dado que todos los textos de este libro hablan sobre la situación mexicana, este trabajo en lugar de reiterar la información de dicha realidad, plantea a continuación algunos posibles escenarios sobre el futuro de América del Norte. Con la información anterior y lo que aquí se presenta, se analizarán los retos y las limitaciones que el país enfrentará ante el nuevo contexto global, la emergencia de EEUU como hegemonía energética y la necesidad de hacer transformaciones de fondo con el fin de que México pueda insertarse a una dinámica de alta competitividad que facilite el desarrollo y futuro del país en una forma integral, holística y con visión de largo plazo.

Retos para México y reflexiones finales

En términos generales, la nueva hegemonía energética obliga a sus socios de América del Norte a buscar nuevos mercados y a insertarse en la dinámica actual, en forma eficiente, con el fin de fomentar la competitividad de la región. En ese contexto, la infraestructura fronteriza de México con EEUU es totalmente distinta de la desarrollada con la canadiense. Urge invertir en la conectividad bilateral y trilateral.

La realidad nacional está muy alejada de los avances que han alcanzado Canadá y los estadounidenses. El reto para los mexicanos es enorme. Vale la pena mencionar que en las políticas regionales de América del Norte, en lo que nuestros vecinos han negociado en estos últimos años en materia energética, México no es siquiera considerado. Ser parte de América del Norte es una responsabilidad de los mexicanos que hasta ahora han optado por mantener el *statu quo*, en lugar de arriesgar para insertarse a la nueva realidad. No conviene tomar decisiones unilaterales a pesar de nuestras condiciones internas: las energéticas, económicas, sociales y políticas. Sin duda, jugar en el teatro de América del Norte es una labor difícil pero necesaria para ser parte del mundo competitivo. Además, debemos también pensar en abrir nuevos mercados y no depender en tantos niveles del estadounidense.

Ante esta realidad se perciben los siguientes escenarios:

1er Escenario: *Business as usual*

En éste, los países seguirían funcionando como hasta ahora: Estados Unidos seguirá avanzando a pasos agigantados en términos de hallar formas más eficien-

tes de producir energía, optimizando los combustibles, el consumo energético de las bombas de los automóviles, obteniendo gasolinas que proporcionen más rendimiento y desarrollando investigación para explotar sus reservas de *shale gas* para comercializarlos con el mundo y hacerse independiente de la demanda de energía.

Mientras tanto, Canadá y México permanecen en la misma situación: México sigue exportando petróleo crudo a otros países como España –porque Estados Unidos ya no lo necesita para satisfacer sus necesidades de energía– y sigue importando refinados. PEMEX sigue siendo un lastre costoso y obsoleto que continúa mermando el posible crecimiento y desarrollo del país en materia de energía. Aunque las refinerías antiguas mexicanas podrían operar de manera más eficiente usando parte del crudo ligero de los campos petrolíferos de Estados Unidos, el monopolio que tiene PEMEX ha impedido importaciones adicionales a fin de mantener su dependencia del crudo pesado producido en el país (McAllister, 2013). La producción de petróleo se mantiene plana mientras que la demanda nacional aumenta, y el tema energético en México sigue presentando sus tintes políticos. El aparato político en vigor hace propuestas, pero los opositores se niegan a la urgencia de inversión extranjera en el sector energético del país (McAllister, 2013).

México, pese a tener una gran cantidad de recursos naturales, tiene una gran dependencia de las exportaciones de crudo a los Estados Unidos. Importa productos refinados, ya que la inversión en estos rubros es muy limitada. Dado que no contamos con una infraestructura y, por lo tanto, con una oferta de petróleo refinado que satisfagan las necesidades del país, los costos perjudican la economía mexicana.

2º Escenario: Cooperación total entre las naciones de Norteamérica

El consumo mundial de energía crecerá en promedio durante el periodo 2008-2035 un 1.60%, pasando de 504 a 769 cuatrillones de Btu. Esto representa un incremento de la demanda de más de 52%, comparando el consumo de 2008 con el consumo que se estima para 2035. Al reconocer lo anterior, Estados Unidos, México y Canadá deciden cooperar para afrontar juntos este crecimiento de la demanda energética mundial.

Bajo este escenario, los tres países reconocen que han cambiado abruptamente posiciones en la última década y simultáneamente. Canadá tiene una gran in-

fraestructura tecnológica hacia los Estados Unidos, como se mostró en páginas anteriores; cuenta con una red de interconexiones que abastece a Estados Unidos y ahora lo potencializarán para que Canadá colabore con la producción de gas de lutitas para Norteamérica.

Una propuesta es que Estados Unidos firme un acuerdo para poder explotar con recursos propios la reserva territorial de Alberta, para pagar únicamente el precio de producción y no el precio de venta actual que está pagando por cada barril que importa de su vecino del norte, su principal proveedor de energía de importación. Canadá se vería beneficiado al recibir inversión extranjera con tecnología de punta que, además, estimule la generación de empleos. Por otro lado, Estados Unidos en ese acuerdo se comprometería a proveer de tecnología de punta a Canadá y con ello transmitirles *know-how* y apoyarlos en la generación de empleo.

La participación de la iniciativa privada es una pieza clave en esta iniciativa. Una vez firmado el acuerdo, el Gobierno de Estados Unidos podría ceder los derechos de explotación de las reservas petroleras del Alberta a empresas como Schlumberger, y éstas pagarle al Gobierno de Estados Unidos por cada barril obtenido, y que las compañías privadas sean las responsables de la perforación, exploración y producción de los pozos petroleros y plataformas.

Adicionalmente, el Gobierno de EEUU, dada la ubicación geográfica de Canadá, tendrá que impulsar acuerdos para favorecer el desarrollo de proyectos de oleoductos o gaseoductos. Lo anterior con el fin de poder enviar energéticos por esta vía y así ahorrar en costos de transporte marítimo.

México no debe tomar decisiones unilaterales en materia energética. En este caso, México debería construir una cooperación con Estados Unidos y Canadá para renovar el aparato energético del país. PEMEX es una carga pesada y costosa y con tecnología obsoleta.

El territorio mexicano tiene a favor su ubicación territorial y la conexión hacia Latinoamérica, hacia donde seguramente será necesario exportar energía para satisfacer sus demandas locales. El teatro latinoamericano es una región que necesariamente debería interesar a América del Norte, en primer lugar, por razones

geográficas, pero también porque no todos los países son productores, y todos requerirán consumir los hidrocarburos no convencionales a los que todavía no tienen acceso.

En otro sentido, los tres países deberán crear sinergias para crear una economía energéticamente sustentable para América del Norte. Esto debería ser de vital interés para los tres. Si se logra un suministro confiable y a precios razonables de energía, se podrá pensar en niveles superiores de competitividad y de seguridad para los tres: México, Estados Unidos y Canadá. Asimismo deberían crearse políticas que favorezcan el abasto y uso sustentable de la energía en la región norteamericana.

El acuerdo debería plantear temas de regulación, eficiencia energética, gas natural incluyendo gas natural licuado (GNL), ciencia y tecnología, confiabilidad de las redes de transmisión eléctrica, producción de arenas bituminosas, energía nuclear, hidrocarburos e información, estadísticas y proyecciones energéticas. También debería considerar producción, transporte, transmisión, distribución, consumo, intercambio comercial, interconexiones y GNL, así como proyecciones a futuro.

Finalmente, en el caso de Norteamérica, es importante que México, Canadá y Estados Unidos trabajen de forma conjunta a fin de crear sinergias que les permitan potencializar sus fortalezas conjuntamente a partir de las realidades individuales. Los descubrimientos de energéticos no convencionales tienen implicaciones estratégicas en la geopolítica y en la industria energética.

Puede representar tiempos largos el darse cuenta de los impactos del incremento de la producción y del uso del *shale gas* en mercados del gas natural. Hay un gran número de incertidumbres que pueden tener consecuencias en el futuro de los energéticos. Lo más importante para el futuro no sólo de México, Norteamérica y el mundo, será la capacidad de cooperación entre las naciones para balancear las necesidades energéticas de la región, distribuyendo la energía de una manera eficiente, justa y al alcance de todos en términos de infraestructura y costos. Es el momento de actuar. ■

Referencias bibliográficas

- Alberta Energy (2013), Gobierno de Alberta. Recuperado el 13 de abril de 2013 de: <http://www.energy.alberta.ca/oilsands/791.asp>
- BP p.l.c., BP Energy Outlook 2030, London, United Kingdom, January 2013.
- Canadian Energy Pipeline Association (2013), Sitio web. Recuperado el 1 de mayo de: <http://www.cepa.com>
- Canada, Oil and gas info (2013), *Crude Oil Reserves Production*. Recuperado el 1 de mayo de 2013 de: <http://www.oilandgasinfo.ca/our-oil-and-gas-industry/how-much-oil-and-gas-are-we-talking-about/crude-oil-reserves-and-production>
- CNNExpansión (2011), Gas de esquisto, el ‘tesoro’ de México. Recuperado el 6 de mayo de 2013 de: <http://www.cnnexpansion.com/negocios/2011/11/18/gas-de-esquisto-quien-lo-debe-explotar>
- Clinton, H. (2011), *America's Pacific Century. Foreign Policy*, (189), 56-63.
- Colegio de Ingenieros Civiles Mexicanos. (2013), Recuperado el 9 de mayo de 2013: http://www.cicm.org.mx/noticias.php?id_noticia=6021
- Energy Information Administration (2013) Canada Analysis Brief Overview. Recuperado el 12 de abril de 2013 de: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=ca>
- EIA 2013 Early Release Overview”, US Energy Information Administration, disponible en la web: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/> Fecha de acceso 1 de mayo 2013
- Enbridge (2013), *About us*. Recuperado el 1 de mayo de 2013 de: <http://www.enbridge.com/AboutEnbridge.aspx>
- Activos de Enbridge (2013), Enbridge Sitio Web Corporativo. Recuperado el 1 de mayo de 2013 de: <http://www.enbridge.com/MediaCentre/Interactive-Map.aspx>
- ExxonMobil, *The Outlook for Energy: A view to 2040*. Irving, Texas: US. January 2013.
- Government of Canada (2013), Canada-US energy relation. Recuperado el 1 de mayo de 2013 de: http://www.canadainternational.gc.ca/san_diego/bilateral_relations_bilaterales/energy-energie.aspx?lang=eng
- International Energy Agency (IEA). (2012). *World Energy Outlook 2012*, Recuperado el 11 de abril del 2013, de: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Spanish.pdf>
- Kinder Morgan Canada (2013), *Trans Mountain Pipeline System*. Recuperado el 1 de mayo de 2013 de: <http://www.kindermorgan.com/business/canada/transmountain.cfm>

- Klare, Michael, La estrategia energética Bush-Cheney: Procurarse el petróleo el mundo, documento recuperado el 15 de junio del 2013 en: http://www.ecoportal.net/Temas_Especiales/Globalizacion/La_Estrategia_Energetica_Bush-Cheney_Procurarse_el_Petroleo_del_Mundo
- Levi, M. (2012), El auge energético estadounidense. *Foreign Policy* edición mexicana, 1(6), 58-62
- PEMEX. (2012). Anuario Estadístico 2012. Recuperado from <http://www.pemex.com>
- Pfeiffer, D. (2012) *FACT CHECK: All-of-the-Above Approach to American Energy*. The White House Blog. Recuperado el 12 de abril de 2013 de: <http://www.whitehouse.gov/blog/2012/02/29/fact-check-all-above-approach-american-energy>
- PwC (2012), *Project Blue Capitalising on the rise and interconnectivity of the emerging markets*. Recuperado el 1 de mayo de 2013 de: http://www.pwc.com/en_GX/gx/financial-services/projectblue/assets/project-blue-capitalising-on-the-rise-and-interconnectivity-of-the-emerging-markets-saaame.pdf
- Roth, J. *The Shale gas Revolution* (2012), Recuperado de: http://www.phillipsmurrah.com/Websites/phillipsmcfall/images/Documents/The_Shale_Gas_Revolution_by_Jim_Roth.pdf
- Secretaría de Energía. SE (2012), *Prospectiva de petróleo crudo 2012-2016*. Recuperado Mayo 8, 2013, from http://www.aiest.unam.mx/biblio/PPCI_2012_2026.pdf
- TransCanada (2013), *Key Projects*. Recuperado el de mayo de 2013 de: <http://www.transcanada.com/key-projects.html>
- Unconventional Gas Technical Engagement Program (UGTEP), (2013) U.S. Department of State. Recuperado el 6 de mayo de 2013 de: <http://www.state.gov/s/ciea/ugtep/index.htm>
- Valentine, K. (2012) *Hillary Clinton. On Energy And Foreign Policy: We Need To 'Address The Very Real Threat Of Climate Change'* (2012) Climate Progress. Recuperado el 7 de mayo de 2013 de: <http://thinkprogress.org/climate/2012/10/19/1047081/hillary-clinton-on-energy-and-foreign-policy-we-need-to-address-the-very-real-threat-of-climate-change/?mobile=nc>

La revolución energética en América del Norte

Ernesto Marcos*

LA ERA del petróleo no se ha terminado. Las reservas probadas de hidrocarburos se han multiplicado casi 2.5 veces de 1980 a la fecha. El nivel actual de reservas de petróleo en el mundo alcanzaría para 55 años y el de gas natural para 71, si se mantiene el ritmo de producción de 2011. Todo parece indicar que los hidrocarburos seguirán siendo parte importante de la matriz energética durante un largo periodo. De acuerdo con el *World Energy Outlook 2012* de la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), la demanda global de energía crecerá 40% para 2030, mayoritariamente proveniente de países en desarrollo, y cerca de 55% de la cual se abastecerá de hidrocarburos y poco menos de 28% a partir de carbón.

La era del petróleo no se ha terminado, pero sí la era de los grandes yacimientos y explotación a bajo costo. La nueva producción petrolera y de hidrocarburos vendrá de yacimientos no convencionales, lo que implica mayores riesgos y mayores costos. Gracias a importantes cambios tecnológicos, la explotación de estos complejos recursos no sólo se ha vuelto posible, sino económicamente rentable. Entre los principales hidrocarburos no convencionales se encuentran las arenas bituminosas, el petróleo y gas de lutitas y los recursos provenientes de aguas profundas.

* Ernesto Marcos es socio fundador de Marcos y Asociados, Infraestructura y Energía.

Aunque países como Noruega, Colombia y China ya han reformado sus políticas energéticas para aprovechar mejor estos recursos, la atención del mundo sobre estos procesos está centrada en América del Norte. Durante los últimos cuatro años, Estados Unidos y Canadá han encabezado el crecimiento de la producción mundial de crudo y gas natural. A principios de 2013, Estados Unidos pasó a producir más de 7 millones de barriles de petróleo crudo por día, lo que le permitió reducir sus importaciones 40%. Las proyecciones más recientes de la EIA indican que esta tendencia se mantendrá en el futuro cercano: Estados Unidos va a superar a Arabia Saudita como el mayor productor de crudo del mundo en 2018 y puede llegar a la autosuficiencia en 2030. Asimismo, podría incrementar su producción de gas natural por encima del nivel de Rusia, que es hoy el mayor productor del mundo, en menos de 2 años. Con toda seguridad, será exportador neto de gas licuado antes del final de esta década, como ya lo es de petrolíferos y de gas LP. El crecimiento de la producción petrolera en Canadá no se queda atrás. Las arenas bituminosas pueden contribuir con aumentos de alrededor de 200 mil barriles diarios cada año, durante los próximos 10 o tal vez 20 años y, dado que a corto plazo los productores se enfrentan a cuellos de botella de infraestructura, las perspectivas de 3.7 millones de barriles diarios provenientes de arenas bituminosas para 2020 podrían quedarse cortas.

De acuerdo con *Energy 2020: Independence Day* de Citi GPS, en los próximos 5 años, la creciente producción de EEUU y Canadá tendrá muchos e importantes impactos en los mercados de petróleo y gas mundial. En la primera fase –y a medida que se construyen tuberías y líneas de ferrocarril, y el transporte marítimo permita al petróleo de lutas de Estados Unidos llegar a los mercados de crudo ligero de la costa del Golfo, de la costa oeste y del este de Canadá– las importaciones de crudo ligero hacia Estados Unidos irán disminuyendo significativamente. El este de Canadá será alcanzado por las exportaciones de la Costa del Golfo, para las que el Departamento de Comercio de Estados Unidos ya emitió licencias dentro del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). Esto significa que el crudo del este de África será cada vez menos necesario y que la oferta canadiense será empujada hacia Europa. Asimismo, habrá una menor dependencia de importaciones petroleras del Golfo Pérsico, lo que tendrá repercusiones geopolíticas fundamentales para esa región de Medio Oriente.

En la segunda fase, el crudo sintético mejorado del oeste de Canadá (WCS, Western Canadian Select, por sus siglas en inglés) y las mezclas de bituminosas con WCS, crecerán de manera robusta y llegarán a la Costa del Golfo de Estados Unidos a medida que aumente la capacidad de los ductos entre 2014 y 2015. Los cru-

dos pesados de Canadá competirán con los provenientes de Venezuela, México y el Medio Oriente.

En la tercera y última fase, una vez que dos importantes oleoductos sean aprobados y construidos, los crudos canadienses empezarán a ser exportados hacia los mercados de la Cuenca del Pacífico. Esto le permitirá a Canadá disfrutar de mayores precios (*netbacks de exportación*) que los que disfruta ahora que exporta a través de la Costa del Golfo de Estados Unidos. El crudo sintético canadiense podría encontrarse compitiendo con el crudo ruso ESPO para el papel de referencia en la Cuenca del Pacífico, con lo que los precios de los crudos de Medio Oriente se mantendrán deprimidos en el mercado de mayor crecimiento para el petróleo en el mundo. Así, algunos de los países productores podrían ver su dominio tambalearse, y aquellos que sufren de la enfermedad holandesa, podrían ver a sus líderes caer a medida que los ingresos disminuyan y las presiones por reformas políticas y económicas aumenten.¹

El presente capítulo tiene como objeto estudiar lo que ha sido llamado “la revolución energética en América del Norte” y sus implicaciones para México. Empieza dando un vistazo a los principales hidrocarburos no convencionales en la región y los cambios tecnológicos e institucionales que hicieron posible su explotación. Después se analiza la evolución de la infraestructura energética que le ha permitido a América del Norte convertirse en la región económicamente más competitiva del mundo. El capítulo termina con las implicaciones de esta revolución para el sector energético mexicano y su economía en general, así como con algunas anotaciones para tomar en cuenta en la discusión de la futura reforma energética.

Hidrocarburos no convencionales: qué son y cómo se obtienen

Antes, los hidrocarburos se encontraban en grandes yacimientos que, por sus características geológicas, eran de bajo riesgo y bajos costos de producción. Si bien es cierto que la era del petróleo no ha llegado a su fin, también es cierto que estamos atravesando por una transición del petróleo fácil a hidrocarburos más complejos. Los hidrocarburos no convencionales son recursos de petróleo y gas que se encuentran atrapados en rocas poco permeables o que son muy viscosos, condiciones que dificultan la movilidad del fluido en cuestión. Aunque no son los

1. Citi GPS: Global Perspectives & Solutions, Energy 2020: Independence Day. Global Ripple Effects of the North American Energy Revolution, publicado en febrero de 2013 y disponible en: <https://ir.citi.com/dY2GZTnBVKoXNrT1sVyHcQCSQNAUUsI%2F8pXCARKTtvUOa8zDR2EckBRtxCGyJoDVW58uAgJ35%2BU%3D> (última consulta: junio de 2013).

únicos, los hidrocarburos provenientes de fuentes no convencionales que han causado revuelo en América del Norte son las arenas bituminosas del oeste de Canadá, las lutitas (o esquisto) y las aguas profundas en la costa norteamericana del Golfo de México.

Hidrocarburos no convencionales en América del Norte

Arenas bituminosas

Las arenas bituminosas son depósitos de arena mezclada con alquitrán, a partir de las que puede obtenerse un betún viscoso, parecido al chapopote, con grandes similitudes al petróleo. Por su forma, no es necesario perforar pozos para obtenerlo, sino excavarlo como si fuera un mineral. Estas arenas se encuentran en alrededor de 70 países, aunque los principales yacimientos están en Venezuela y, mayoritariamente, en Canadá.

Desde 1990, este betún se ha ido convirtiendo en una fuente importante de energía en Canadá, en gran parte como resultado de tres factores:

1. Tecnologías *in situ*, tales como el Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor (SAGD) y la Estimulación Cíclica de Vapor (CSS), que ahora pueden ser utilizadas a escala comercial en operaciones de campo;
2. En Alberta, la producción de arenas bituminosas ha superado la producción de crudo convencional; y
3. El bitumen canadiense es considerado como parte integral de las reservas de petróleo mundiales.

En Canadá, las arenas bituminosas se encuentran en los depósitos fluvioestuarinos del Cretácico, al noreste de Alberta, con una superficie mayor a 140 mil km² y en carbonatos devónicos (particularmente dentro de la Formación Grosmont), aunque éstos no han sido producidos comercialmente. En 2003, el Alberta Geological Survey estimó las reservas de arenas bituminosas de Alberta en 174 mil 500 millones de barriles, equivalentes a las reservas de petróleo de Arabia Saudita.

Hoy día, alrededor de 20% de estas arenas se recupera a través de minería a cielo abierto con camiones de hasta 380 toneladas de carga. Las arenas se transportan a plantas de procesamiento, donde se separa el betún de la arena con agua caliente o tibia, para después diluirlo con hidrocarburos más ligeros y mejorarlo a SCO, que es una mezcla de pentanos con hidrocarburos pesados. El principal reto

de recuperar el betún de estas arenas es la profundidad en la que se encuentran, pues su alta viscosidad dificulta el flujo hacia el pozo. Por ello, 80% restante de las arenas tiene que recuperarse a través de los métodos *in situ* mencionados antes: CSS y SAGD.²

El CSS consiste en inyectar vapor a alta presión en el depósito durante varias semanas; una vez lleno, se deja “remojando” hasta que el agua y el calor ablandan el betún y éste se separa de la arena. La presión crea grietas y aberturas a través de las que el betún puede fluir de nuevo. En la fase siguiente, éste se bombea a la superficie a través del mismo pozo por el que se inyectó el vapor.³ Por otra parte, el SAGD se aplica en múltiples pares de pozos que se perforan de manera horizontal, paralela y alineada verticalmente entre sí. El proceso comienza haciendo circular vapor en el pozo de inyección y en el pozo de producción, para calentar el betún y hacer que fluya hacia el pozo de producción.

Actualmente, la producción canadiense de este tipo de hidrocarburos es de 2 millones de barriles diarios y se espera que para 2020 aumente hasta 3.6 mmbd. Esto quiere decir que, para finales del próximo año, Canadá podría convertirse en el mayor proveedor de petróleo crudo pesado de las refinerías norteamericanas de la costa del Golfo, si es que se terminan de construir los oleoductos necesarios. El crudo canadiense WCS, que cumple especificaciones muy similares a las del crudo Maya, se cotizó durante los últimos dos años a un precio promedio 25% más barato que el Maya de PEMEX. Si este escenario se confirma, las exportaciones mexicanas se verán desplazadas de dichas refinerías.

Aguas profundas⁴

Como respuesta a las crisis y embargos petroleros de los años 70, algunos países y empresas comenzaron a invertir en tecnologías para alcanzar los hidrocarburos disponibles en aguas profundas –tirantes de agua mayores de 500 metros– y ahora éstos se han vuelto vitales para satisfacer la creciente demanda mundial

2. Alberta Geological Survey, Alberta Oil Sands. Disponible en: <http://www.ags.gov.ab.ca/energy/oilsands/> (consulta: julio de 2013).

3. C.V. Deutsch y J.A. McLennan, Guide to SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) Reservoir Characterization Using Geostatistics, Center for Computational Geostatistics, University of Alberta, p. 2. Disponible en: <http://www.uofaweb.ualberta.ca/ccg/pdfs/vol3-introsagd.pdf> (consulta: julio de 2013).

4. Los recursos de aguas profundas no se consideran no convencionales; sin embargo, por el tipo de tecnología y las inversiones que requieren, es útil describir los avances que se han dado al respecto.

de energía. En años más recientes, las empresas petroleras que operan en áreas estadounidenses del Golfo de México han alcanzado profundidades mayores a los 1,500 metros, denominadas de aguas ultraprofundas. La complejidad de estos proyectos y los desafíos particulares de cada uno hacen de la tecnología un factor fundamental para poder explotar estos recursos.

Los desafíos de la exploración y producción en aguas profundas giran en torno a las especificaciones técnicas de los equipos necesarios para desarrollar los campos, el acceso y la instalación de los mismos en el fondo marino y la operación de todas estas instalaciones a esa distancia entre el fondo del mar y la superficie. El prolongado tirante de agua ejerce gran presión sobre el equipo, por lo que éste tiene que ser mucho más fuerte y resistente de lo normal, lo que a su vez hace que su diseño sea más complejo por las especificaciones de resistencia a la fatiga y la forma en la que debe interactuar, tanto con las instalaciones de la superficie como con las del fondo marino. Además, las condiciones meteorológicas, la fuerza de las olas y las corrientes marinas, así como las temperaturas al fondo del mar se suman al reto de diseñar instalaciones funcionales y seguras⁵. Aunque son pocos, ahora ya hay países y compañías que lograron desarrollar robots, sistemas de monitoreo y plataformas semi-sumergibles para llegar al lecho marino después de más de 2 kilómetros de tirante de agua.

De acuerdo con datos publicados por el IMCO (Instituto Mexicano de la Competitividad, A.C.), la perforación de un solo pozo exploratorio en aguas profundas cuesta entre 200 y 250 millones de dólares; si se encuentra petróleo, la infraestructura necesaria, la perforación de pozos de desarrollo, la construcción y mantenimiento de las instalaciones submarinas puede elevarse hasta 15 mil millones de dólares para cada proyecto. Además de los costos financieros, los riesgos de producción son muy altos por la distancia entre la plataforma del pozo y la superficie. Es por esto que todas las empresas petroleras del mundo, paraestatales, públicas y privadas, salvo PEMEX, se alían con otras empresas para aprovechar sus ventajas competitivas y diversificar los riesgos financieros, geológicos y operativos implícitos en yacimientos de aguas profundas. No permitir que PEMEX se asocie con otras petroleras que han desarrollado tecnologías, procesos y prácticas operativas críticas para la explotación de estos recursos nos condena como nación a asumir riesgos altísimos: de recursos financieros que son de todos los mexicanos, geológicos, operativos, de seguridad y de contaminación. Algunos

5. Shell, Deepwater, p. 6 y 7. Publicado en mayo de 2012 y disponible en: <http://s01.static-shell.com/content/dam/shell/static/future-energy/downloads/deepwater-meeting-demand/deepwater-meetingdemand.pdf>

de estos riesgos catastróficos ni siquiera se pueden asegurar en los mercados financieros internacionales.⁶

Gas y petróleo de lutitas

La Agencia Internacional de Energía estima que hay cerca de 28,000 billones de pies cúbicos (TCF) restantes de gas natural en todo el mundo, cantidad suficiente para satisfacer los niveles actuales de demanda mundial por más de 200 años. Aproximadamente 40 por ciento de estas reservas provienen de gas no convencional, dos tercios de las cuales se encuentran en América del Norte, incluyendo a México.

Las lutitas son formaciones de rocas productoras de hidrocarburos que quedan “atrapados” y no pueden fluir con facilidad. Para liberar tanto el gas como el petróleo dentro de estas rocas se utiliza la perforación horizontal y el “fraccionamiento hidráulico”. Por una parte, la perforación horizontal proporciona mayor acceso a los depósitos para mejorar y maximizar la productividad y la recuperación de recursos; mientras que a través del fraccionamiento hidráulico se inyecta una solución –compuesta principalmente por agua y arena mezclada con una pequeña cantidad de productos químicos– en la roca para abrir grietas muy finas y permitir que el gas natural y el petróleo atrapado en el esquisto o lutita puedan migrar hacia el pozo.

Los resultados de esta revolución tecnológica están cambiando el paisaje de suministro de energía en América del Norte, particularmente en Estados Unidos. Por ejemplo, hace seis años, la producción en la región de Bakken, en Dakota del Norte, registró 6 mil barriles por día, pero gracias a la combinación de estas tecnologías, en julio de 2012 la producción fue mayor a los 600 mil barriles de petróleo diarios. Según la EIA de EEUU, las reservas totales de estos campos en Dakota del Norte equivalen ahora a las de Arabia Saudita. El uso de estas tecnologías ha permitido que, por primera vez desde 1980, la producción de crudo en Estados Unidos haya revertido su tendencia a la baja y esté ahora en franca recuperación.⁷

6. Según el reporte Deepwater de Shell, disponible en: <http://s01.static-shell.com/content/dam/shell/static/future-energy/downloads/deepwater-meeting-demand/deepwater-meetingdemand.pdf> “Developing optimum technology solutions also requires us to look outwards. The ability to capitalise on the skills and abilities of other industry players and specialists oilfield services companies is vital to success.”

7. Exxon Mobil, The Outlook for Energy: A View to 2040, p. 40-42. Publicado en 2013 y disponible en: http://exxonmobil.com/Corporate/Files/news_pub_eo2013.pdf (consulta: julio de 2013).

Los pozos de lutitas son considerablemente menos productivos que los de yacimientos convencionales y tienen aceleradas tasas de declinación. Como consecuencia, aunque para cada pozo se requieren inversiones de entre 10 y 20 millones de dólares, en el agregado se requieren inversiones millonarias en miles de pozos para conseguir niveles razonables de rentabilidad.

De acuerdo con las estimaciones de la EIA, México ocupa el cuarto lugar a nivel internacional con 10% de recursos técnicamente recuperables. En 2011, PEMEX estimó un potencial de gas natural de entre 150 y 459 TCF, equivalentes a alrededor de 60 mil millones de barriles de petróleo equivalente (MMMbpe). El desarrollo de estos recursos representa una oportunidad única para incrementar la producción de hidrocarburos y detonar inversiones, empleos, recaudación y desarrollo económico en nuestro país. Sin embargo, el desarrollo de un pozo de lutitas nos cuesta tres veces más en México que en Estados Unidos y, mientras no se genere una regulación *ad hoc* para este tipo de recursos (con menores tasas impositivas que fomenten la inversión y el desarrollo tecnológico, por ejemplo), y siga impidiendo la entrada de empresas privadas en exploración y producción, difícilmente podremos aprovechar esta enorme oportunidad.

Incentivos institucionales

Como respuesta al embargo de petróleo de 1973 y la subsiguiente crisis energética, el Gobierno de Estados Unidos adoptó una serie de políticas, incluyendo la consolidación y expansión de programas de investigación y desarrollo tecnológico (R&D) relacionados con energía, que condujeron a la creación del Departamento de Energía para coordinar todos estos programas. Otras políticas específicas incluyeron incentivos de precios, créditos fiscales, programas de R&D para gas natural no convencional y políticas de apoyo a la reestructuración industrial. La crisis del petróleo de 1979 condujo a la aprobación de la Ley Windfall de Impuesto a las Ganancias del Petróleo en 1980. Esta ley otorgaba créditos fiscales para la producción de combustibles no convencionales a través del Artículo 29 del Código de Rentas Internas, aplicado a gas no convencional de esquisto, carbón y lo que se denominaba *tight gas*.

Por otro lado, el *Eastern Gas Shales Program* del Departamento de Energía ayudó a abrir esta nueva e importante fuente de gas natural, pues revitalizó la perforación del gas shale y el desarrollo de la cuenca de los Apalaches. Además, impulsó el desarrollo de otros yacimientos y tomó la delantera en la demostración tanto de maneras más eficientes de producir el gas de lutitas, como de nuevas y mejores tecnologías de recuperación.

Aunque estas políticas fiscales y apoyos financieros a la investigación fueron factores fundamentales, no fueron los únicos que ayudaron al desarrollo del gas shale en Estados Unidos. Entre esos otros factores se encuentran:

- Altos precios del gas natural a principios de la década de los 2000;
- Derechos sobre la tierra y recursos naturales: el desarrollo de gas de esquisto en Estados Unidos se ha llevado a cabo principalmente en terrenos de propiedad privada que incluyen los derechos de propiedad “minera” del subsuelo, lo que permite a las empresas participantes negociar el pago de “regalías” con los dueños del terreno, además de capitalizar las inversiones iniciales en la tecnología desarrollada para esa explotación;
- Estructura de mercado: la explotación de petróleo y gas es una de las industrias más intensivas en capital y las pequeñas empresas no tienen capacidad financiera ni técnica para hacer las inversiones necesarias. A las empresas grandes, en cambio, aunque tienen capacidad financiera y técnica para hacerlo, el shale les resulta menos atractivo que el petróleo y gas convencionales. Por esta razón, el desarrollo del petróleo y gas de lutitas es producto de la participación de miles de empresas pequeñas, innovadoras, muy ágiles y flexibles;
- Infraestructura: antes de que el gas de lutitas se convirtiera en una fuente importante de suministro de gas natural, ya existía una extensa red de gasoductos a lo largo del territorio de Estados Unidos y Canadá; la política de acceso abierto fue fundamental para el aprovechamiento de esta extensa red.⁸

Interconexión energética

La disponibilidad, confiabilidad y precio de los hidrocarburos están estrechamente vinculados a la infraestructura de producción, transporte y entrega de los mismos. Por ejemplo, el petróleo debe ser transportado económicamente para que su acceso al mercado mundial sea rentable.

El mar ofrece la mejor vía de acceso a los mercados mundiales para los productores de petróleo, en gran parte porque el transporte marítimo es muy económico. Para llegar al mar a través de una ruta terrestre, la manera más eficiente de transportar grandes volúmenes de petróleo es por oleoductos.⁹

8. Zhongmin Wang y Alan Krupnick, US Shale Gas Development. What Let do the Boom?, Resources for the Future, mayo de 2013. Disponible en: <http://www.rff.org/RFF/Documents/RFF-IB-13-04.pdf>

9. Mathieu Frigon y Francis Perreault, The Economics of the North American Pipeline Project: The Race to the Sea (Background Paper), Library of Parliament, Publication No. 2012-27-E, abril de 2012. Disponible en: <http://www.parl.gc.ca/Content/LOP/ResearchPublications/2012-27-e.pdf> (consulta: julio de 2013).

Cuando la infraestructura de transporte y las condiciones del mercado no están sincronizadas pueden darse diferencias significativas entre el precio vigente al lado del yacimiento (*landlocked price*) y el precio base de agua (*waterborne price*). Si no existen los medios de transporte competitivo hasta las costas, la incursión al mercado global pierde sentido. En general, la magnitud y ágil expansión de la red de oleo y gasoductos en América del Norte facilita la sincronización de precios y esto ha sido fundamental para impulsar la “nueva era del petróleo” en la región.

La magnitud y la velocidad con la que se ha dado la revolución energética en EEUU han dificultado el ajuste a las nuevas condiciones del mercado, particularmente en el caso de la infraestructura. La construcción o expansión de un proyecto de gasoductos toma, en promedio, tres años desde que se anuncia hasta que se pone en servicio, y estos tiempos pueden prolongarse por cuestiones medioambientales o de opinión pública. Como medidas de emergencia, se han construido y operan nuevas terminales ferroviarias para llevar el crudo hasta los mercados regionales que hasta ahora se abastecían con importaciones de otros países, incluyendo el este de Canadá.

No obstante, la red de ductos en Estados Unidos y Canadá es amplia y continúa expandiéndose: se espera que para finales de 2013 esté en operación el ducto Keystone XL de Cushing, Oklahoma, hasta el Golfo de México. Éste es el ducto crítico para llevar el crudo pesado canadiense WCS hasta las refinerías del Golfo que consumen el crudo Maya de México. Asimismo, se han construido varios sistemas de ductos para evacuar el crudo de Bakken y continúan ampliándose oleoductos y terminales de transporte terrestre y ferroviarias para transportar crudo hacia el este de Estados Unidos.

Aunque no es el único, el Keystone Pipeline XL es probablemente el más famoso de los proyectos de expansión en América del Norte. De aprobarse este ducto, con capacidad de transporte de 830 mil barriles diarios, podría entrar en operación a comienzos de 2015, lo que significaría una ampliación de capacidad de transporte de crudo ligero de Bakken a Cushing, así como el transporte de cerca de 500 mil barriles diarios de crudo pesado canadiense hasta la costa del Golfo.

La red de ductos de gas natural de Estados Unidos es una red de transmisión y distribución altamente integrada que se ha financiado básicamente a través del mercado de capitales, gracias a un instrumento similar a las FIBRAS mexicanas, pero en el que los ingresos que generan los Master Limited Partnerships (MLPs) están exentos del impuesto sobre la renta. Según la EIA, la red de ductos de gas natural comprende:

- Más de 210 sistemas de ductos de gas natural; 305 mil millas de tuberías de transporte inter e intraestatales;
- Más de 1,400 estaciones de compresión que mantienen la presión en la red y aseguran el flujo continuo de suministros;
- Más de 11 mil puntos de entrega, 5 mil puntos de recibo y 1,400 puntos de interconexión y transferencia;
- 24 hubs o mercados que proporcionan interconexiones adicionales;
- 400 instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural;
- 49 puntos de importación y exportación de gas natural por tuberías; así como
- 8 instalaciones de importación de GNL y 100 instalaciones para horas pico.¹⁰

Conviene recordar aquí que desde 1995, a través de una reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, en México se liberó el acceso de capital privado para la construcción y operación de gasoductos. En ese momento la red nacional de gasoductos tenía una extensión total de 9 mil 753 kilómetros. Durante los últimos 18 años, el consumo nacional de gas natural y, por lo mismo, el volumen transportado, se incrementó 130%, pero el sistema de gasoductos lo hizo sólo en 18% (de 1,789 a 11 mil 542 km).

Todo esto explica las frecuentes alertas críticas. ¿Qué sucedió?

1. Se mantuvo el monopolio del lado de la oferta: sólo PEMEX puede producir y abastecer el mercado con producto nacional o importado;
2. La demanda de gas natural se concentra más de 80% en los dos monopolios estatales de la energía: PEMEX y CFE;
3. A PEMEX no se le autorizaron inversiones nuevas para expandir la red de gasoductos, con el argumento de que la inversión privada debería ser suficiente para cubrir las necesidades de transporte de gas natural; y
4. La inversión de los sectores privado y social se limitó a construir pequeños tramos de ductos para satisfacer sus propias necesidades específicas. La única manera de justificar una inversión incremental en gasoductos es cuando PEMEX o CFE contratan la capacidad de transporte adicional y asumen el riesgo de esa inversión integralmente.

10. Energy Information Administration, About US Natural Gas Pipelines, disponible en: http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/index.html (consulta: julio de 2013).

La lección más importante que debemos derivar de esta experiencia es que una reforma parcial y limitada, que mantenga el monopolio y, con mayor razón, el monopsonio de la energía, no permite que la inversión –privada o pública– fluya.

Implicaciones para México

Contrariamente a lo que mucha gente cree, el petróleo no se está terminando. Los problemas reales que afectan la producción futura de petróleo están por encima de la superficie y se refieren a decisiones políticas. México debe “ponerse las pilas” y montarse en lo que ha sido llamado “la revolución más importante del sector petrolero en décadas” (*the most important revolution in the oil sector in decades*) por el Belfer Center de la Escuela Kennedy de Harvard.

Lo primero que hay que hacer es reconocer que esta revolución no puede ser fácilmente replicada, ni en México ni en otras partes del mundo, tanto por las características geológicas de los yacimientos estadounidenses, como por algunas características de la industria del petróleo en aquel país: la propiedad privada de los derechos mineros, la presencia de miles de empresas independientes, la disponibilidad de plataformas y otros equipos de exploración y producción, la amplia red de infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento de hidrocarburos, así como un activo mercado financiero dispuesto a suministrar el capital que requieren nuevas empresas para innovar. Con la excepción de Canadá, estas características son ajenas a otras regiones, por lo que Norteamérica representa una especie de campo de experimentación e innovación en materia de hidrocarburos no convencionales.

El tema de los ductos es tan sólo uno de los aspectos que revelan la complejidad del cambio que está en marcha y de sus implicaciones para México, en donde la falta de capacidad instalada y de mantenimiento regular y adecuado se han traducido en constantes alertas críticas, con enormes consecuencias para su economía y seguridad. El impacto de esta situación en los precios del gas y en las tarifas eléctricas ha sido extraordinario y es, sin duda, una de las causas por las que podríamos ver desvanecer el *Mexican Moment*.

En el campo de las aguas profundas, PEMEX Exploración y Producción se propuso evaluar nuestro potencial petrolero enfocándose en tres proyectos: Perdido, Golfo de México Sur y Golfo de México B, cubriendo un área superior a los 122 mil km². Los resultados parecen prometedores: Trion-1 confirmó la existencia de hidrocarburos líquidos en areniscas con estimaciones preliminares de reservas

3P de entre 250 y 500 MMbpc; por su parte, el pozo Supremus, a más de 2 mil metros bajo el nivel del mar, confirma la tendencia de acumulaciones descubiertas en áreas colindantes con Estados Unidos, por lo que habrá que definir si son estructuras transfronterizas pues, de serlo, se requerirá de un sistema de explotación conjunta.¹¹

El éxito que ha obtenido PEMEX en la exploración de hidrocarburos en aguas profundas es muy buena noticia, siempre y cuando pueda concertar alianzas y acuerdos de producción compartida con otras empresas petroleras para desarrollar los campos ya descubiertos. El riesgo exploratorio en esta etapa inicial ha sido asumido por PEMEX, de tal manera que no tendrá que compartir la remuneración a su capital invertido en la exploración de esas áreas, pero si la obligamos a desarrollar esos yacimientos sin apoyo de terceros y asumiendo todos los riesgos, los efectos se darán en un plazo muy largo y podrían resultar catastróficos.

Los contratos incentivados que se han aplicado a partir de la reforma energética de 2008 no ofrecen incentivos suficientes para atraer a empresas operadoras que puedan asumir los riesgos y cuenten con la tecnología necesaria para desarrollar proyectos petroleros en aguas profundas. Como ha explicado nuestro socio Luis Miguel Labardini:

Los incentivos contemplados por los nuevos contratos tendrán que tomar en consideración que cada operador tiene un costo de ...oportunidad respecto al capital invertido, y ese costo de oportunidad tendrá que compensarse de una u otra manera, aunque la Constitución no permite al Gobierno mexicano ni a PEMEX vincular sus compensaciones al valor o volumen de la producción, o al descubrimiento de petróleo.¹²

Por otra parte, los retos que impone la explotación del gas de lutitas no se agotan en cuestiones técnicas, tecnológicas ni financieras. Una de las principales preocupaciones relacionada con la explotación de estos recursos debe ser los efectos que ésta pueda tener sobre el medio ambiente. No ha pasado mucho tiempo desde que comenzaron a desarrollarse estos yacimientos, por lo que todavía no hay evidencia suficiente para confirmar o rechazar las “acusaciones” de contami-

11. Luis Vielma Lobo, “PEMEX: el Golfo de México, aguas profundas y los pozos “griegos”, en Global Energy, Octubre de 2012, p. 3. Disponible en: http://www.cbmx.com.mx/articulos/articulo_GE_nov12.pdf (consulta: julio 2013).

12. Luis Miguel Labardini, Oil and Gas Investor y Global Business Reports, México. El gigante cambia de rumbo, p. 13. Disponible en: <http://www.gbreports.com/admin/reports/OGI-mexico-spanish.pdf>

nación del agua y el suelo, infiltraciones de gas a los mantos acuíferos, el uso de sustancias químicas o la generación de pequeños sismos. Resulta indispensable fortalecer las capacidades regulatorias del Estado, quizá incluso con la creación de una nueva agencia para temas de seguridad industrial y control de impacto ambiental, con facultades eficaces sobre PEMEX y los nuevos operadores que se incorporen en el futuro, para asegurar que las nuevas técnicas de explotación del gas y petróleo de lutitas sean sustentables y no afecten el equilibrio ecológico.

Todos sabemos qué pasó el 18 de marzo de 1938, de manera que ni la propiedad originaria de la Nación sobre los hidrocarburos ni la de PEMEX como empresa pública están a discusión. El modelo energético creado en aquel entonces por el General Lázaro Cárdenas del Río permitía los contratos de riesgo y las concesiones, y dio excelentes resultados por mucho tiempo, pero ahora está agotado. Hoy resulta incompatible con los importantes avances que México ha dado hacia la democracia funcional y el desarrollo nacional, que demandan competencia, eficacia y transparencia.

Los recursos minerales del subsuelo –oro, plata y cobre, pero también carbón, sodio, azufre y silicio– son propiedad de la Nación. En los últimos años, la renta económica generada por su explotación se ha incrementado notablemente como consecuencia de un aumento sin precedentes en sus precios internacionales, no obstante que en México explotamos nuestros recursos mineros a través de concesiones y le aplicamos un régimen fiscal similar al de cualquier otra empresa productiva en México. Es relevante mencionar que:

- Poco más de 25% del territorio nacional se encuentra concesionado para alguna explotación minera;
- La inversión privada, nacional y extranjera, es bienvenida a participar: grandes empresas mexicanas como GMéxico, Autlán, y poco más de 200 empresas canadienses, entre las que destacan Gold Corp, Alamos Gold, Pan American Silver y muchas otras operan exitosamente en nuestro país;
- El valor de la producción del sector minero ya supera los 260 mil millones de pesos por año, pero su contribución fiscal sigue siendo reducida: los impuestos por concesiones o asignaciones fluctúan entre los 5 y los 111 pesos por hectárea concesionada, independientemente del valor de los minerales extraídos. Esto equivale, durante el periodo 2002-2010, a menos de 1% del valor de la producción. Mientras tanto, la tasa de derechos aplicable a PEMEX por la extracción de crudo es de 71%.

El Pacto por México habla de fortalecer a PEMEX como empresa pública productiva, con un gobierno corporativo realmente eficaz. Hay que liberar a PEMEX de las onerosas obligaciones que le impone el monopolio estatal, modificando su régimen fiscal y permitiéndole alcanzar un contrato laboral más flexible para hacerla más competitiva.

La promoción de competencia en el sector energético, pero principalmente petrolero, debe darse a través de una liberación gradual y selectiva en distintas actividades de su cadena de valor, estableciendo, por ejemplo, un régimen de concesiones tipo “minero” para el desarrollo de yacimientos no convencionales, especialmente en gas de lutitas, y permitirle a PEMEX asociarse con las mejores empresas petroleras para explotar los yacimientos descubiertos en aguas profundas del Golfo de México. También pueden –y deben– abrirse a la inversión privada los procesos de transformación industrial, almacenamiento y transporte de hidrocarburos y sus derivados, eliminar los controles de precio y promover el desarrollo de proveedores nacionales, incrementar el contenido nacional y desarrollar tecnología mexicana para el petróleo. Además, habrá que ampliar las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y demás entidades rectoras de la industria para supervisar a los nuevos participantes privados, pero también incluir obligaciones que sometan a PEMEX a las exigencias de eficiencia y transparencia del más alto nivel internacional.

Los efectos de la reforma requerirán periodos de gestación y maduración largos. Es por esto que debe presentarse la iniciativa de reforma lo más pronto posible. Nuestros legisladores deben tener muy presente el contexto energético internacional para diseñar una estrategia que le permita a México hacer de este sector un pilar fundamental del crecimiento y desarrollo nacional. No podemos esperar. Los efectos sobre la competitividad y el crecimiento de nuestra economía no se darán a menos que logremos integrar nuestro sector energético al resto de América del Norte, y esto no sucederá si no nos abrimos a la inversión privada y a las nuevas tecnologías y prácticas operativas internacionales. De no realizar los cambios transformadores en el marco regulatorio del sector, México corre el riesgo de perder su lugar en la región más competitiva del mundo. La revolución energética en América del Norte no sólo es un reto económico, tecnológico o logístico. Es, sobre todo, un reto a la imaginación. Nos obliga a revisar los paradigmas del pasado y a repensar nuestros planes a futuro. No se trata únicamente de perder o ganar competitividad internacional, sino de rediseñar con pasión un mejor mañana. La energía para hacerlo ya está ahí y nos está esperando. ■

La revolución energética en América del Norte y las opciones de política energética en México

Isidro Morales *

LA SEGURIDAD energética, entendida como la capacidad de un país para satisfacer sus requerimientos de energía a costos competitivos, ha sido una constante en la política energética de los Estados Unidos (EEUU) y de Canadá. En México, a lo largo del siglo 20 las políticas energéticas se encuadraron más bien bajo una perspectiva de la soberanía de los recursos naturales y de lograr la autosuficiencia bajo la rectoría de monopolios públicos. A partir del sexenio de López Portillo (1976-1982), empero, la explotación de los hidrocarburos se volvió también un mecanismo de financiamiento del gasto público. No es sino hasta entrado el presente siglo, con la administración de Felipe Calderón (2006-2012), que la política energética mexicana se empezó a percibir bajo la óptica de la seguridad (acceso a los recursos a costos competitivos), la sustentabilidad (restitución de los recursos consumidos en el presente para las generaciones posteriores) y la protección ambiental.

En este trabajo haré un recuento breve de la gran transformación del panorama energético que América del Norte ha experimentado en la última década, sobre todo a raíz de la “reforma” energética impulsada en los EEUU desde la primera

* Director de la EGAP, Gobierno y Política Pública, Tecnológico de Monterrey, *campus* Estado de México.

administración de George W. Bush, en la que seguridad, sustentabilidad y, en menor medida, protección ambiental, han estado de la mano. El resultado más sonado de dicha reforma ha sido el desarrollo y comercialización de las reservas de petróleo y gas no convencionales, paralelo a la entrada de la primera generación de vehículos flexibles e híbridos que sin duda han impactado, y seguirán impactando, el consumo de gasolinas. De acuerdo con las tendencias de estos cambios que se analizarán en la primera y segunda partes de este ensayo, Canadá y EEUU se perfilan ya como nuevas potencias energéticas, este último incluso como una “no convencional”, debido a su capacidad para impactar no sólo la producción global de crudo y gas, sino de revolucionar las formas de acceso, consumo y sustitución de los recursos energéticos.

Ante semejante panorama, la caída de la producción mexicana tanto de crudo y gas, y el crecimiento de las importaciones tanto de gas natural como de gasolinas, hablan claramente no de una crisis de soberanía, sino de seguridad y sustentabilidad energéticas. Como se verá en la tercera sección de este trabajo, la revolución energética que tiene lugar tanto en Canadá como en la Unión Americana han puesto de manifiesto no sólo la gravedad de la crisis mexicana, sino también, paradójicamente, su propio potencial en materia de fósiles no convencionales y recursos renovables. En otras palabras, México cuenta también con un potencial muy significativo de recursos en energía de todo tipo, pero el modelo monopolístico imperante que ha caracterizado la explotación de sus recursos resulta hoy más un obstáculo que una oportunidad para desarrollar el vasto potencial del país.

El despegue de los combustibles fósiles no convencionales en América del Norte

Aunque los tres países que conforman América del Norte (Canadá, México, Estados Unidos) tradicionalmente han sido importantes productores de hidrocarburos, su posicionamiento en los mercados mundiales ha cambiado dramáticamente en los últimos 15 años. Ello es debido a que tanto las arenas bituminosas, el petróleo sintético y los hidrocarburos provenientes de lutitas y de rocas poco permeables han podido ser comercializados gracias a las innovaciones tecnológicas en materia de extracción. Mientras que en 1998 las reservas probadas de crudo del conjunto de América del Norte sumaban 100 mil millones de barriles (MB), en 2011 éstas se habían más que duplicado a 217 mil 500 MB, representando 13 por ciento de las reservas mundiales. Las grandes reservas de bitumen de Canadá, localizadas en Alberta y en la Cuenca Sedimentaria Occidental de

este país, y de las que se tenía conocimiento con mucha anterioridad, pero que por restricciones tecnológicas y económicas no se podían explotar, explican sin duda este gran salto en las reservas de la región. En la actualidad, los precios de producción en dichas cuencas oscilan entre los 40 hasta los 100 dólares por barril (dls/b) (EIA, 2012), constituyendo sin duda el petróleo más caro del mundo, pero que es posible comercializar en la medida que los precios internacionales se mantengan por encima de los 100 dls/b.

Ello explica también el crecimiento sostenido de la producción canadiense desde el fin de los 90 hasta el presente, de 2.7 a 3.8 MB diarios (MBD). Se espera, además, que Canadá se convierta en un gran proveedor de combustibles líquidos en los próximos años, llegando a producir hasta 6.6 MBD en 2035 (EIA, 2012). Hasta ahora, casi 100 por ciento de los excedentes de Canadá se exporta a EEUU, ya que la industria energética del primero está íntimamente integrada, por oleoductos y gasoductos, con los estados continentales de EEUU. En efecto, tres compañías operan la mayoría de los oleoductos que exportan a los EEUU: Enbridge, Kinder Morgan y Trans-Canada, esta última participando también en forma importante en la exportación de gas. Los ductos canadienses están estrechamente interconectados con el sistema de ductos estadounidense, llegando a tener una presencia importante hasta el estado de Oklahoma. Aunque Canadá es un importador de crudo por el Atlántico, debido a la demanda de los centros urbanos e industriales de las provincias de Ontario y Quebec que no puede ser cubierta por los recursos de Alberta debido a la distancia que los separa, el país se ha consolidado como un exportador neto de crudo al sur de su frontera. Tomando en cuenta, sin embargo, el incremento de la oferta nacional estadounidense de petróleo y gas de los últimos años, los productores canadienses se verán obligados tarde o temprano a diversificar sus mercados, sobre todo en Asia, si quieren mantener el crecimiento de su producción. Una de las restricciones para así hacerlo, será la construcción de infraestructura y de oleoductos, que están sometidos a rigurosas regulaciones ambientales, como la controvertida construcción del ducto Kingston lo ha mostrado, al intentar unir las cuencas de Alberta con los mercados de Nebraska.

Canadá se mantiene también como un gran productor y exportador de gas a los EEUU. En la actualidad, provee 90 por ciento de las importaciones de este último país. Previo al auge del gas de esquisto o de lutitas (*shale gas*) de la Unión Americana, se estimaba que las exportaciones de gas del Canadá serían insuficientes para satisfacer los requerimientos estadounidenses, lo que llevó a la construcción de terminales para regasificar gas natural licuado (GNL) proveniente de América del Sur o del Medio Oriente. Empero, el rápido crecimiento en la oferta interna de

este producto ha hecho que dichas terminales se vayan transformando más bien en plantas de licuefacción para exportar GNL fuera de la región.

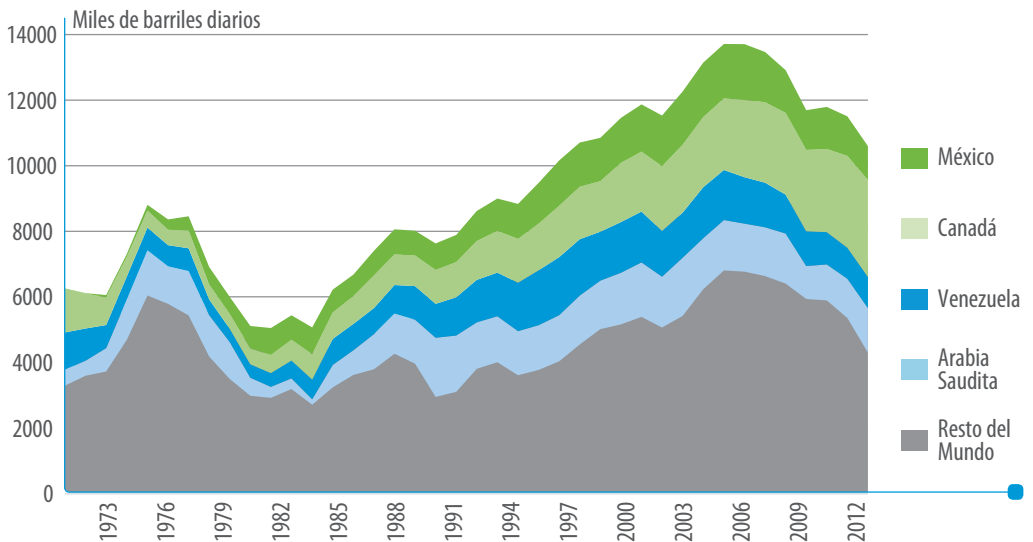
En contraste con Canadá, la perspectiva mexicana es más bien crítica. Las reservas tanto de petróleo y gas en México han disminuido y el país enfrenta serios problemas institucionales, de infraestructura, económicos y políticos para poder desarrollar todo su potencial de hidrocarburos tanto convencionales como no convencionales. Aunque todavía se mantiene como un productor de petróleo y gas de importancia, el país ha recurrido a importaciones crecientes de gas y gasolina y corre el riesgo de convertirse en importador neto de crudo –como sucedió a principios de los 70– debido a que su producción interna va a la baja mientras el consumo sigue creciendo. En la actualidad, 80% de las exportaciones mexicanas de crudo se dirige a los EEUU mientras que las importaciones de gas y productos petrolíferos provienen de ese país. Aunque la interconexión por ducto con los EEUU no es tan sofisticada y extendida como la que existe entre este país y Canadá, existe una integración *de facto* del mercado energético mexicano con el estadounidense. Debido a que más de 30 por ciento de los ingresos fiscales del Gobierno mexicano depende de los recursos petroleros, y que las exportaciones de crudo se han reducido en los últimos años, la necesidad de una nueva “reforma energética” que eleve las reservas y la capacidad de producción de hidrocarburos de todo tipo se ha hecho necesaria. Sobre esto hablaré en la última sección de este ensayo.

Los EEUU se mantienen como el principal productor de petróleo y gas en Norteamérica, con la característica de que siguen siendo un gran importador neto. La dependencia de las importaciones netas de crudo respecto del consumo nacional llegó a niveles históricos en la década pasada: 60 por ciento en 2005. Dicha cifra se ha reducido a 40 por ciento en 2012 gracias en buena medida al crecimiento de la oferta interna de crudo de baja permeabilidad (tight oil). Situación similar ha sucedido con las importaciones de gas, ya que el auge en la producción del gas de lutitas ha revertido la caída de la producción interna y todo parece indicar que en unos años EEUU será autosuficiente.

Cabe hacer notar que 60 por ciento de las importaciones de crudo en los EEUU proviene de tan sólo cuatro países: Canadá, Arabia Saudita, Venezuela y México. Canadá incrementó en forma acelerada su participación en el total de importaciones estadounidenses, al pasar de 16 a 28 por ciento de 2000 a 2012. Por el contrario, los tres países restantes redujeron su participación –las exportaciones mexicanas se contrajeron de 12 a 10 por ciento durante el mismo periodo. El

Gráfico 1 claramente muestra la posición estratégica de Canadá como proveedor de crudo a los EEUU. Por el contrario, las exportaciones mexicanas de crudo se redujeron a 1.25 MBD en 2012, de un pico de 1.8 MBD alcanzado en 2004. A pesar de las tensiones políticas existentes entre Washington y Caracas durante la administración de Hugo Chávez, Venezuela se ha mantenido, al igual que México, en abastecedor estratégico del mercado estadounidense, ya que las refinerías ubicadas a lo largo de la costa del Golfo de México son capaces de procesar los crudos pesados venezolanos.

Gráfica 1. Estados Unidos. Importaciones de crudo y petrolíferos por principales países. 1973-2012



Fuente: Departamento de Energía de EEUU.

Aunque América del Norte posee 5.2 por ciento de las reservas probadas de gas natural, sólo Canadá es exportador neto a los EEUU. México solía exportar excedentes al norte de su frontera, pero en los últimos años se ha convertido en importador neto. Empero, las perspectivas regionales en materia de gas están cambiando vertiginosamente en los últimos años, debido a la producción creciente proveniente de los yacimientos de lutitas y de roca de baja permeabilidad en los EEUU.

En efecto, en los últimos años se ha estimado el potencial de hidrocarburos de la región y de otras partes del mundo, sobre todo fuera del Medio Oriente. De acuerdo con un estudio reciente auspiciado por el Departamento de Energía de la Unión Americana (EIA, 2013a), América del Norte cuenta con 24 por ciento del total de recursos técnicamente recuperables (TR)¹ de gas de lutitas a nivel mundial, y 23 por ciento de las de petróleo de lutitas o de crudo proveniente de rocas de baja permeabilidad. Aunque el petróleo y el gas de esquisto provienen de distintas formaciones geológicas, los hidrocarburos de roca de baja permeabilidad tienen en común la tecnología y procesos de explotación: perforación horizontal y/o dirigida con fraccionamiento hidráulico de las rocas cuyos residuos después hay que confinar.

Cuadro 1. América del Norte. Comparación entre las reservas probadas de hidrocarburos convencionales frente a las reservas técnicamente recuperables de hidrocarburos no convencionales

País	petróleo de lutitas (miles de millones de barriles)	%	Crudo. Reservas probadas (miles de millones de barriles) (1)	%	Gas de lutitas (billones de pies cúbicos)	%	Gas. Reservas probadas (billones de pies cúbicos)	%
Canadá	9	3%	175	11%	573	8%	70	1%
México	13	4%	11.7	1%	545	7%	12.5	0.20%
EEUU	58	17%	30.9	2%	665	9%	299.7	4%
Total América del Norte	80	23%	217.15	13%	1783	24%	382.2	5%
Rusia	75	22%	88.2	5%	285	4%	1574.3	21%
China	32	9%	14.7	1%	1115	15%	107.7	1%
Total Mundial	345	100%	1652.6	100%	7299	100%	7357.8	100%
Recursos técnicamente recuperables totales de crudo y gas (incluye no convencionales)(2)	11%		3012		32%		22882	

Fuente: EIA, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 127 Shale Formation in 41 Countries Outside the United States, Washington, D.C., junio de 2013, p. 10.

(1) BP, Statistical workbook, 2013. (2) EIA, 2013.

1. Las RTR son aquellas que en las condiciones tecnológicas actuales pueden ser explotadas, sin tomar en cuenta los costos económicos ni ambientales.

El Cuadro 1 compara el monto de dichos recursos con las reservas probadas de cada uno de los países de la región. En el caso de los EEUU, sus reservas de gas no convencional (incluye gas de baja permeabilidad) más que duplican sus reservas probadas y representan 9 por ciento de las reservas globales hasta ahora estimadas. Sólo China, si tomamos los países en forma independiente, rivaliza con América del Norte por el monto de sus reservas de gas de esquisto y de baja permeabilidad. En materia de petróleo no convencional, EEUU cuenta con 17 por ciento del total de los recursos de este tipo. La última hilera del Cuadro 1 presenta la proporción del total de recursos TR de hidrocarburos no convencionales con el total de activos TR tanto de hidrocarburos convencionales y no convencionales. En la actualidad, 32 por ciento corresponden al gas no convencional y 11% al crudo no convencional.

Alcance e impacto de la “reforma energética” de los EEUU

Lo que aquí se denomina “reforma energética” de la Unión Americana, es más bien un conjunto de medidas legislativas y administrativas, de incentivos fiscales de todo tipo, no siempre coherentes, ni consistentes ni continuos, y no siempre viniendo de los poderes o agencias federales, que han modificado la escena energética estadounidense hasta el presente. Con todo, el Acta de Política Energética (APE) de 2005, y el Acta de Independencia y Seguridad Energéticas (AISE) de 2007 constituyeron los logros más significativos en materia legislativa y regulatoria de la administración Bush, mientras que durante la primera administración Obama, y hasta el momento de escribir estas líneas, el Congreso no ha logrado votar cuerpos legislativos equivalentes, a pesar de que dos de ellos, como la llamada propuesta Waxman-Markey, que buscaba introducir un mercado de emisiones a nivel federal, o el Acta de Energías Limpias, fueron sometidas al Congreso en 2009 y 2012 respectivamente para ser finalmente desechadas. Tanto el APE como el AISE lograron impulsar una serie de apoyos fiscales y de investigación para estimular tanto la oferta interna de combustibles fósiles no convencionales como las de los renovables, así como para favorecer el desarrollo de las energías renovables y las medidas de ahorro y conservación.

Dichas medidas tomadas al nivel federal, aunadas con la introducción de las llamadas “cuotas verdes” a nivel de los estados, mediante las cuales se han establecidos montos obligatorios para el consumo de energías renovables en la generación de electricidad, han provocado una verdadera revolución en los EEUU que se ha caracterizado por el crecimiento espectacular de la oferta de combustibles fósiles no convencionales, sobre todo de gas de lutitas, lo que ha generado la caída de

precios de este producto respecto al crudo y abierto amplias posibilidades para elevar el consumo nacional y hasta la posibilidad de que este país se convierta en un exportador neto en tan sólo 7 años. De acuerdo con las estimaciones más recientes del Departamento de Energía, las reservas técnicamente recuperables de gas no convencional en la Unión Americana (lutitas y de baja permeabilidad) son de 665 billones de pies cúbicos, más del doble que sus reservas probadas de gas convencional, como ya se dijo. En todo caso, las primeras equivalen a 27 por ciento del total de las reservas recuperables totales de gas (convencional o no). Asimismo, 26 por ciento del total de sus reservas técnicamente recuperables de crudo pertenece a yacimientos no convencionales.

Por sí mismos, dichos cálculos son ya una revolución en materia de activos del subsuelo.² Lo importante de estas cifras es que, si bien se pueden ajustar a la baja –por razones más de tipo geológico y por supuesto económico–, también se pueden revisar al alza, y esto por variables no sólo geológicas sino tecnológicas. A lo largo de las últimas dos décadas, la innovación tecnológica que ha conocido dicho país –en la forma de exploración, explotación, recuperación, consumo y sustitución de los recursos– ha resultado fundamental para explicar la nueva oferta de energías no convencionales y renovables. Es muy probable, por consiguiente, que en las próximas décadas las reservas de fósiles no convencionales se sigan desbloqueando, impactando de forma crucial la oferta tanto, que los pronósticos más optimistas auguran que EEUU podría convertirse en un exportador neto de crudo en 20 años.

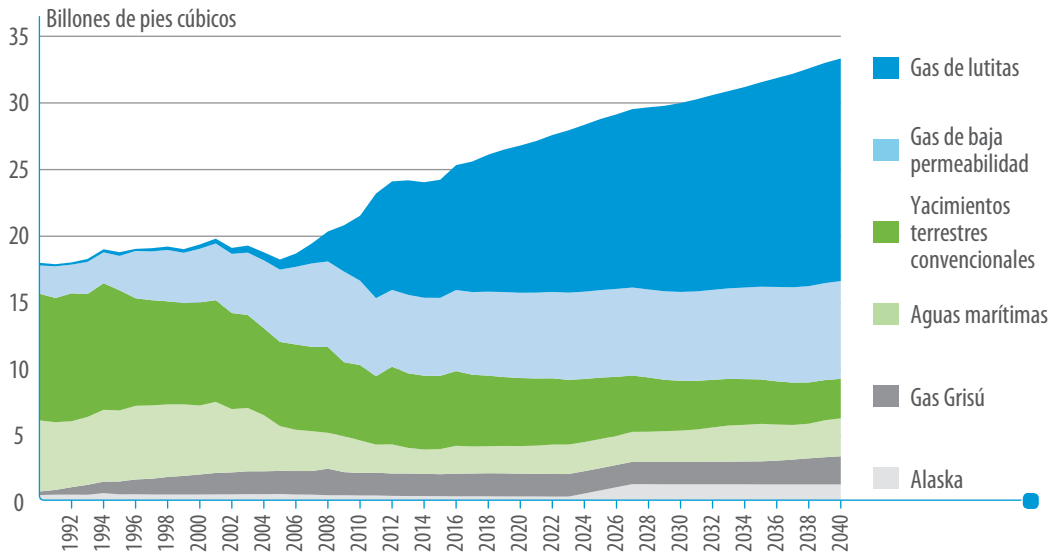
La Gráfica 2 incluye la prospectiva más reciente elaborada por el Departamento de Energía (DE), en la que se estima que la producción del gas de lutitas seguirá creciendo durante los próximos 25 años, lo que generará incluso excedentes netos para la exportación.

Este auge en la producción doméstica de gas ha llevado como consecuencia, entre otras cosas, a una caída drástica de los precios del primero respecto a los del crudo. A partir de 2006, con la irrupción de la producción del gas no convencional y con la perspectiva de una oferta en crecimiento, los precios del *Henry Hub* –el mercado de referencia en los EEUU y también de los precios del gas mexicano– se desligaron de los del crudo volviéndose hasta 7 veces más barato en 2012, medido en poder calorífico equivalente. La caída en los precios ha dinamizado ya la

2. Para un análisis más detallado del contexto institucional en que se dio la “reforma energética” estadounidense ver Morales, 2013. Esta sección descansa sobremanera en dicho estudio.

demanda de gas, sobre todo como insumo para la generación de electricidad y se anticipa una suerte de auge de las industrias intensivas en este producto. Sin embargo, este incremento esperado en la demanda, presionará los precios al alza en los próximos 25 años. El DE estima, siempre en su escenario de referencia,³ que los precios del gas podrían subir en promedio anual 2.4 por ciento, lo que llevaría el precio de aproximadamente 3 a 7.83 dólares por millón de unidades térmicas británicas (UTB). Con todo, los precios del gas seguirán valiendo, de acuerdo a este escenario, cuatro veces más barato que su equivalente en crudo, lo que garantizará una oferta relativamente barata de aquel combustible en los años por venir.

● Gráfica 2. Estados Unidos. Evolución y prospectiva del gas convencional y no convencional. 1990-2040. Billones de pies cúbicos



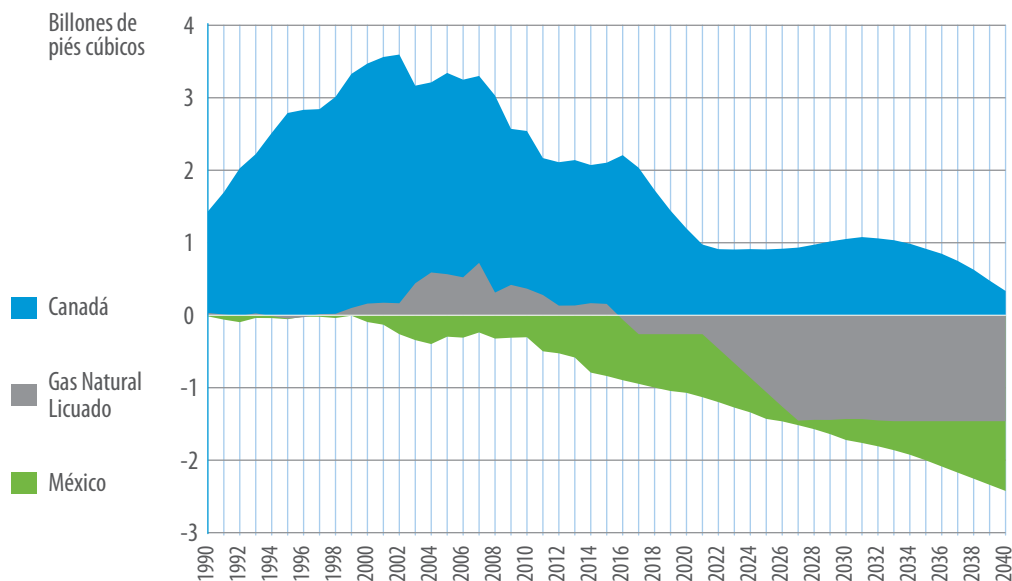
Fuente: EIA. 2013

Por lo que toca a los excedentes de exportación, el Gráfico 3 muestra un posible escenario contemplado por el DE. EEUU dejaría de importar gas de Canadá, lo que obligaría a este país a buscar nuevos mercados, probablemente en Asia, y los excedentes del primero se canalizarían vía ducto a México y en forma de

3. Proyecciones que sólo toman en cuenta la legislación y reglamentos vigentes, sin tomar en cuenta externalidades de tipo político.

GNL a otros mercados. No está claro si México será capaz de, o estaría interesado en absorber buena parte de los excedentes estadounidenses. Si bien los precios de importación resultan atractivos, México no cuenta con la infraestructura de transporte necesaria para importar un mayor volumen de excedentes de los que ahora importa. Por otro lado, el país cuenta con un potencial considerable en materia de recursos prospectivos tanto convencionales como no convencionales de petróleo y gas, pero aún no está claro si el país tendrá la capacidad tecnológica, política e institucional para desarrollarlo.

● Gráfica 3. Estados Unidos. Importaciones netas / exportaciones netas de gas natural por país de origen / destino

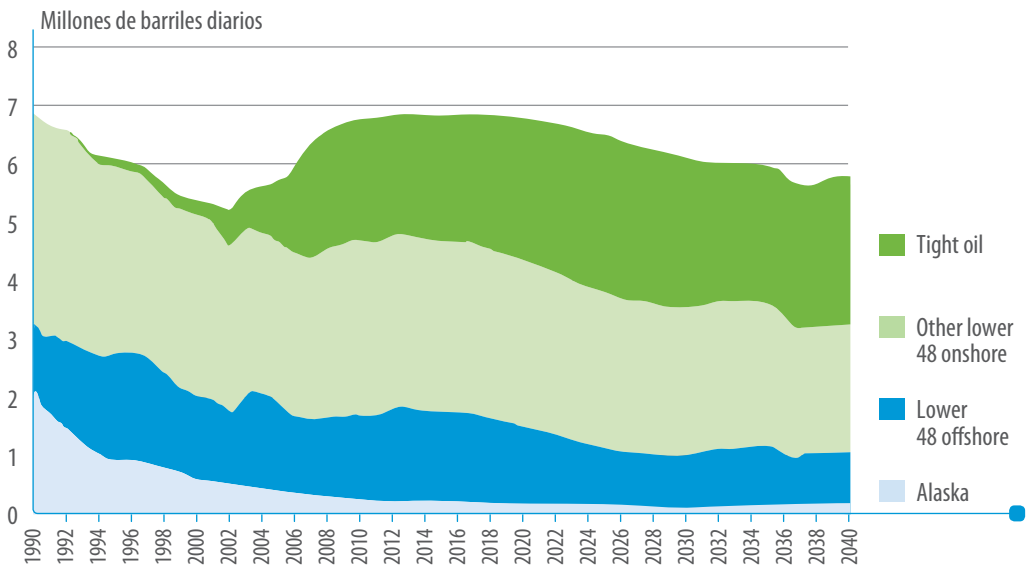


Fuente: EIA. 2013: 73.

Las políticas energéticas puestas en marcha desde el principio de este siglo han impactado también la producción y la prospectiva de la producción doméstica de crudo. La Gráfica 4 muestra cómo, a partir de 2009, la tendencia secular a la baja de la producción de crudo convencional que empezó en 1986 y había caído a 4.96 MBD en 2008, empezó a ser compensada por la producción entrante del crudo de baja permeabilidad. En 2012, la producción anual se había elevado a 6.34 MBD y, de acuerdo con las proyecciones más recientes del DE, ésta podría alcanzar nuevamente los niveles de principio de los noventa (7.5 MBD en prome-

dio) a mediados de la década entrante. Se espera que la caída de la producción de Alaska sea compensada por incrementos en la producción de los yacimientos convencionales, pero sobre todo de los no convencionales. Se anticipa también que el petróleo proveniente de yacimientos de poca permeabilidad podría tocar su techo a fines de la década entrante, con una producción promedio de 2.7 MBD, para después empezar a declinar.

● Gráfica 4. Estados Unidos. Evolución y proyecciones de la producción convencional y no convencional. 1990-2040



Fuente: EIA. 20112a.

A pesar del éxito reciente en la extracción de gas y petróleo no convencionales, existen muchas incertidumbres sobre su producción futura. La tasa de recuperación del producto por pozo es diferente a la de los hidrocarburos convencionales; puede aumentar o disminuir dependiendo de las características geológicas de los yacimientos así como de las mejoras tecnológicas que se hagan en la extracción y recuperación en los pozos. En otras palabras, las proyecciones presentadas en los escenarios de referencia habrá que tomarlas con cautela. Existe la posibilidad de que los recursos prospectivos sean 50 por ciento inferior a lo estimado, o por

el contrario, 100 por ciento superior (EIA, 2013:34). La productividad de los pozos es independiente de las condiciones económicas de explotación, así como de las políticas energéticas orientadas a incentivar este tipo de recursos. En caso de que la productividad sea mayor 100% a lo estimado, se podría esperar un escenario distinto al de referencia. Como ya se ha mencionado, el escenario de referencia espera un declive en la producción de petróleo no convencional a finales de la década siguiente. De no ser así, porque los yacimientos resultaron mucho más productivos de lo anticipado, los EEUU podrían pasar entonces a un escenario que podríamos llamar de “auge” y que podría convertir a este país en autosuficiente con consecuencias para México y para los mercados mundiales de energía.

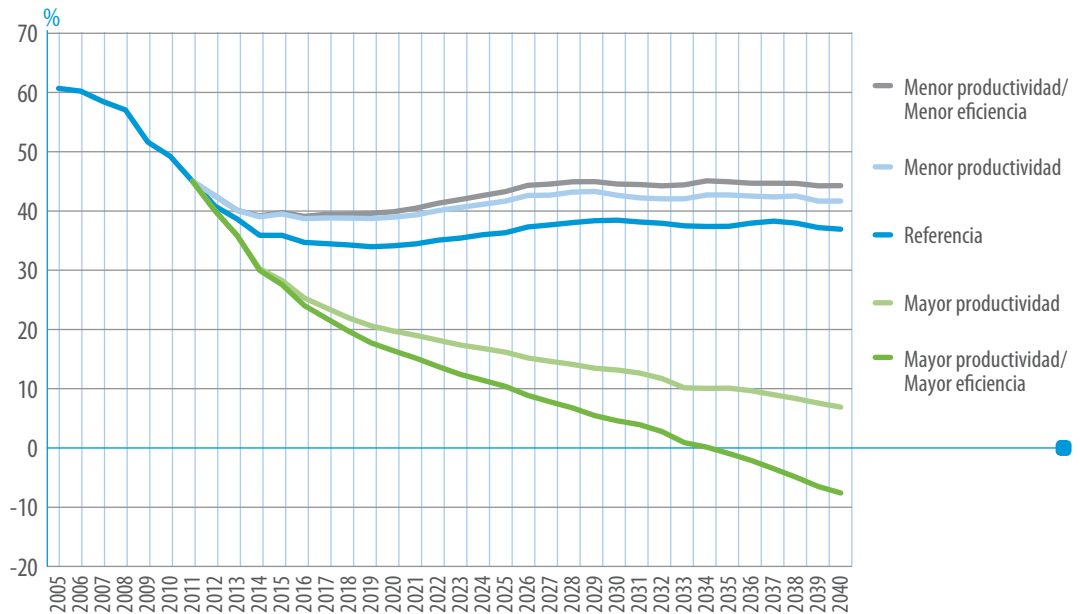
Por el contrario, en el caso de que la productividad de los pozos sea menor, implicará que la economía estadounidense siga dependiendo de alguna manera de las importaciones de petróleo y gas. Como sea, el aumento esperado que se anticipa en la producción doméstica de no convencionales, independientemente de la suerte que puedan conocer, tendrá un impacto en las importaciones netas del país y aumentará la oferta interna a precios atractivos, sobre todo de gas, que sin duda competirá con el carbón en sectores clave como la generación de electricidad.

La Gráfica 5 intenta incorporar parte de esas variables. Incluye cinco escenarios, elaborados por el DE, todos ellos estimando el monto porcentual de las importaciones netas de combustibles líquidos respecto al consumo en los próximos 25 años. Como se puede apreciar, la “dependencia energética” (porcentaje de importaciones netas respecto al consumo) en el escenario de referencia no es menor a la que prevalece en la actualidad, de casi 40 por ciento (véase Gráfica 5) contra 37 por ciento en 2040. Es decir, en un escenario con precios al alza de aproximadamente 50 por ciento en términos reales, y con tasas promedio anuales (TPA) de crecimiento del PIB de 2.5 por ciento, la economía estadounidense mantendrá bajo control su dependencia de los mercados internacionales de combustible. Si a ello le agregamos que para entonces la Unión Americana se convertiría en exportadora neta de gas, las importaciones netas de energía podrían caer de 17 a 8 por ciento de 2012 a 2040. Un escenario bastante cómodo si se le ve desde la óptica de la seguridad energética.

Frente a este escenario de referencia se presentan dos en los que las variables anteriores se mantienen igual, salvo la geológica. Como he dicho, dada la incertidumbre que existe en la productividad de las cuencas geológicas de gas y de petróleo no convencionales, existe la posibilidad de que aquélla sea menor a lo esperado en 50 por ciento o mucho mayor en 100 por ciento. Ante ello, se presentan en la

Gráfica 5 dos escenarios “espejo”: el de mayor productividad reduciría el nivel de importaciones netas a 6.88 por ciento en 2040, mientras que el escenario contrario las subiría a 42 por ciento. Los dos escenarios restantes, también espejo, parten de los dos anteriores en lo que respecta a la oferta de energéticos, pero estiman el impacto que logros mayores o menores a lo anticipado en materia de ahorro y eficiencia tendrían en el consumo. Así, la dependencia energética en el escenario de menor productividad de los yacimientos y menor eficiencia en el consumo, es 44.3 por ciento, mientras que en el caso contrario (mayor productividad de yacimientos/mayor eficiencia en el consumo y mejora tecnológica en los autos eléctricos o de celdas de combustible) haría que EEUU se convirtiera en un exportador neto de combustibles líquidos.

● Gráfica 5. Estados Unidos. Importaciones netas de combustibles líquidos. 2005-2040 bajo cinco escenarios (%)



Fuente: EIA, 2013.

Ahora bien, ninguno de estos escenarios alternativos toma en cuenta otra variable que también podría modificarlos: la ambiental. La administración Obama le ha apostado a penalizar de alguna manera las emisiones de gas de efecto inver-

nadero (GEI), lo que sin duda pondría en ventaja a las fuentes renovables para competir con el carbón, y en menor medida con el gas natural, sobre todo en la generación de electricidad. La explotación del gas no convencional ha generado también preocupación y oposición por grupos interesados en la protección del medio ambiente. Sin embargo, hasta ahora, y tal y como lo demuestra el caso del estado de Pennsylvania, las regulaciones para abatir las externalidades negativas provocadas por las nuevas condiciones de explotación se han confinado al ámbito regulatorio de los estados federados. El futuro de la legislación ambiental depende más de variables políticas, tanto a nivel del Congreso federal, como de las legislaturas estatales (véase Rabe y Borick, 2013). Sus impactos en la producción o el consumo podrían ser, además, distintos. Limitar y penalizar las emisiones de CO₂ impactaría sin duda el consumo de combustibles fósiles, pero todos ellos cuentan con mercados de exportación en los que podrían colocar, eventualmente, sus excedentes. Hacer más estricto –a diferencia de lo que sucedió en Pennsylvania, en donde la legislación resultó favorable a los productos de gas de lutitas– la explotación de fósiles no convencionales, anteponiendo criterios ambientales, de uso de suelo y salud pública, tendría sin duda un impacto mayor en la producción de dichos combustibles que en su consumo. Dependerá, por consiguiente, del tipo de prioridades ambientales que la administración Obama pueda establecer durante su segundo periodo, para saber la manera en que éstas podrían impactar ya sea la producción, ya sea el consumo o ambos y, por tanto, los excedentes o faltantes.

Hasta hace poco, los actores de peso en el mercado internacional de hidrocarburos se dividían entre los grandes productores/exportadores de crudo o gas (Arabia Saudita, los países claves de la OPEP, Rusia, Noruega, México, Qatar y Bolivia) y los grandes consumidores/importadores (EEUU, Japón, países de la Europa continental). Esto ha sido así porque ante una distribución asimétrica de los recursos de hidrocarburos, estimar los requerimientos de oferta exportable de acuerdo a las tendencias de los grandes consumidores importadores resulta crucial. En estos momentos EEUU está teniendo un impacto tanto en la producción como en las tendencias del consumo. Esto pareciera que se acentuará en las próximas dos décadas, lo que eventualmente podría llevar a que el país deje de ser importador, y se vuelva en un exportador de importancia en los mercados de gas. Nunca un gran productor de hidrocarburos, ni Arabia Saudita, Rusia o Canadá, había logrado conjuntar este doble impacto en el mercado.

Tradicionalmente, un gran productor/exportador, como Arabia Saudita en petróleo, o Rusia en gas, podía influir en los precios de los mercados y hasta articular

una diplomacia petrolera o gasera. Los grandes consumidores/importadores podían por su parte coaligarse para coordinar medidas de emergencia –reservas estratégicas– o hasta políticas coordinadas para reducir el crecimiento de la demanda. Ésta fue la misión con la que Henry Kissinger fundó la Agencia Internacional de Energía (AIE), poco después del primer choque petrolero (1973-1974). Hoy por hoy, EEUU puede influir en los dos frentes y tiene las condiciones para articular una suerte de diplomacia energética que le permita liderar la entrada de los fósiles no convencionales, así como la de los combustibles alternativos y renovables. Más importante aún, la forma en que la Unión Americana está impactando estos dos frentes, no es por su simple dotación de recursos energéticos, o por las medidas de política que ha puesto en marcha para desbloquear y potenciar su desarrollo, sino aun más importante por la innovación tecnológica que está transformando la manera de explotarlos, valorarlos, consumirlos y sustituirlos.

En fin, por su posición geográfica, sus alianzas económicas, políticas y militares con sus vecinos contiguos, Washington se encuentra en una posición privilegiada para capitalizar su nuevo reposicionamiento energético, ya que independientemente de la evolución que tome la producción y consumo de sus recursos energéticos, su integración *de jure* y *de facto* con los mercados de sus respectivos vecinos lo hará muy pronto autosuficiente, así como a toda la región de América del Norte. Si a ello se agregan la producción y el potencial de otros países del hemisferio occidental, incluyendo a Venezuela, Argentina, Bolivia y Brasil, la posición estadounidense resulta envidiable frente a otras potencias energéticas como Rusia y Arabia Saudita, y hasta las emergentes como China e Iraq. Desde esa perspectiva, se podría decir que EEUU se ha convertido hoy por hoy en una potencia energética “no convencional”.

El impacto de la revolución energética estadounidense en las opciones de política energética de México

A diferencia de Canadá y los EEUU, el panorama de los hidrocarburos en México es más bien crítico. Después de una reclasificación a la baja de las reservas probadas efectuada por PEMEX en 2002, los tres tipos de reservas que la empresa tradicionalmente tipifica (probadas, probables y posibles) no han hecho más que declinar para apenas estabilizarse en los últimos años en un total de 44 mil 530 millones de barriles de petróleo equivalente (MBPE). De ellas, las reservas probadas (13 mil 868 MBPE) equivalen a 13 años de producción actual (incluyendo los líquidos del gas natural). La producción de crudo llegó a su ápice en 2005,

alcanzando los 3.3 MBD para decaer progresivamente los años subsiguientes. En 2012 la producción fue de 2.547 MBD, una caída de casi 24% respecto a lo alcanzado en 2005. Igual ha sucedido con las exportaciones, que alcanzaron su ápice en 2006, con un monto de 1.79 MBD para declinar en 1.25 MBD en 2012, una caída de 31%. A su vez, las importaciones de petrolíferos, sobre todo gasolinas, se han incrementado debido a que la capacidad de procesamiento de las refinerías mexicanas se encuentran a tope y la construcción de una nueva aún no está en marcha. La producción de gas natural, después de haber conocido un crecimiento significativo durante el decenio pasado, con 7 mil 031 MPC de producción anualizada en 2009, empezó su caída para llegar a 6 mil 385 MPC en 2012. Con un consumo creciente cuyas tasas han superado al incremento de la producción, estimulado sobre todo por la generación de electricidad, que ha progresivamente desplazado al combustóleo como insumo en la generación, las importaciones de gas natural se han disparado también en los últimos años, pasando 592.5 MPCD en 2002 a 1,089.3 MPCD en 2012.

La caída en las reservas y en la producción, tanto de crudo como la más reciente de gas natural, se debe en buena medida al agotamiento del último yacimiento súper gigante que el auge petrolero de fines de los 70 y principios de los 80 puso en operación: Cantarell. Dicho yacimiento, que logró proveer en un momento más de 60% de la producción total de crudo, ahora sólo contribuye con 17 por ciento. Otros pozos de la región marina, como el complejo Ku-Maloob-Zaab, han logrado aumentar su producción en los últimos años, pero sin poder compensar la caída vertiginosa de Cantarell. Con todo, como es sabido, además de las reservas probables y posibles que podrían ser comercializadas y localizadas sobre todo en la región de Chicontepec, el país cuenta con un monto significativo de reservas prospectivas como de recursos no convencionales. Para principios de 2013, la Secretaría de Energía (SENER) estimaba en 54 mil 500 MBPE el monto de reservas prospectivas, ubicadas casi la mitad de ellas en aguas profundas del Golfo de México. Asimismo, la SENER reconocía, por primera vez, una estimación de reservas prospectivas de hidrocarburos no convencionales de 60 mil 200 MBPE (SENER, 2013: 43). En otras palabras, además del conjunto de reservas que PEMEX actualmente reconoce, de 44 mil 530 MBPE, la SENER ha estimado que el país cuenta adicionalmente con aproximadamente 114 mil 700 MBPE de recursos prospectivos, convencionales y no convencionales. Dicho cálculos podrían resultar conservadores, pues mientras la SENER estima en 141.5 billones de pies cúbicos (BPC) las reservas prospectivas de gas de lutitas, el DE de los EEUU, tal y como lo he mencionado, las estima en un monto muy superior, en 545 BPC. Fue en efecto, el auge del petróleo y gas no convencionales tanto en los EEUU como en Canadá que aceleró

la necesidad en México, por parte de PEMEX y la SENER, de pronunciarse respecto a los recursos no convencionales. Al reconocer dichos recursos, la pregunta que inmediatamente surgió fue si PEMEX contaba con la capacidad tecnológica e institucional para poder explotarlos.

Mientras que en el sexenio de Felipe Calderón el grueso de la política energética fue orientado a elevar la tasa de restitución de reservas a 100 por ciento, con el fin de detener la caída (lo que se logró al final de su administración), y de canalizar recursos para desarrollar los yacimientos en aguas profundas, al final de su administración, el énfasis se dio en la necesidad de desarrollar los yacimientos de gas de lutitas ubicadas en cuencas similares a las de Texas, justo ahí donde el auge de la producción estadounidense tiene lugar. Con todo, y a pesar de que las inversiones en exploración y producción primaria crecieron a niveles históricos en los últimos años (en 2002 fueron de 63 mil millones de pesos corrientes mientras que en 2012 de 247 mil 745 millones), la producción tanto de petróleo y gas ha caído, como apuntado, y las importaciones de gas y petrolíferos ha aumentado. En otras palabras, el éxito en el desarrollo de los recursos no convencionales, tanto en Canadá como en EEUU, puso de manifiesto las limitaciones tecnológicas e institucionales del sector energético mexicano, y sobre todo de PEMEX, para superar con éxito la problemática actual.

Como se sabe, PEMEX, más que manejarse como una verdadera empresa, se ha convertido con el paso de los años en una agencia que transfiere recursos financieros a Hacienda, representando dichos recursos entre 35 o 40% de los ingresos fiscales totales del Gobierno. Un proveedor de recursos de esta naturaleza ha hecho que la recaudación fiscal del Gobierno mexicano sobre los ingresos laborales y las ganancias de las industrias sea de las más bajas dentro de los países agrupados en la OCDE. Esto ha hecho que PEMEX opere como una compañía deficitaria, ya que más de 60% de sus ingresos se transfieren directamente a las arcas gubernamentales.

A pesar de las reformas que en materia de gobernanza corporativa se introdujeron en la reforma de 2008, y de los recursos con que cuenta la empresa, PEMEX se ha caracterizado por ser una empresa ineficiente en la administración de sus recursos. De acuerdo con un estudio realizado por Hartley y Medlock (2011), que compara a lo largo de la década pasada la eficiencia técnica de las compañías petroleras a nivel mundial, tanto públicas como privadas o con capital mixto, PEMEX quedó ubicada en el lugar 37 de un total de 62 compañías. Por eficiencia técnica los autores entienden la capacidad de una compañía por generar ingreso a partir

de un conjunto de insumos –en los que entran el monto de reservas de petróleo y gas, la capacidad de refinación, el número de empleados, etcétera– y el valor de lo producido (Hartley y Medlock, 2011:12 y 20). De acuerdo con los resultados, PEMEX se encuentra no sólo muy por debajo de la mayoría de las grandes compañías privadas, como British Petroleum, Exxon/Mobil, Shell o Chevron, sino también de compañías estatales como Statoil/Hydro de Noruega, ubicada en sexto lugar en términos de eficiencia técnica, SINOPEC de China, ocupando el décimo lugar, y ARAMCO de Arabia Saudita, ubicada en el vigésimo (*Ibid.*: 21). De acuerdo con el mismo estudio, PEMEX es una de las compañías petroleras con el mayor número de empleados, ocupando el lugar 52 del total de la muestra si se mide el monto de ingresos sobre empleado. Mientras que Statoil, ARAMCO, PETROBRAS (Brasil) o Petróleos de Venezuela (PDVSA) tienen un cociente de ingreso/empleado de 1.8, 3.3, 1 y 1.5 millones de dólares respectivamente, PEMEX tiene uno de 0.58 millones (*Ibid.*: 14-15). En fin, el estudio concluye que PEMEX hubiera podido obtener 48 por ciento adicional de los ingresos realmente obtenidos, en promedio anual, si hubiera utilizado de manera más eficiente los recursos con que cuenta (*Ibid.*: 12).

Ante este panorama, existe sin duda ya un consenso en México, tanto a nivel de los principales partidos políticos, como de la sociedad civil, de que el *status quo* en materia energética es insostenible. Una reforma a profundidad del sector se ha vuelto urgente y necesaria. En lo que no existe consenso es en la mejor forma de llevarla a cabo. Como es sabido, desde la expropiación petrolera en 1938 hasta los años 60, el sector energético mexicano, desde la exploración de crudo hasta la generación de electricidad, quedó verticalmente integrado y monopolizado por dos empresas públicas: PEMEX y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Tanto la legislación constitucional, en sus artículos 25, 27 y 28, como las leyes reglamentarias y aquellas que han regulado al sector público, hicieron de todas las cadenas del sector energético industrias estratégicas y, por tanto, sujetas sólo al control y a la administración del Estado. Así, paralelo al nacionalismo petrolero que se inicia desde la Constitución de 1917 y que conoce su momento más apoteótico en 1938, con la expropiación de las compañías extranjeras, en México se consolidó también un “estatismo” energético de tal manera que prácticamente todas las cadenas de las industrias de hidrocarburos, eléctrica, nuclear y hasta de la llamada petroquímica “básica”, quedaron prácticamente monopolizadas bajo dos empresas de Estado: PEMEX y la CFE.

En materia energética, empero, nacionalismo y estatismo no son lo mismo. Mientras que el primero remite a la propiedad de la Nación de los recursos del subsuelo y de los zócalos y plataformas marinas, como parte de la soberanía del Estado

sobre los recursos de su territorio, el segundo remite al carácter estratégico de una industria o de la cadena de valor de un sector y que, de acuerdo al Artículo 25 constitucional, su operación queda entonces en manos exclusivas del Estado y sus empresas. El Artículo 27, no obstante, acepta la figura de las concesiones y contratos con terceros para el desarrollo de los recursos del subsuelo, pero desde la reforma de 1960 los ha prohibido explícitamente en el campo de los hidrocarburos, no siendo el caso, por ejemplo, para la minería o incluso el gas grisú.

No fue sino hasta la entrada de México al Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) en 1994, que se hicieron un conjunto de reformas constitucionales y a las leyes secundarias, antes y después a la puesta en vigor del Tratado, para adecuar al sector energético a la política de apertura y competencia introducida por el mismo. La posesión por la Nación sobre los recursos del subsuelo se mantuvo intacta, así como el monopolio de PEMEX sobre la casi totalidad de las cadenas de hidrocarburos. Sin embargo, el comercio de gas natural y electricidad se liberalizó, las compras gubernamentales también (a partir de un umbral y sin exceptuar las del sector energético), y se abrió a particulares la cadena de comercio y distribución de gas natural, así como la de generación de energía eléctrica no considerada de “servicio público”. La industria petroquímica fue prácticamente liberalizada salvo los precursores de los mismos, reclasificados como “básicos”, como el metano, etano, pentano, butanos y propano, entre otros (Morales, 1997).

Desde entonces hasta la fecha, incluyendo la última reforma realizada durante la administración del presidente Calderón, las “reformas” subsiguientes, o los intentos de ello, han pretendido abrir al sector privado algunas cadenas en materia de generación de electricidad, incluso de refinados, pero a través de modificaciones a las leyes reglamentarias. Los resultados han sido más bien infructuosos, y los saldos más importantes de la última reforma –la de 2008– sólo introdujo modificaciones a la organización interna de PEMEX, al crear la figura de cuatro consejeros “profesionales” para formar parte del Consejo de Administración, y una agencia técnica de supervisión subordinada a la SENER, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), cuyo misión ha sido revisar los criterios bajo los cuales PEMEX ha desarrollado algunas cuencas, como la de Chicontepec. Con todo, empero, la reforma de 2008 no hizo los cambios que se esperaban para enfrentar las urgencias más serias que enfrenta el sector, sobre todo en materia de una explotación más eficiente de los recursos energéticos.

En agosto de 2013, el presidente Peña, del Partido Revolucionario Institucional (PRI) sometió un nuevo proyecto de reforma al Congreso que inmediatamente tuvo una respuesta por parte de los dos principales partidos de oposición: el Par-

tido Acción Nacional (PAN) y el de la Revolución Democrática (PRD). La esencia de la reforma priísta es modificar los artículos 27 y 28, en sus párrafos sexto y cuarto respectivamente, lo que permitiría que todas las cadenas del sector de hidrocarburos (y la mayoría del sector eléctrico, salvo el sistema nacional de transmisión) dejarían de ser estratégicas y, por tanto, cesarían de ser monopolios de Estado para abrirse a la competencia de compañías privadas mediante el sistema de contratos (y no concesiones como lo ha propuesto el PAN) licitados por el Gobierno, ya que a pesar de la apertura, los bienes bajo el subsuelo seguirían perteneciendo a la Nación. Una reforma de este tipo pondría sin duda fin a la ambigüedad bajo la cual los contratistas privados han operado con PEMEX desde 1960, año en el que se reformó la Constitución para prohibir los contratos con la empresa. En la nueva propuesta del PRI, sin embargo, la posibilidad de realizar contratos ya no sólo es con PEMEX, sino que las compañías podrían concursar directamente para explorar y desarrollar pozos en las cuencas donde se encuentran los recursos probables y prospectivos del país. Lo mismo sucedería en las cadenas de refinación y distribución. La modalidad que tomarían dichos contratos (de riesgo, utilidad compartida, etcétera) quedaría definida en la reglamentación secundaria.

Una reforma de este tipo, sin duda, aliviaría las presiones sobre PEMEX para desarrollar los yacimientos en aguas profundas o iniciar el desarrollo de los recursos no convencionales de gas, cuyos costos de producción son menos de la mitad en Texas comparados a los que PEMEX ha tenido que cubrir en cuencas similares. Una apertura de este tipo daría sin duda un empuje importante a la transformación industrial de los hidrocarburos, no sólo en materia de refinación, sino en la transmisión y la distribución. Impulsaría sin duda las cadenas del etano y del metano de la petroquímica (ya que la reforma propuesta por el PRI libera de una vez por todas los llamados “petroquímicos básicos”) y abriría a una mayor competencia la generación de energía eléctrica, sobre todo de las fuentes renovables y verdes.

Con todo, la propuesta levanta un sinnúmero de interrogantes, los más cruciales en materia de producción primaria (exploración y explotación) de los hidrocarburos. Como se sabe, desde la Constitución de 1917 el Estado restituyó los recursos del subsuelo y de los zócalos marinos a la Nación, no para ser explotados por un monopolio estatal, sino para ser administrados mediante la modalidad de concesiones y contratos pero que en materia de hidrocarburos quedaron explícitamente prohibidos de acuerdo a las modificaciones constitucionales de 1960. La restitución que hace la Constitución de 1917 va acorde con el nacionalismo de los recursos naturales del que México fue pionero, y que en la actualidad la mayoría de los países ha reivindicado (ver Mares, 2010), incluso un país tan diferente y complejo como Canadá. Sin embargo, a medida que diferentes reformas regla-

mentarias y constitucionales fueron normando al sector energético mexicano, nacionalismo y estatismo llegaron a ser sinónimos. En el caso de la minería, por ejemplo, si bien los recursos son de la Nación, el Estado extendió concesiones y/o contratos a particulares para su explotación. En este caso, nacionalismo y estatismo sobre los recursos no llegaron a ser sinónimos. En el ámbito energético, empero, el Estado llegó a estatizar recursos que ni siquiera son del subsuelo, como la generación de electricidad, o incluso cadenas estratégicas de la petroquímica. La reforma actual vuelve a desvincular el nacionalismo de los recursos del subsuelo con el estatismo que ha hegemonizado su explotación. Al poner esta diferenciación en la mesa de discusión, e independientemente de las virtudes y vicios que ha tenido la estatización de los recursos energéticos del país (cuyo balance los mexicanos aún tienen que realizar), la pregunta que abre la propuesta del PRI concierne en última instancia a la administración de una renta petrolera que debe quedar bajo el manejo de “la Nación” y para beneficio de ella.

Paradójicamente, la propuesta del PRI mantiene un silencio desconcertante al respecto mientras que las posiciones del PAN y del PRD abordan, aunque de manera indirecta, el asunto. En efecto, las propuestas del PRD y del PAN proponen la creación de un fondo petrolero cuyo objetivo sería administrar, independientemente de los intereses de Hacienda o del Consejo de PEMEX, la renta petrolera. Si por renta petrolera se entiende, como lo define la misma SENER, el valor de los productos extraídos a precios internacionales menos los costos para ponerlos en el mercado (SENER, 2008), queda claro que en la actualidad el mayor monto de dicha renta es transferida directamente a la Secretaría de Hacienda, y cuyo dispendio poco transparente se canaliza al gasto público, subsidios de todo tipo (no solamente de productos energéticos), transferencia a los estados federados y privilegios y prebendas para los trabajadores del sector energético. Un ejemplo del uso discrecional y poco transparente que se hace de la renta petrolera, es el Fondo de Estabilización de Ingresos Peroleros (FEIP), creado en 2000 y cuyo objetivo fue crear una suerte de fondo de ahorro alimentado por las ganancias extraordinarias de las ventas del petróleo, es decir, de ingresos por encima del precio internacional del petróleo que anualmente estima Hacienda. La idea de dicho fondo es usarlo como una reserva financiera para compensar una caída de ingresos en caso de que el precio internacional del crudo se ubique por debajo de lo presupuestado. Si bien la Cámara de Diputados establece en forma anual el uso o conservación de dicho fondo, existe evidencia de que hasta ahora ha sido utilizado para alimentar gasto público de todo tipo (Moreno, 2006: 22-23). Es en este sentido que la propuesta tanto del PRD y del PAN de crear un fondo petrolero autónomo de los intereses del gobierno en turno cobra importancia.

Desde la reforma energética que introdujo el TLCAN hasta la fecha, el debate de cualquier reforma energética se ha centrado en las ventajas y/o desventajas de mantener el monopolio estatal sobre las cadenas de hidrocarburos y el papel que el capital privado debería jugar en ellas. Esto ha hecho que el debate se polarice entre “privatización” de los recursos y la “defensa” de la soberanía del Estado sobre ellos. Dicho debate ha estado permeado más por posiciones ideológicas que por un intento por diferenciar y desvincular la propiedad de los recursos –que han sido de la Nación y lo seguirán siendo de acuerdo con las propuestas recientes de reforma– de sus formas de explotación (monopolio estatal, asociación público-privada, modalidad de contratos o concesiones a inversionistas privados, etcétera). Detrás de ese debate siempre polarizado e ideologizado, y que sin duda se repetirá en la propuesta de reforma actual, se ha dejado de lado la discusión medular de transparentar la extracción, apropiación, gasto, distribución y conservación de la renta petrolera; renta que en principio y en última instancia pertenece a la Nación, es decir, a todos los mexicanos. Hasta ahora, y debido en buena parte al modelo de explotación estatal monopólica de los recursos energéticos, dicha renta se la ha apropiado una clase política, conformada por funcionarios públicos, de PEMEX, bancadas partidistas y líderes sindicales, y que la ha utilizado para fines y objetivos poco transparentes. Una suerte de “renacionalización” de la renta resulta crucial, si el país quiere conservar o invertir dichos ingresos, provenientes de recursos no renovables, para fines y objetivos más trascendentes.

La renacionalización de la renta petrolera significaría no sólo liberar a PEMEX y a todo el sector energético del presupuesto de Hacienda, tal y como la propuesta del PAN pareciera sugerir, sino que implicaría dotar de independencia presupuestal y administrativa a instancias regulatorias encargadas de vigilar y transparentar los ingresos que se obtengan como renta, es decir, después de las utilidades reconocidas a PEMEX o a los contratistas privados que estén autorizados a participar. Esto obligaría al Estado a llevar y vigilar un proceso de licitación de contratos más riguroso, a revisar con criterios de eficiencia y de verdadera distribución social el otorgamiento de subsidios, que en su mayoría favorece a los sectores más privilegiados, a suprimir los privilegios y la corrupción sindical y de otro tipo, y –como he dicho– a crear un ente autónomo que fiscalice y transparente el manejo de la renta petrolera. De conformarse instituciones sólidas que den autonomía a la administración de los recursos petroleros de los intereses del gobierno y de los partidos políticos en turno, los mexicanos contarán con instituciones energéticas mucho más sólidas que podrán dirimir la mejor forma de optimizar la renta petrolera, ya sea explotando los recursos no convencionales o los localizados en

aguas profundas, ya sea elevando las exportaciones de crudo o disminuyendo las importaciones de petrolíferos, o, en su defecto, privilegiando la producción para satisfacer al mercado interno y retirándose de los mercados de exportación.

Estas decisiones no pueden tomarse a la ligera o dejarse en las manos del presidente en turno y unos cuantos funcionarios, como sucedió en el malogrado “auge” petrolero de la administración de López Portillo (1976-1982). Si el monto de la renta petrolera está determinado por los precios internacionales del gas y del crudo, las decisiones mexicanas tienen que ir muy acorde a la evolución de los mismos. Y en esta materia, México no está en la disponibilidad de impactar significativamente los precios, sino más bien está destinado a adaptarse a las condiciones de los mercados. En ese sentido, y tal y como se desprende de las dos primeras secciones de este trabajo, tanto EEUU como Canadá están mucho mejor posicionados que México, por sus ventajas tecnológicas y el potencial de su producción, para imponer una dirección en los mercados de crudo y gas en los años por venir.

Consideraciones finales

La crisis del modelo monopólico y estatista en la explotación de los recursos energéticos ha hecho, sin duda, las reformas del sexenio pasado muy limitadas para enfrentar los retos (en términos de seguridad y sustentabilidad energéticas) y oportunidades (vastos recursos fósiles no convencionales, vastos recursos renovables) a los que México se enfrenta en la actualidad. Si una lección se puede obtener de la revolución que se ha dado en los otros dos países de América del Norte, es que no basta con pelear o reclamar la soberanía de los recursos del subsuelo para la Nación, algo de lo que los mexicanos se vanaglorian con justa razón, sino que es igualmente estratégico e importante saberlos explotar para generar de ellos aún más riqueza para los mexicanos. En Canadá, también existe una suerte de nacionalismo energético pero que, a diferencia de México, es administrado por las provincias extractoras, beneficiando a la federación mediante transferencias fiscales. Con todo, la clave para asegurar el auge en la explotación de las arenas bituminosas fue el abatimiento de costos y la innovación tecnológica impulsados por los centros de investigación y las compañías de todo tipo y de todas las nacionalidades que han operado las actividades de extracción y producción bajo los esquemas regulatorios de los gobiernos provinciales.

En EEUU, uno de los pocos países en el que los recursos del subsuelo pueden estar en manos privadas, se cuenta sin embargo con reservas federales –sobre todo en las plataformas marinas– sujetas a protección y a reglamentación estatal.

Un estado como el de California, que cuenta con el monto más importante de las reservas convencionales de crudo de ese país, ha decidido no explotarlas por razones ambientales e impulsar el desarrollo de energías renovables. A la par de un sistema regulatorio claro y definido con el que ha contado el sector energético de ese país, la innovación tecnológica, el involucramiento de los centros de investigación tanto públicos como privados con las compañías extractivas o desarrolladoras de productos renovables, y una consistencia con las políticas federales en materia energética, han hecho hoy de ese país una potencia energética “no convencional”.

En otras palabras, no basta que los activos del subsuelo sean de la Nación para que esto garantice su óptima explotación y, sobre todo, el beneficio de todos los mexicanos. El “auge” petrolero de fines de los 70 y principios de los 80 duró cinco años, y terminó en una enorme deuda pública que provocó moratoria de pagos internacionales, una “década perdida” de crecimiento y transferencias netas de recursos financieros que cesaron hasta ya entrada la última década del siglo. La reforma energética que se discute hoy en México en esta segunda década del siglo intenta separar el nacionalismo energético –que sin duda debe permanecer– del estatismo monopólico en materia de hidrocarburos y electricidad. Es decir, intenta abrir a la competencia todas las cadenas de valor de esas industrias sin alienar la propiedad soberana de los recursos. Sin embargo, y como lo he dicho en este trabajo, abrir a la competencia las cadenas de valor de la industria de hidrocarburos y de electricidad –independientemente de la modalidad en que podrían operar los contratos con las compañías interesadas– no constituye, ni será la llave mágica que asegure su reanimación. Es igualmente urgente hacer de PEMEX una compañía independiente y competitiva, así como construir instituciones públicas sólidas e independientes de los intereses de Hacienda, del Gobierno y del partido en turno en el poder, que supervise y proteja la extracción de la renta petrolera que compañías estatales y privadas puedan generar. Si la presente reforma sienta las bases para renacionalizar la renta petrolera del país, ahora en manos de intereses partidarios y de grupo, y por tanto, de corto plazo, habrá marcado un hito histórico en la industria energética mexicana. ■

Referencias

- Energy Information Administration (EIA) (2012), *Canada*, diciembre.
- _____ (2013), *Annual Energy Outlook 2013*, Washington D.C., Washington, D.C., Junio.
- _____ (2013a), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, Washington, DC, Junio.
- Hartley, Peter and Medlock, Kenneth B. (2011), "The Revenue Efficiency of PEMEX: A Comparative Approach", University of Oxford and Baker Institute, *The Future of Oil in Mexico*, Houston, Texas
- Mares, David (2010). "Resource Nationalism and Energy Security in Latin America: Implications for Global Oil Supplies." Working paper, James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, Houston, Texas.
- Morales (2013), "La emergencia de una potencia energética no convencional. Revolución tecnológica, seguridad y medio ambiente en las políticas de energía de los Estados Unidos. 2001-2012", a publicarse en un libro editado por Luis Maira.
- Morales, Isidro (1997). "Mexico's Post-NAFTA Deregulation Policies: The Case of the Petro-Chemical Sector." *New Political Economy* 2:3. 427-450.
- Moreno, Rocío (2006), *Ingresos petroleros y gasto público. La dependencia continúa*, FUNDAR, Centro de Análisis y de Investigación, AC, México, D.F.
- Rabe, Barry G., y Borick, Christopher (2013), "Conventional Politics for Unconventional Drilling? Lessons from Pennsylvania's Early Move into Fracking Policy Development", artículo aceptado para ser publicado en *Review of Policy Research*.
- Secretaría Nacional de Energía (SENER) (2008). "Iniciativas de Reforma Energética. La renta petrolera." <http://www.energia.gob.mx/> Consultado el 7 de agosto de 2008
- _____ (2013), *Estrategia Nacional de Energía, 2013-2027*, México, DF.
- Bases de datos electrónicas (BD).
- British Petroleum (BP), 2013, Statistical Workbook, <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481> Consultado el 14 de marzo 2013.
- Energy Information Administration, BD, 2013, www.eia.gov

El sector energético y los temas específicos

La industria de la refinación en México

Antonio Juárez*

LOS COMBUSTIBLES de origen fósil son y seguirán siendo en las próximas décadas la principal fuente de energía en el mundo. Esto se debe a su menor costo de obtención y transformación, mayor rendimiento y poder calorífico y flexibilidad para su transporte, en comparación con otras fuentes de energía. La industria de la refinación es fundamental para la actividad económica. A través de ella se transforma el petróleo crudo en combustibles líquidos y otros derivados. Entre éstos, destacan las gasolinas y el diésel para el transporte terrestre, la turbosina para el transporte aéreo, el coque para combustión de hornos y el combustóleo para la generación de electricidad, calentamiento de calderas industriales y comerciales y el transporte marítimo.

En México, el sector transporte representa 99% de la demanda interna de gasolinas, 86% de la de diésel y 99% de la de turbosina. La generación de electricidad representa 54% de la demanda de combustóleo, y 72% del consumo de coque lo constituye la demanda industrial.¹

Desde hace años, PEMEX Refinación enfrenta una situación crítica, caracterizada por graves restricciones para cumplir su objetivo fundamental: abastecer con eficiencia, calidad, oportunidad, seguridad y a precios competitivos la demanda de petrolíferos del país. Entre los retos de la industria nacional de refinación se encuentra la disponibilidad de crudos cada vez más pesados que requieren de

1. Secretaría de Energía, Prospectiva de Petrolíferos 2013-2026. México, 2013. Disponible en: http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PP_2012_2026.pdf (consulta: julio de 2013).

*Antonio Juárez es socio de Marcos y Asociados, Infraestructura y Energía.

procesos más complejos para la obtención de los petrolíferos que requiere el país, la creciente demanda de productos derivados del petróleo y el compromiso con el cuidado del medio ambiente.

Industria de la refinación

El término “petróleo crudo” se refiere al petróleo no procesado que contiene cientos de diferentes tipos de hidrocarburos mezclados. Éstos deben someterse a procesos de alta complejidad como separación, destilación, desintegración y endulzamiento en plantas de proceso específicas para la obtención de los combustibles que demanda el mercado. Al conjunto de estos procesos se le conoce como refinación del petróleo.

Los crudos se clasifican y valúan de acuerdo a su densidad y contenido de azufre. Por lo general, la densidad se mide por el índice API desarrollado por el American Petroleum Institute; cuanto mayor sea el grado API, más ligero será el crudo y, entre más ligero, más fácil de procesar, por lo que normalmente es más caro que los crudos más pesados.

Por otro lado, el contenido de azufre se mide como porcentaje en peso: crudos con menos de 0.7% de azufre se consideran crudos dulces, mientras que si tienen un porcentaje mayor, se considerarán amargos. Estos últimos son altamente corrosivos para los equipos de refinación.

● **Tabla 1. Rendimiento por tipo de crudo, densidad (API) y contenido de azufre**

Tipo de crudo	Características	Rendimientos
Ligero y dulce (WTI, LLS, Brent, Olmeca)	>34 API; <0.7% azufre;	3% gases de refinación; 32% gasolinas; 30% destilados; 35% combustibles pesados
Medio amargo (Mars, Árabe ligero y medio, Urales, Istmo)	24-34 API; >0.7% azufre;	2% gases de refinación; 24% gasolinas; 26% destilados; 48% combustibles pesados
Amargo y pesado (Maya, Cerro Negro, Cold Lake, WCS)	<24 API; >0.7% azufre	1% gases de refinación; 15% gasolinas; 21% destilados; 63% combustibles pesados

Fuente: Elaboración propia con datos de Valero.

Mapa 1. Ductos, infraestructura actual



La función de una refinería es transformar el petróleo crudo en productos derivados que satisfagan las necesidades de la sociedad. La forma más común de lograr esto es mediante procesos de destilación fraccionada: calentar el petróleo y condensar los vapores resultantes. Sin embargo, no es la única: algunas de las técnicas más nuevas utilizan procesos químicos para convertir algunas fracciones en otras en un proceso conocido como conversión, que rompe cadenas largas para tener hidrocarburos de cadena corta, convirtiendo el diésel en gasolina, por ejemplo, o creando gasolinas con diferentes índices de octanaje. Algunas veces es necesario someter estas nuevas fracciones a procesos adicionales, como el hidrotratamiento (que elimina azufre y nitrógeno), que permiten obtener los productos que se venden en el mercado: gas LP, gasolinas, turbosinas, diésel y combustóleos.

El Sistema Nacional de Refinación de Petróleos Mexicanos está compuesto por 6 refinerías: Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula, y actualmente tiene una capacidad total de 1,690 Mbd. En total, las 6 refinerías cuentan con 18 plantas de destilación primaria, 18 de destilación al vacío, 11 de desintegración catalítica, 2 de reducción de viscosidad y 13 reformadoras, 14 plantas de alquilación e isomerización, 40 hidrodesulfuradoras y 3 coquizadoras. Además,

el SNR cuenta con 77 terminales de almacenamiento y reparto (TAR), 5 mil 223 km de ductos de crudo y 8 mil 917 km de ductos de productos, así como con 17 buque tanques, 1,360 auto tanques y 10 mil 042 estaciones de servicio.²

A pesar de contar con toda esta infraestructura, desde principios de la década pasada el desempeño de PEMEX se ha deteriorado aceleradamente, debido al abatimiento de la producción de crudo, el bajo nivel de utilización de refinerías y el menor volumen de elaboración de refinados, lo que se traduce en la necesidad de incrementar las importaciones y en resultados económicos adversos.

A partir de 2005, la producción de crudo se desplomó. Esta caída, atribuible principalmente a la declinación de Cantarell, representa una pérdida de 825 Mbd entre 2004 y el primer cuatrimestre de 2013. El efecto más importante de esta disminución productiva ha sido sobre las exportaciones de crudo, que para 2012 se redujeron 33% respecto al pico de 2004. El tipo crudo de exportación más afectado fue el pesado (Maya), cuyo volumen se abatió 41%.

Esta baja de producción también parece estar afectando el desempeño de las refinerías. El proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación en 2012 disminuyó 8% respecto a 2004 –año en que se alcanzó el nivel más alto de los últimos 14 años–, no obstante que la capacidad global de refinación se incrementó 10% en 2011, al pasar de 1,540 a 1,690 miles de barriles diarios con la reconfiguración y ampliación de la refinería de Minatitlán, por lo que el nivel de utilización de la capacidad instalada se situó en sólo 69% en 2012.³ Además, ocurre un evento peculiar: mientras que la producción de crudo pesado tiende a perder importancia, pasando de 73% del total en 2004 a 54% en los primeros cuatro meses de 2013, el uso de crudo pesado en nuestras refinerías se incrementó, debido principalmente a las reconfiguraciones de Cadereyta, Madero y Minatitlán.

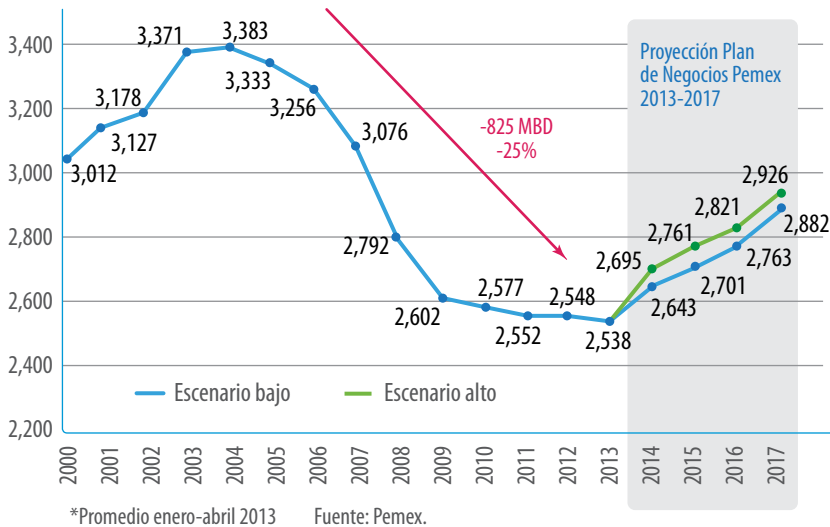
Como resultado de los procesos de reconfiguración, la producción de petrolíferos presentó cambios importantes. La producción total en 2012 fue 8.9% menor que en el año 2000. Esto se ha traducido en una disminución de la producción de los refinados de mayor importancia en el mercado. En el caso de las gasolinas, ésta ha sido de 10% y en el diésel de 8% respecto a 2004.⁴

2. Petróleos Mexicanos, *Informe Anual 2012*. México, 2013. Disponible en: http://www.pemex.com/files/content/informe_anual_2012_art70.pdf (consulta: julio de 2013).

3. *Ibidem*.

4. Petróleos Mexicanos, *Anuario Estadístico 2013*. México, 2013. Disponible en: http://www.pemex.com/files/content/anuario-estadistico_2013-1.pdf (consulta: julio de 2013).

● Gráfica 1. Producción histórica de crudo y proyecciones (miles de barriles diarios)



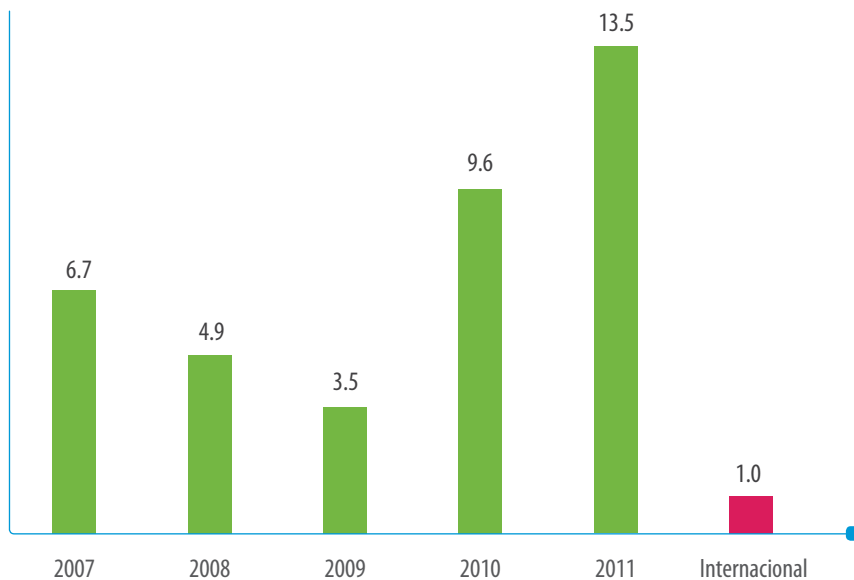
La principal causa de la reducción de la producción de petrolíferos es el aumento en la cantidad de paros no programados en las refinерías, especialmente las de Madero, Tula, Cadereyta y Minatitlán. Sin embargo, la operación de las refinерías también está afectada por otros factores, todo lo cual se traduce en una gran inestabilidad operativa. Entre éstos se encuentran:

- La variabilidad en el volumen, tipo y calidad de los crudos procesados;
- Incumplimientos en los mantenimientos programados de algunas plantas;
- Ajustes a los programas de proceso y producción;
- Fallas recurrentes en el suministro de energía eléctrica;
- Retraso en el arranque de las nuevas plantas en Minatitlán; y
- Fallas de Servicios Auxiliares.

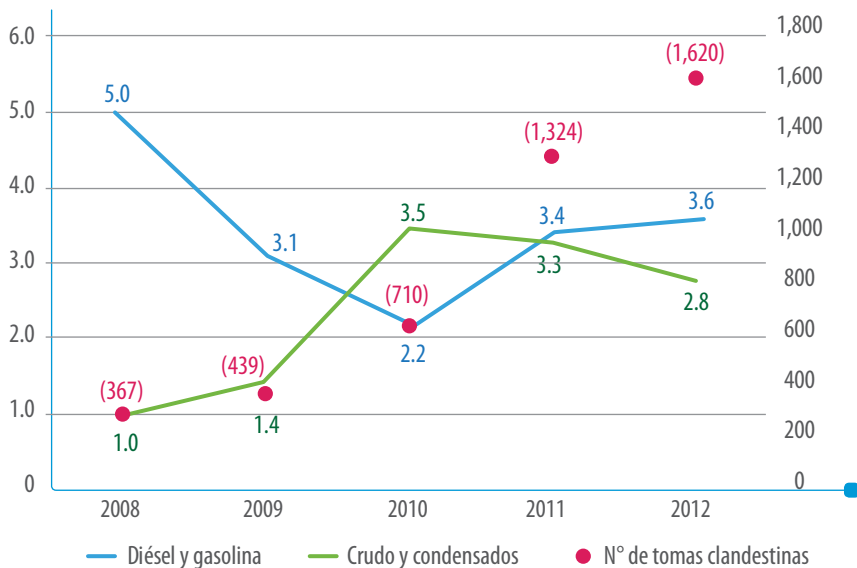
PEMEX Refinación: evolución del índice de paros no programados

Además, la inestabilidad en la operación de las refinерías encarece y complica la logística de abastecimiento de productos refinados al mercado, pues se tiene que acudir a importaciones *spot* y a traspasos para asegurar el suministro, lo que dificulta la programación confiable del abastecimiento. Otro factor a considerar son las tomas clandestinas, que se han incrementado considerablemente en los últimos años y representan importantes pérdidas económicas.

● Gráfica 2. PEMEX Refinación: evolución del índice de paros no programados



● Gráfica 3. Número de tomas clandestinas y volumen extraído de petrolíferos



Fuente: PEMEX, Anuarios Estadísticos.

Los resultados de esta problemática se ven reflejados en los indicadores de desempeño que año con año reporta PEMEX Refinación y que se presentan a continuación:

● **Tabla 2. Indicadores de desempeño de PEMEX Refinación**

Tipo de crudo	2008	2009	2010	2011	2012	Meta 2012	Desempeño
Proceso de crudo (MBD)	1,261	1,205	1,184	1,167	1,199	1,331	▼
Utilización capacidad destilación (%)	79	80	71	68	69	75	▼
Rendimientos de gasolinas y refinados (%)	67	66	63	62	64	69	▼
Margen variable de refinación (USD/B)	2.3	1.6	-0.2	-0.09	0.01	-0.83	▲
Importaciones gasolinas / Ventas totales (%)	43	42	47	51	49	41	▼
Importaciones diesel / Ventas totales (%)	18	13	29	35	33	14	▼
Costo total de transporte (\$/Ton-Km)	0.159	0.159	0.170	0.167	0.184	0.178	▲
Autonomía Magna en terminales (días)	2.9	2.0	2.4	2.2	2.5	2.2	▲
Autonomía Premium en terminales (días)	8.4	7.6	7.8	6.3	3.7	4.7	▼
Autonomía Diesel en terminales (días)	3.8	3.1	2.5	2.4	2.4	3.0	▼
Índice de intensidad energética	135	130	139	138	137	126	▼
Emisiones de SO _x /1000 ton de proceso (Ton/Mton)	4.5	4.4	3.8	4.0	3.7	4.0	▲
Índice de frecuencia de accidentes (índice)	0.24	0.32	0.66	0.76	0.76	0.3	▼

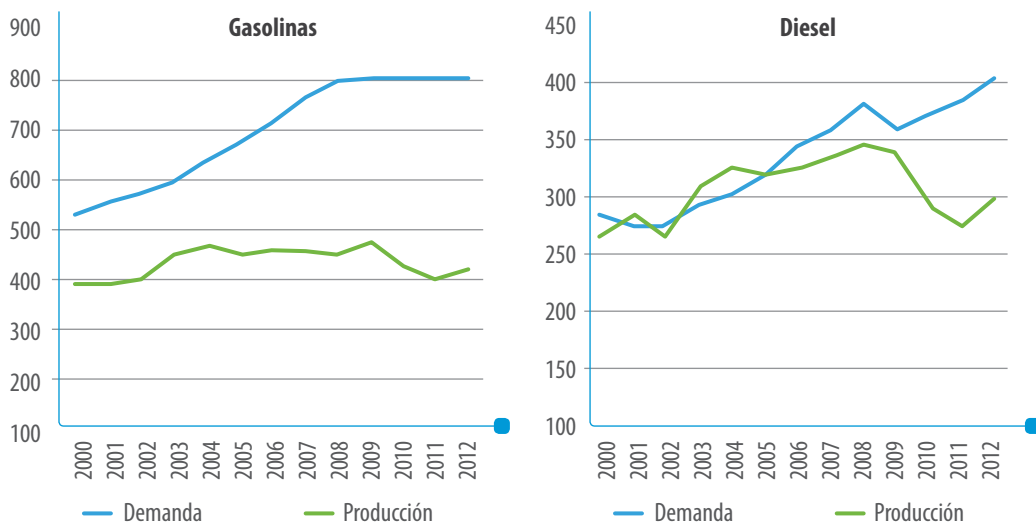
Fuente: PEMEX Refinación, Informe Anual 2012.

De este análisis, los elementos que destacan por su incidencia operativa y económica son:

- Bajo rendimiento en la producción de gasolinas y destilados (diésel, querosenos), que son los productos de mayor valor de mercado;
- Crecientes importaciones de diésel y gasolinas respecto a las ventas totales, resultado de la baja productividad de las refinerías;
- Limitada autonomía en el volumen almacenado de diésel y gasolinas en las Terminales de Almacenamiento y Distribución, lo que puede implicar un potencial problema de abasto a algunas regiones;
- Altos índices de intensidad energética, que tienen un impacto directo en los costos; y
- Creciente incidencia en el índice de frecuencia de accidentes, lo que afecta la vida y seguridad de los trabajadores y la operación.

El impacto más importante de esta problemática se observó en el creciente desbalance entre oferta y demanda de gasolinas y diésel que, como se mencionó antes, tiene que compensarse con importaciones.

● Gráfica 4. Balances oferta demanda de gasolina y diésel 2000-2012 (miles de barriles diarios)



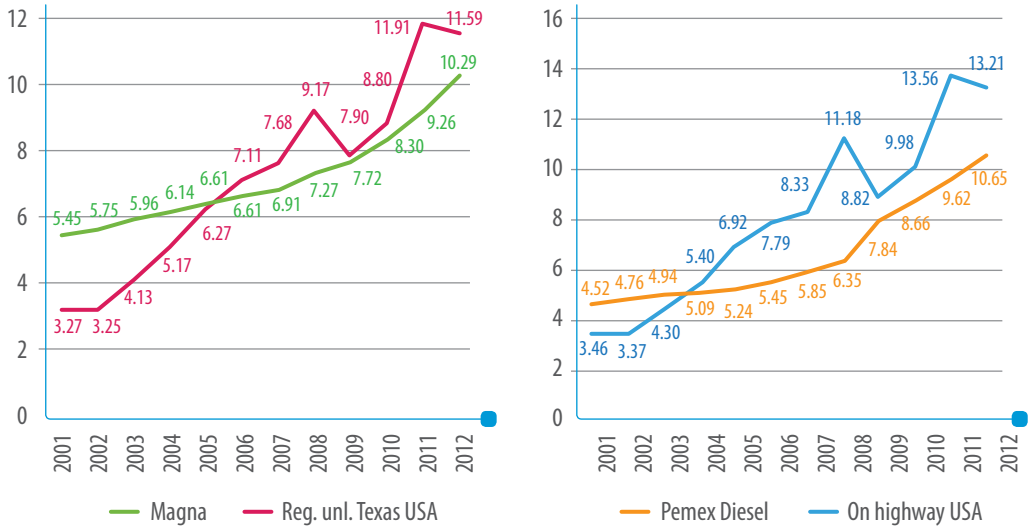
Fuente: PEMEX, Anuarios Estadísticos.

Este fenómeno tiene el agravante de que, debido a la política de subsidios, estos productos se han estado vendiendo por debajo de su precio de referencia en el mercado internacional, lo que ha ocasionado un importante impacto económico en las finanzas nacionales. De acuerdo con estimaciones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, el monto acumulado por IEPS negativo que se ha tenido que bonificar a PEMEX como efecto de la política de subsidios a las gasolinas y el diésel, alcanzó 768 mil millones de pesos entre 2006 y 2012.

En 2012, las importaciones totales de productos refinados significaron más de 29 mil 800 millones de dólares. Es importante destacar que el valor global de estas importaciones fue equivalente a 64% del valor total de las exportaciones de petróleo crudo durante ese año; es decir, 46 mil 788 millones de dólares.⁵ Ese año, el saldo negativo de la balanza comercial de productos refinados, considerando las exportaciones de éstos, llegó a 27 mil 300 millones de dólares.

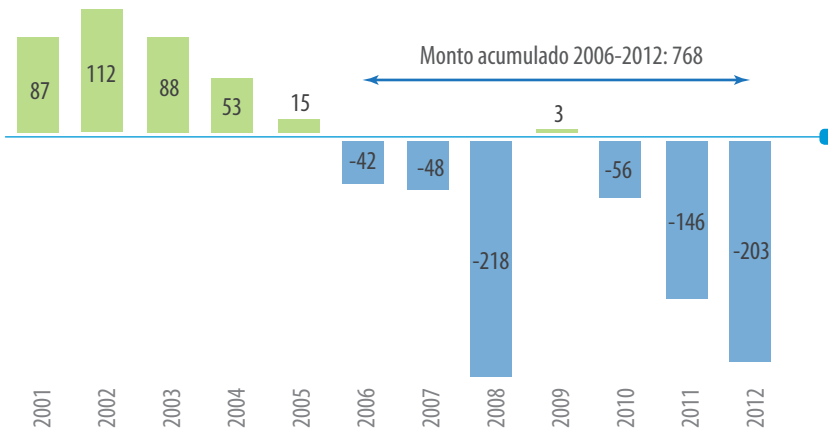
5. Petróleos Mexicanos, *Anuario Estadístico 2013*.

● Gráfica 5. Precios medios al público de la gasolina y el diésel en comparación con los EUA (pesos por litro)



Fuente: PEMEX, Anuarios Estadísticos.

● Gráfica 6. IEPS en gasolinas y diésel (miles de millones de pesos)

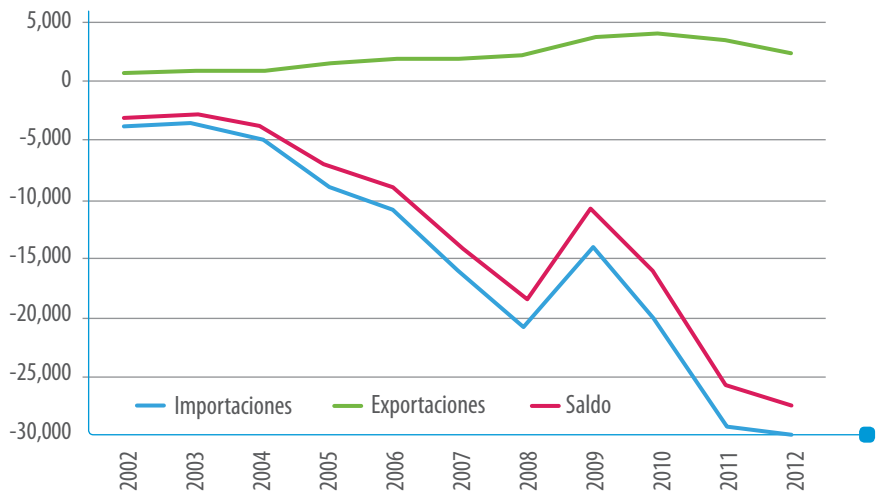


Fuente: SHCP.

El impacto económico de esta compleja problemática se refleja en los resultados económicos de PEMEX Refinación. El indicador más utilizado para evaluar el desempeño operativo de las refinerías es el margen variable de refinación, que se obtiene deduciendo del ingreso por ventas, los costos variables como materias primas, autoconsumos (combustóleo y gas natural utilizados para el funciona-

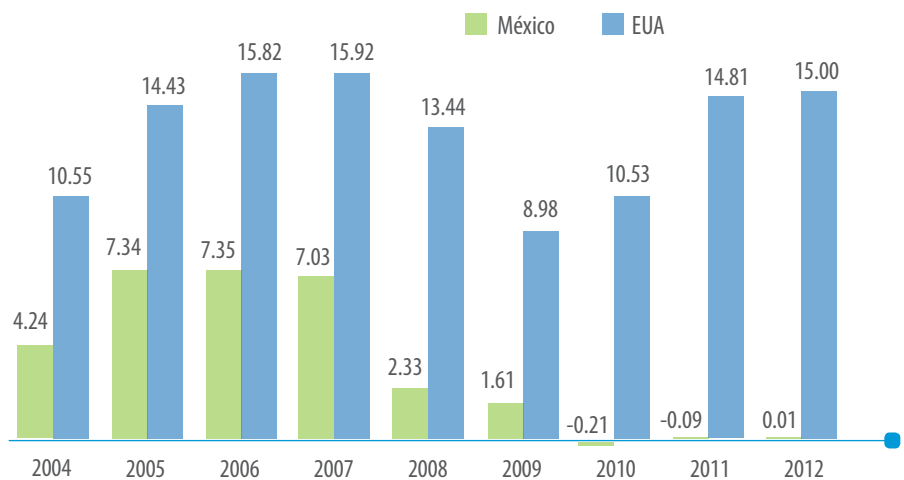
miento de las refinerías) y servicios auxiliares (energía eléctrica, agua y catalizadores). La evolución de este indicador y su comparación con el registrado en el sistema de refinación de Estados Unidos son muy desfavorables.

● Gráfica 7. Evolución de la balanza comercial de productos refinados (millones de dólares)



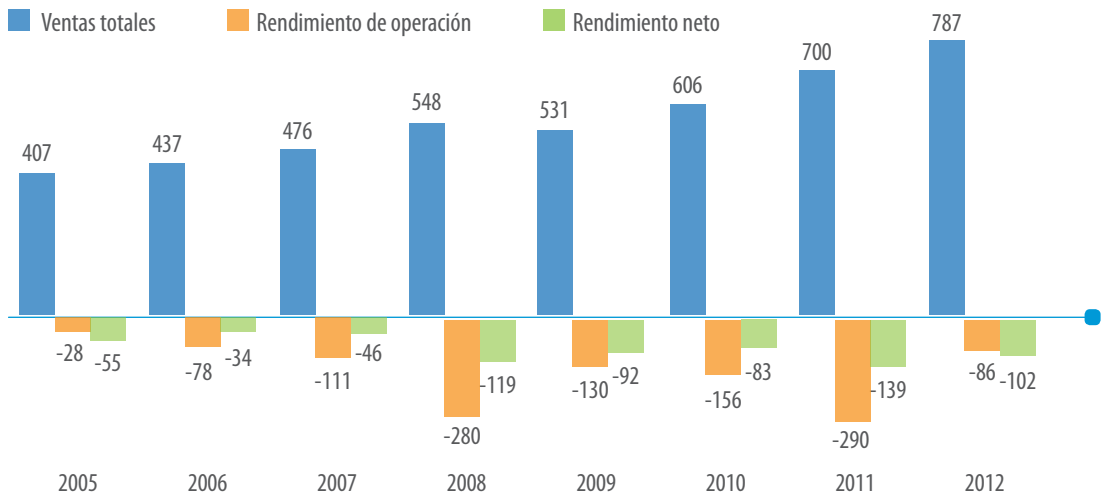
Fuente: PEMEX, Anuarios Estadísticos.

● Gráfica 8. Márgenes Variables de Refinación México vs. EUA (dólares por barril)



Fuente: PEMEX, Memorias de Labores; Informes Anuales.

● Gráfica 9. Pemex refinación, resultados financieros históricos (miles de millones de pesos corrientes)



Todo ello ha contribuido a que PEMEX Refinación presente resultados negativos desde que se reportan los estados financieros por segmento de negocios en Petróleos Mexicanos. En 2012, la pérdida de operación alcanzó 86 mil millones de pesos y la pérdida neta 102 mil millones de pesos.⁶

Los resultados de operación de la subsidiaria están impactados tanto por el desempeño de las refinerías, como por las operaciones de importación para reventa donde, como se mencionó, existe un subsidio implícito al precio del diésel y las gasolinas. Sin embargo, los resultados netos ya reflejan las compensaciones que el Gobierno Federal retribuye a PEMEX Refinación por el efecto negativo del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) como consecuencia de este subsidio.

Las tendencias en la industria de refinación en el mundo y su efecto en México

El consumo de productos refinados en los países en desarrollo mantendrá su crecimiento en el futuro previsible, debido al crecimiento de sus economías y la incorporación de nuevos consumidores al mercado. Debido a ello, es de es-

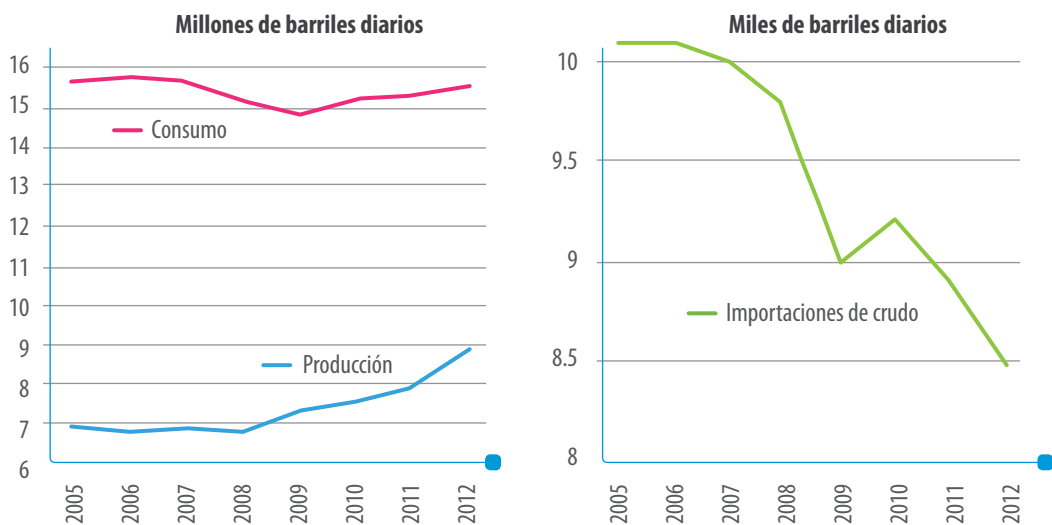
6. Petróleos Mexicanos, *Reportes financieros a la Bolsa Mexicana de Valores*. Disponibles en: <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=17&catID=12159> (consulta: julio de 2013).

perarse un incremento en la capacidad de refinación y/o la modernización de las refinerías existentes para aumentar el volumen y la calidad de los productos petrolíferos en dichos países.

Sin embargo, en los países desarrollados de Europa y en la costa del Golfo de EUA, existe una tendencia al cierre de las refinerías menos redituables, debido a la contracción de la demanda, al debilitamiento de los márgenes de refinación o a la oferta de combustibles comparativamente más baratos como es el caso del diésel ruso que se está enviando a Europa Occidental. En estos países, la tendencia es hacia la eliminación de cuellos de botella y la modernización de las refinerías más grandes, para optimizar la elaboración de los productos más rentables y adecuar la calidad de los combustibles a normas ambientales más estrictas, lo que implica un desplazamiento gradual de los productores independientes más débiles.

En el caso específico de EEUU, debido al creciente impacto de la producción de crudo y condensados de los yacimientos de shale, se espera que el país reduzca drásticamente sus importaciones de crudo. En los últimos 8 años, el déficit entre oferta y demanda de crudo y condensados para proceso en las refinerías norteamericanas se ha reducido 25%, equivalente a más de 2 millones de barriles diarios, lo que ha determinado el abatimiento de las importaciones.

Gráfica 10. Balance de crudo y condensados en los Estados Unidos



Fuente: PEMEX, Anuarios Estadísticos.

Respecto a las gasolinas y los querosenos (básicamente diésel), los balances de oferta y demanda en los EUA también se han vuelto superavitarios, por lo que este país se mantendrá como un exportador creciente de estos productos. Esta situación representa una interrogante en la definición de una estrategia para la industria de refinación nacional a largo plazo, pues el costo de la producción incremental de refinados mediante la instalación de nueva capacidad en el país deberá evaluarse frente a la alternativa de importarlos del mercado norteamericano, que es la más lógica y asequible para México.

● **Tabla 3. Elementos de creación de valor de la industria de refinación en el contexto actual**

Materias primas	Intercambio de crudos <ul style="list-style-type: none"> De acuerdo a balances locales o regionales Uso de barcos u oleoductos Optimización de activos 	Comercialización y coberturas <ul style="list-style-type: none"> Otros insumos Productos Tipo de divisa 	Compra de energía <ul style="list-style-type: none"> Electricidad Vapor 	Componentes para mezclado <ul style="list-style-type: none"> Gasolinas Biocombustibles Líquidos de la conversión del gas natural
Infraestructura	Escala y tecnología <ul style="list-style-type: none"> Escala mundial o menor Destilación y conversión Tecnología 	Régimen fiscal y regulatorio <ul style="list-style-type: none"> Impuestos Regulación ambiental Otros 	Gestión de la cadena de suministros <ul style="list-style-type: none"> Localización Logística Optimización del capital de trabajo 	Flexibilidad de la mezcla de crudos <ul style="list-style-type: none"> Aplicación de tecnología Habilidad para cambiar las mezclas Flexibilidad operativa
Producción	Energía y productos finales <ul style="list-style-type: none"> Venta al mayoreo o menudeo Exportación o ventas locales 	Especialidades <ul style="list-style-type: none"> Mercados especializados, (combustibles marinos, y aéreos, asfaltos) con infraestructura dedicada Reconocimiento de la marca 	Petroquímicos <ul style="list-style-type: none"> Elección de la cadena de valor más atractiva Establecimiento de alianzas comerciales o ventas directas Ventas locales de exportación 	Lubricantes <ul style="list-style-type: none"> Planta de lubricantes básicos Planta de mezclado y almacenamiento

Fuente: AT Kearney: Refining 2021: Who Will be in the Game.

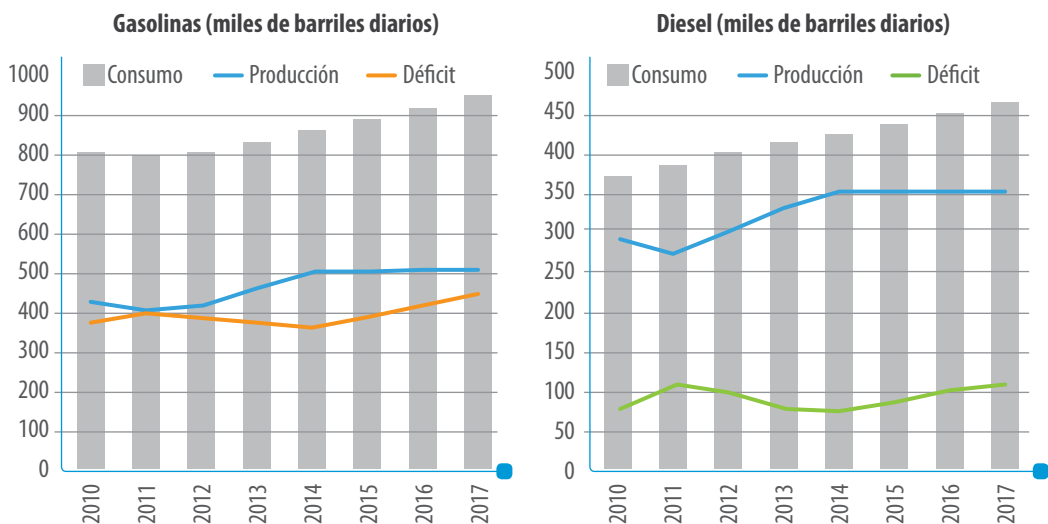
Estos elementos están presentes en los cuatro principales modelos operativos que actualmente caracterizan la industria de refinación en el mundo:

● **Tabla 4. Los cuatro principales modelos operativos en la industria de refinación**

Integración aguas arriba	Refinador no integrado	Integración aguas abajo	Integración vertical
<ul style="list-style-type: none"> Una sola fuente de crudo constituye más de 50% del insumo de la refinería. El crudo puede ser propiedad del consorcio o comprado con contratos de largo plazo. 	<ul style="list-style-type: none"> No cuenta con suministro propio de crudo ni canales de distribución y comercialización de productos. Se puede adaptar fácilmente a las cambiantes condiciones del mercado, tanto del crudo como de los refinados. 	<ul style="list-style-type: none"> Sus canales de distribución y comercialización consumen más de 50% de los refinados que produce. Estos volúmenes pueden colocarse a través de canales propios o de contratos de largo plazo. 	<ul style="list-style-type: none"> Tiene acceso tanto a suministro de crudo, como a canales propios de distribución y comercialización. Teóricamente es el productor que puede obtener mayor valor de la cadena de refinación.

Fuente: AT Kearney: Refining 2021: Who Will be in the Game.

● **Gráfica 11. Balance nacional de la oferta y demanda de los principales combustibles**



Fuente: Marcos y Asociados, proyección propia.

Actualmente, PEMEX opera bajo el modelo de integración vertical, aunque sus resultados no han sido los esperados por los problemas estructurales y operativos que enfrenta. En un esquema de apertura a la inversión privada de la industria de refinación, los nuevos participantes potenciales tendrán que definir el modelo que más se adecúe a su plan de negocios para competir exitosamente en el mercado.

Perspectivas

Es claro que la creciente brecha entre oferta y demanda de productos refinados en el país requiere definir estrategias de mediano y largo plazos para asegurar un suministro confiable, suficientemente competitivo y de calidad para atender la demanda interna.

La atención a esta problemática requiere la consideración de varios aspectos:

1. El nivel de utilización de las refinerías (69%), debido a los problemas ya mencionados, está muy por debajo de los índices internacionales (85% en promedio, de acuerdo a las cifras de la Energy Information Administration de EUA), lo que afecta el volumen de producción y hace poco confiable su operación;
2. La potencial ampliación de la capacidad instalada se ve afectada por la deficiente capacidad de ejecución de proyectos de PEMEX:
 - La construcción de una refinería debería tardar entre 3 y 4 años, pero la ampliación y reconfiguración de la refinería de Minatitlán demoró más de 8 años, con un sobre costo de más de 50% respecto a la estimación original;
 - La construcción de las plantas para mejorar la calidad de las gasolinas y el diésel muestra ya retrasos importantes;
 - La construcción de la nueva refinería de Tula inicialmente programada para arrancar en 2016 con un costo de 11 mil 600 millones de dólares todavía no inicia.
3. La reconfiguración de las refinerías mexicanas se hizo para que éstas fueran capaces de procesar crudos pesados, pero la producción de éstos ha caído considerablemente. Además, los hidrocarburos no convencionales que están por ser explorados y explotados, como el shale, son crudos ligeros;
4. El costo de una nueva refinería es significativamente mayor que el de una ya existente. Se estima que la adquisición y acondicionamiento de una refinería similar a la que se pretende instalar en Tula, de entre las que actualmente

están ociosas en el área del Golfo de México, sería de alrededor de 3 a 4 mil millones de dólares, contra los 12 mil millones de dólares que se estima costará la primera;

5. Existen problemas de exceso de personal en todas las instalaciones del organismo, lo que tiene un gran impacto en los costos de operación;
6. Los adversos resultados económicos de PEMEX Refinación representan de hecho una destrucción de valor del crudo procesado.

Ninguna de las propuestas conocidas de la reforma petrolera actualmente en discusión plantea la venta de los activos de PEMEX Refinación, por lo que este organismo seguramente seguirá operando las refinerías y la infraestructura de almacenamiento y distribución que hoy posee. PEMEX puede y debe optimizar sus operaciones a fin de lograr una posición más competitiva. Sin embargo, su condición monopólica le obliga a atender los crecientes requerimientos del mercado interno a cualquier costo con recursos e infraestructura insuficientes. Éste es un esfuerzo demasiado grande, complejo y económicamente insostenible para una sola empresa, como lo demuestran los resultados de esta subsidiaria.

Por ello, la medida correctiva de mayor efecto está en la posibilidad de relevar a PEMEX Refinación de su papel monopólico, permitiendo que otras empresas puedan participar, complementar y competir con este organismo en toda la cadena de valor del sector con nuevas inversiones y esquemas de producción y abastecimiento más eficientes. Esto facilitaría que PEMEX Refinación pudiera concentrar sus esfuerzos en las líneas de negocio, sectores y regiones donde se encuentre mejor posicionado, dentro de un verdadero contexto de rentabilidad y maximización de valor para el Estado, como su único accionista.

Una propuesta para lograr la apertura gradual de la cadena productiva de la refinación que fomente la inversión privada en nueva infraestructura, racionalice los esquemas de producción y logística existentes, y permita garantizar el suministro de largo plazo de combustibles, consta de las siguientes etapas:

1. Permitir a empresas privadas la importación y venta de los combustibles que no se produzcan en el país, para reducir costos y eficientar el suministro, manteniendo a PEMEX como competidor dominante en el sector;
2. Desplazar del punto de arbitraje de las ventas de primera mano a la salida de las refinerías, para promover el desarrollo de nueva infraestructura de almacenamiento y distribución por parte de inversionistas privados (PEMEX mantendría la propiedad y el control de su actual infraestructura, pudiendo arrendarla); y

3. Abrir la posibilidad de que empresas privadas puedan construir y operar nuevas refinerías, cuando se justifique económicamente, manteniendo las existentes en manos de PEMEX.

No obstante, frente al alto costo de inversión y ejecución de nuevas refinerías en el país, PEMEX debe considerar la alternativa de adquirir o arrendar a largo plazo capacidad de refinación ociosa fuera del territorio, que permita asegurar el suministro oportuno y competitivo de petrolíferos de mediano plazo y re-direccionar los recursos de PEMEX a segmentos de negocio más rentables. La revolución energética que actualmente estamos atestiguando en Estados Unidos y Canadá, y sus implicaciones en materia de disponibilidad de crudos y refinados a precios altamente competitivos, requiere un análisis pragmático de largo plazo sobre el papel que el país puede asumir en este entorno. ■

La Reforma Energética: PEMEX y el desarrollo integral de México a largo plazo

Mauricio de María y Campos*

LA CUESTIÓN de la tierra, el desarrollo industrial y el empleo y la distribución del ingreso y la riqueza han sido –junto con la cuestión petrolera– hilos conductores de la evolución del país y motivo de polémicas interminables en el último siglo.

El abandono del campo, la renuncia a definir e instrumentar una política productiva y energética, la tolerancia de la desigualdad y la pobreza, y el sesgo a convertir a PEMEX en fuente inagotable e injustificada de ingresos fiscales a través de la exportación de crudo, se hallan detrás del estancamiento económico y social estabilizador de México de las últimas tres décadas.

PEMEX no es sinónimo de energía. Existen otras fuentes de energía –además del petróleo y gas– que México ha utilizado a lo largo de su historia: madera y carbón, hidráulica, geotérmica, nuclear y, más recientemente, eólica y solar, pero sí ha sido la empresa emblemática que en la práctica ha tenido el monopolio de la exploración, extracción, producción y distribución de petróleo y gas, así como de su refinación e industrialización petroquímica, apoyada en el Artículo 27 de la Constitución, con todas sus enmiendas y adiciones.

*Director del Instituto de Investigaciones sobre Desarrollo Sustentable y Equidad Social de la Universidad Iberoamericana, Ciudad de México. Anteriormente fungió como embajador de México en Sudáfrica 2002-2007; director general de la Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) 1992-97 y subsecretario de Fomento Industrial de la SECOFI 1982-1988.

Como organismo descentralizado del Estado mexicano ha extraído mayoritariamente los recursos energéticos del subsuelo, ha constituido fuente importante (hasta inicios de los 80, fuente fundamental) de ingresos de divisas y ha llegado a generar 40 % de los ingresos presupuestales del Gobierno Federal, en ausencia de otras fuentes suficientes de ingreso fiscal del Estado. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público ha sido la verdadera rectora financiera de PEMEX, a la que le ha regresado tradicionalmente una parte muy pequeña de los ingresos que genera para cubrir sus gastos e inversiones. Desde 1982 fue reducida significativamente la partida para inversión, deteniéndose su papel en exploración y producción de hidrocarburos y en la transformación en México de petróleo y gas, en productos refinados y petroquímicos.

Urge establecer una política virtuosa para transformar al sector energético en general y a los hidrocarburos en particular en palanca del desarrollo sustentable e incluyente a largo plazo de México y convertir a PEMEX y CFE en empresas eficientes y competitivas de excelencia internacional. Urge paralelamente incorporar propuestas dirigidas a impulsar un desarrollo productivo con perspectiva regional y ambiental que maximice el impacto positivo de la renta petrolera en el desarrollo económico y social del país.

1. PEMEX, palanca de desarrollo a lo largo de sus etapas de expansión

Petróleos Mexicanos tuvo, desde una etapa temprana de su existencia, un impacto directo, como empresa de Estado integrada, explotadora de los hidrocarburos y productora de refinados y sus derivados, así como de petroquímicos básicos cuando así convenía a su rentabilidad y al interés nacional.

Al mismo tiempo, ejerció una acción directa e indirecta, como promotora de empresas proveedoras de bienes y servicios –construcción, ingeniería, consultoría, maquinaria y equipo y manufacturas diversas– y como generadora de conocimientos, tecnologías e innovaciones, a través del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Lord Cowdray, invitado por Porfirio Díaz, fundó la Compañía Mexicana El Águila y 10 años más tarde, en 1910, descubrió el “Potrero del Llano 4”, que con sus 110 mil barriles diarios detonó el desarrollo de la faja de oro y con ello el primer auge petrolero mexicano convirtiéndonos en el segundo productor mundial de crudo con base en equipos importados y trabajadores mexicanos.

La expropiación petrolera de 1938 por el gobierno del presidente Lázaro Cárdenas fue un acto encomiable de soberanía nacional ante la negativa de la inversión extranjera a someterse a las disposiciones y autoridades nacionales, pero también un acto políticamente oportuno, que jugó un papel clave en el desarrollo económico nacional.

Durante el período 1938–1946 los gobiernos de Cárdenas y Ávila Camacho lograron mediante el trueque y negociaciones comerciales conseguir maquinaria, equipo, partes y refacciones para superar el bloqueo impuesto originalmente por los Estados Unidos y la Gran Bretaña y mantener andando la planta petrolera. Al mismo tiempo, se improvisó la formación de técnicos y trabajadores mexicanos.

En 1947 el Instituto Politécnico Nacional y la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) inician la formación sistemática de técnicos y profesionistas mexicanos para atender las necesidades de PEMEX de recursos humanos especializados.

Durante las cuatro décadas de desarrollo estabilizador (1940-1982) PEMEX fue, además de único productor y exportador de crudo y derivados, un motor estratégico de desarrollo a través de cinco vías: 1) la construcción de la infraestructura física y promoción del desarrollo regional; 2) el desarrollo de proveedores nacionales de bienes y servicios; 3) el fomento de la industria petroquímica; 4) la formación de recursos humanos, y 5) la promoción del desarrollo de ingeniería y tecnología nacional.

A lo largo de su evolución y expansión en el territorio nacional, PEMEX siempre consideró como parte de su función el suministro de una serie de servicios tales como la construcción de carreteras, la pavimentación de calles, servicios de agua potable y alcantarillado y muy diversas obras y actividades de infraestructura física y social.

Ello incluso condujo a que muchas de las inversiones abrieran nuevos polos de desarrollo e impulsaran la creación de empresas proveedoras o procesadoras de sus productos en el centro (Salamanca), norte (Cd. Madero y Reynosa) y sureste de la República (Minatitlán).

Más tarde, durante los 70, a PEMEX se le asignó un papel clave como desarrollador o consolidador de puertos y zonas industriales a través de subsidios directos

a empresas. Altamira y Coatzacoalcos en el Golfo de México y Salina Cruz y Lázaro Cárdenas en el Pacífico, fueron concebidos y apoyados en diversa medida para albergar grandes empresas industriales y de servicios proveedoras de PEMEX o transformadoras de petróleo y gas con fines industriales.

Con tal fin se puso en marcha un programa de apoyos financieros y fiscales sin precedentes a las empresas industriales que ahí se establecieron y el Gobierno se comprometió a suministrar energía y petroquímicos básicos hasta por un periodo de 10 años con el beneficio de precios diferenciales (descuentos hasta de 30%) en el precio de los mismos. En 1988, como parte del inicio del programa de eliminación de subsidios y liberación económica, dichos privilegios fueron eliminados de tajo, a pesar de que habían sido los alicientes para la localización de grandes empresas petroquímicas públicas y privadas.

2. El declive de PEMEX como motor de desarrollo sectorial y regional

El desarrollo petroquímico mexicano se paralizó en los últimos 30 años debido a la muy escasa inversión pública en refinación y petroquímica básica y a la política de precios de transferencia convenida con la SHCP, desembocando en una planta industrial petroquímica, pública y privada, cada vez más obsoleta. Países como Corea del Sur, que en 1981 carecía de una industria petroquímica significativa, hoy posee con petróleo importado una de las industrias petroquímicas exportadoras más eficientes y modernas del mundo. China, India y Brasil elevan sus capacidades, así como Rusia y los países árabes productores de petróleo y gas. Después de un periodo de excedentes de capacidad de refinación en América del Norte, se desarrollan ya proyectos de nuevas plantas de refinación en EUA y Canadá.

En México, los proyectos de PEMEX de nuevas refinerías han sido aplazados permanentemente, argumentando que no constituyen una buena inversión para la empresa; se ha preferido, en cambio, importar a precios elevados refinados, gasolinas y petroquímicos en montos crecientes que representan ya más de la mitad del valor de los ingresos por exportaciones. El argumento ha sido que conviene más producir y exportar crudo, y que no hay recursos disponibles para la inversión por parte de PEMEX. Las empresas privadas tampoco lo han hecho, ya que las actividades de refinación y producción de petroquímicos básicos están reservadas al Estado.

Desde el inicio de los 90, la caída de las inversiones de PEMEX, la apertura económica acelerada y la decisión de prescindir de cualquier acción de fomento industrial, al amparo de una interpretación fundamentalista del TLCAN, han conducido a la desaparición de una buena parte de los proveedores nacionales de PEMEX y de la industria abastecedora asociada. Subsisten sólo los más grandes como ICA y CARSO. Ello contrasta con la labor de fomento desarrollada por los gobiernos de países emergentes y productores de petróleo, así como por los de países desarrollados a través de créditos preferenciales, adquisiciones públicas de productos, servicios y fletes de empresas locales, y apoyos gubernamentales para el desarrollo de tecnologías, uso eficiente de energía y fomento a la protección del medio ambiente y el desarrollo sustentable.

En los últimos veinte años, el contenido nacional de los proyectos de Petróleos Mexicanos disminuyó de 70 a 20%. Las empresas de capital nacional –PYMES en particular– tienen muy escaso acceso a capital de riesgo y a créditos de la banca comercial y la banca de desarrollo.

Al mismo tiempo, el IMP dejó de cumplir su papel clave de fomento a la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación de PEMEX y al desarrollo tecnológico de proveedores, que durante muchos años había realizado razonablemente, incluyendo el desarrollo de firmas de ingeniería.

3. Urge una política amplia de desarrollo energético sustentable, la reindustrialización nacional, el impulso a la transformación del crudo en México y el desarrollo de proveedores y tecnologías

México requiere una estrategia de largo plazo que impulse su desarrollo energético y productivo en el marco del nuevo mapa económico mundial y de los nuevos paradigmas tecnológicos, energéticos y ambientales.

Esta estrategia debe incluir al sector de hidrocarburos tanto en la zona continental como en aguas someras y profundas, pero debe extenderse también a los yacimientos no convencionales de petróleo y gas de esquisto (shale) y a otras fuentes no renovables (carbonífera, nuclear), así como a las renovables como la solar y eólica y las relativamente renovables –hidráulica y geotérmica.

Al mismo tiempo, será crucial considerar las reformas estructurales, legales, institucionales y empresariales para la explotación de esos recursos de manera que se

maximicen la renta petrolera y su impacto económico y social en beneficio de las grandes mayorías de la población nacional en el mediano y largo plazos.

La protección del medio ambiente y el desarrollo sustentable de México deben recibir alta prioridad, así como la evaluación anticipada de los costos ambientales-sociales de la explotación de los recursos. Ello es particularmente importante, como lo demuestra la experiencia internacional reciente, en el caso de la explotación y explotación en aguas profundas, así como en el caso de la explotación del gas y petróleo de esquisto, que requiere grandes volúmenes de agua –que es muy escasa en México en las regiones donde se localizan las reservas, y donde la tecnología actual de fracturación geológica (“*fracking*”) es comprobadamente contaminante y dañina al medio ambiente. La formulación de una política de Estado y de una legislación sobre la materia es urgente, con el concurso de gobiernos, empresas, investigadores y sociedad civil organizada.

La comunidad científica y tecnológica del país, encabezada por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología y nuestras principales instituciones de educación superior e investigación, deben desarrollar una intensa actividad de investigación y desarrollo tecnológico en vinculación con PEMEX, CFE y las empresas públicas y privadas relacionadas con el sector energético. Éstas pueden y deben desempeñar un papel clave en el estudio de las políticas e instrumentos de políticas públicas apropiadas, y en la adopción y el diseño de tecnologías de proceso y producto que atiendan los problemas ambientales más urgentes.

Las reforma de PEMEX es insoslayable en todos los frentes para que pueda convertirse en una empresa autónoma, financieramente sana, eficiente, altamente productiva e innovadora y promotora de un desarrollo nacional sustentable.

La reforma hacendaria integral del país es condición *sine qua non* para garantizar su acción autónoma, y la autosuficiencia financiera para un desarrollo productivo y tecnológico virtuoso de largo plazo, ya que actualmente 70 % de los ingresos de PEMEX van a parar al fisco nacional para financiar 34% del presupuesto federal. La corrupción asociada a su actual desempeño debe ser superada radicalmente tanto en el ámbito sindical, como laboral y empresarial.

PEMEX debería elaborar un plan de inversiones de mediano y largo plazos que proporcione mayor certidumbre a sus programas y haga posible a sus potenciales proveedores planear a su vez su desarrollo y sus propias inversiones.

Deberían establecerse condiciones cuando menos de igualdad a las empresas nacionales respecto a las extranjeras en las licitaciones y propiciar que los requisitos financieros y técnicos sean accesibles a las empresas de capital nacional. En todo caso, cuando no hubiese proveedores locales capaces, debería obligarse a los proveedores extranjeros a asociarse con empresas mexicanas para desarrollarlas, como lo siguen haciendo en otros países, notoriamente Brasil, China, India y Noruega.

Debería asegurarse un contenido nacional mínimo en los proyectos que se contraten y en las adquisiciones de bienes de capital y servicios de ingeniería, construcción y transportación. Los EUA y otros países lo hacen en áreas estratégicas como las de defensa y aeroespacial. México lo debe hacer en este sector, que recibió trato de excepción en el TLCAN. Ello implicaría:

1. Propiciar la asignación directa de las ingenierías y fomentar la participación de empresas y técnicos nacionales en la ejecución de las obras.
2. Promover esquemas de financiamiento competitivo a proveedores mexicanos con la banca nacional y Nacional Financiera, incluyendo aspectos de capacitación, uso eficiente de energías y cuidado ambiental.
3. Establecer un programa integral efectivo de fomento a proveedores de PEMEX y CFE, incluyendo –vía Nacional Financiera, el IMP y el IIE– actividades de asimilación, desarrollo tecnológico e innovación.

Se requiere también una nueva estrategia de precios de transferencia de petroquímicos a las empresas privadas que no desincentive sus inversiones.

4. Algunas consideraciones finales sobre el obligado renacimiento de PEMEX y del sector energético para impulsar el desarrollo nacional

En fechas recientes se insiste en que la reforma energética y de PEMEX es la clave para el futuro del país. Algunos dicen, incluso, que es la única ficha fuerte en términos de inversión para aprovechar el “Momento de México”, generado por la llegada de un nuevo gobierno, el Pacto y la campaña mediática realizada en México y el extranjero.

Yo argumentaría que la reforma es vital, pero que lo verdaderamente crucial es su naturaleza y cómo la insertamos en una estrategia nacional de largo plazo, que maximice en el tiempo la renta de los hidrocarburos y sus rendimientos en beneficio económico y social de la totalidad del pueblo mexicano.

Ello implica examinar su posible impacto hacendario, pero sobre todo en el desarrollo de los sectores productivos del país, el empleo y el bienestar social y el medio ambiente; explorar sus implicaciones sobre el desarrollo de la infraestructura física, tecnológica y social del país en una perspectiva de desarrollo regional integral, más equilibrado.

El tema ambiental es crucial, ya que las interrogantes y dilemas de política pública que están planteando las nuevas tecnologías de exploración y explotación de recursos energéticos son enormes (por ejemplo, fracturación geológica y uso de aguas escasas, perforación en aguas profundas y utilización de tierras para instalación de molinos eólicos). El caso del “fracking” está causando actualmente particular revuelo. Países como Francia y Bulgaria, y gobiernos estatales en los EUA, lo han prohibido o limitado hasta que se tenga más información sobre sus riesgos y costos sociales. Sin embargo, el tema es presentado frecuentemente en México y América Latina de manera acrítica.

En pocas palabras, necesitamos precisar si esta reforma será la deseable, que convertirá al petróleo y el gas (y pronto a fuentes renovables de energía) en genuinas palancas de un México próspero y potencia emergente, o si será hecha apresuradamente, en respuesta a las presiones de los grandes intereses extranjeros y locales y el momento político, en detrimento del interés nacional, y se quedará en el mejor de los casos en buenas intenciones.

Una pregunta clave será cómo realizar con eficacia la reforma y democratizar razonadamente su discusión, habida cuenta del peso del petróleo es nuestro inconsciente y nuestra cultura política nacional (como lo demuestran encuestas recientes que apuntan a una oposición mayoritaria de la población mexicana a la venta o privatización de PEMEX), así como la vinculación indisoluble entre reforma de PEMEX y la reforma hacendaria integral, tras cinco décadas de alta dependencia del erario federal de los ingresos petroleros y la “ordeña” sistemática de PEMEX.

En todo caso, la reforma de la Constitución y sus leyes reglamentarias y la privatización de algunas actividades no deberían ser el centro de la discusión, sino el resultado de una evaluación equilibrada y una decisión nacional estratégica en el nuevo contexto internacional. Hay que desideologizar el examen del tema.

Lo importante es definir lo que queremos hacer con nuestras diversas fuentes de energía y con los hidrocarburos en nuestro subsuelo, y cómo queremos y podemos aprovechar mejor la renta nacional derivada de ellos en términos económicos y sociales.

Nadie discute que debe mantenerse la propiedad de la nación de los recursos naturales y que debe asegurarse el logro de los grandes objetivos nacionales, pero ¿cómo traducir esos objetivos en términos de estrategia y política de Estado en el momento actual de México y del mundo?

Lo que preocupa a muchos es que la concurrencia de inversionistas y tecnólogos nacionales y extranjeros en la exploración, la producción y la refinación de los hidrocarburos y en la producción de productos químicos derivados, desemboque –como sucedió en el caso de la banca y diversos sectores manufactureros y de servicios– en beneficio fundamentalmente de unos cuantos intereses monopólicos y, en particular, de extranjeros, y que implique la creación de empleos y bienestar fundamentalmente en el exterior.

Pero ello debe preocupar también respecto a la expansión de las inversiones en capacidad y utilización de energía eólica, solar y otras fuentes no convencionales, ya que, a diferencia de lo que ocurre en China, Alemania, Dinamarca y España, en México la demanda y los beneficios se orientan al exterior, a falta de empresarios nacionales con recursos, visión y voluntad de largo plazo, dispuestos a realizar inversiones de riesgo significativas en nuevas empresas y tecnologías.

México está en capacidad de lograr gradualmente un ritmo de crecimiento de 6% anual del PIB y generar más de un millón de empleos anuales, pero ello no se va a lograr mágicamente y menos con el solo crecimiento de la producción de petróleo y gas en cualquiera de sus manifestaciones. Como lo muestra la historia de México y de otros países, el sector energético y los procesos industriales asociados nunca han sido grandes generadores de empleos, salvo en los periodos de construcción de plantas y de la infraestructura física asociada. Los sectores son muy intensivos en capital y, en el caso de la petroquímica, también en materia prima.

Lo que muestra la experiencia internacional es que lo que sí resulta crucial es el impacto de las empresas energéticas sobre el desarrollo de proveedores locales y, en particular, de empresas de capital nacional productoras de bienes y servicios, maquinaria y equipo, materiales, así como la capacitación de ingenieros y técnicos nacionales, y el desarrollo de tecnologías y empresas propias que permitan conquistar los mercados mundiales.

Pero ello no sucede automáticamente. Si examinamos la experiencia internacional, las grandes empresas petroleras de Estados Unidos, Europa y Asia –incluyendo las nuevas empresas de China e India– mantienen, más allá de las alianzas internacionales convenientes, estrechas vinculaciones y coinversiones con empresas de ingeniería y proveedores de servicios y equipos petroleros de sus propios países, que las acompañan en todas sus inversiones en el mundo. La internacionalización de las grandes empresas petroleras y energéticas es clave y PEMEX no ha podido –o no la han dejado– internacionalizarse como sería menester. PEMEX no tiene más que un par de inversiones en el exterior, a diferencia de la práctica extendida entre las grandes empresas petroleras y energéticas estatales, privadas y mixtas.

Dos casos destacados como modelos para México son los de Noruega y Brasil. Tanto PETROBRAS como STATOIL dominan en sus respectivas economías, pero coexisten con concesiones privadas; realizan inversiones de exploración, producción y transformación en el exterior; desarrollan proveedores nacionales y les compran, con apoyo de su banca de desarrollo y comercial, 2/3 de sus bienes y servicios, como PEMEX lo hacía hasta hace 25 años. Es más, en la asignación de concesiones para la explotación de petróleo y gas suelen exigir la participación de empresas locales, buscando, por supuesto, términos competitivos y evitando abusos, algo que por cierto es más fácil de vigilar si la empresa estatal petrolera se internacionaliza e invierte en el exterior.

Como recién lo señalara el embajador de Noruega en México (Enfoque-*Reforma*, 05/05/13), el exitoso modelo noruego no puede copiarse, pero sí se pueden aprender de él algunas lecciones: mantiene la propiedad estatal sobre gas y petróleo y garantiza beneficios para toda la sociedad a través de una regulación virtuosa de la participación estatal y privada; un directorado que emite y aplica regulaciones a la producción y la exploración y racionaliza la extracción de las reservas; un sistema fiscal que maximiza los ingresos del Estado en beneficio de las actuales y futuras generaciones a través de un fondo soberano; y el impulso de tecnologías y empresas locales sustentables que se han internacionalizado, al lado de Statoil.

En México, llevamos 30 años de abandono al papel de PEMEX y el sector energético como palanca del desarrollo nacional y del productivo en lo particular. Llegó la hora de revertir un modelo ineficiente y corrupto con una política nacionalista, pragmática y sustentable de largo plazo. Cualquier reforma que abriera en algu-

na medida el aprovechamiento de los hidrocarburos y otros recursos energéticos a empresas privadas o extranjeras debería asegurar que se cumplen estos objetivos, lo que no es imposible, pero resulta mucho más difícil, a menos que haya voluntad política, capacidad regulatoria efectiva y Estado de derecho... ■

Bibliografía

- Bacchetta, Victor. "Geopolítica del Fracking. Impactos y riesgos ambientales" en *Nueva Sociedad* 244 Marzo-Abril 2013, Buenos Aires, Fundación Friedrich Ebert.
- Barnés de Castro, Francisco. "Hacia una reforma energética" en *Energía a Debate*, México, Edición No. 56 Mayo/junio 2013 (pp. 9-14).
- Bermúdez, Antonio. *The Mexican National Petroleum Industry. A Case Study in Nationalization*. Stanford University, 1963.
- Comisión Petroquímica Mexicana. *Relación de permisos petroquímicos publicados hasta el primer semestre de 1987*. México, 1987.
- Cummins, Chip y Gold, Russel. "Rising U.S. Oil output Gives Policy Makers More Options" en *The Wall Street Journal Markets* Julio 2, 2013.
- De María y Campos, Mauricio. "PEMEX como Promotor del Desarrollo en el Nuevo Contexto Nacional e Internacional". Documento no publicado. GAP Consultores Julio 1991.
- _____. "PEMEX. ¿Palanca de Desarrollo de la Industria y los Servicios Nacionales? Pasado, presente y futuro", en *Pensar a David Ibarra Muñoz. Tomo I. La escuela de Economía* (pp. 133-151) Servicios Educativos Culturales, México, 2010.
- _____. "La reforma petrolera exige una visión industrial de largo plazo" en *El Financiero*, México, martes 25 de junio de 2013.
- De María y Campos, M; Domínguez, L; Brown, F; y Sánchez, A. *El Desarrollo de la Industria Mexicana en su Encrucijada. Entorno macroeconómico, Desafíos estructurales y Política Industrial*. México, UNAM-UIA, 2013
- Dovalí, Jaime. *Informe del Director General de PEMEX*. México, 1974.
- Gil Valdivia, Gerardo y Chacón Domínguez, Susana (Coord.). *La Crisis del Petróleo en México*. México, Foro Consultivo Científico y Tecnológico, 2008.
- Ibarra, David. *El desmantelamiento de PEMEX*. México, Facultad de Economía-UNAM, 2008.
- López Portillo, José. *Primer Informe de Gobierno*. México, septiembre de 1977.

- Ludwig, Mike. "Special Investigation: Fracking in the Ocean Off the Californian Coast" en *Truthout News*, 25 de julio de 2013.
- Marcos, Ernesto. "Situación y perspectivas de la Industria petrolera" en Gil Valdivia, Gerardo y Chacón, Susana, *La Crisis del Petróleo en México*, México, Foro Consultivo Científico y Tecnológico, 2008, pp. 47- 62.
- Meyer, Lorenzo. *México y Estados Unidos en el Conflicto Petrolero (1917-1942)*. México, El Colegio de México, 1972.
- Rinkenbach, José Pablo. "Retos para desarrollar políticas efectivas de contenido nacional" en *Energía a Debate*. México, Edición No. 56 mayo/junio 2013, pp. 35-37.
- Said, Summer y Faucon, Benoit. "Shale Threatens Saudi Economy , Warns Prince Awaleed en *The Wall Street Journal*, Middle East News NY 29 de julio de 2013.
- Shawk, H.R. y Campbell D.L. "Application of Advanced Technologies to Developing Countries for Basic Petrochemical Industries en *UN: Studies in Petrochemicals*, 1966.
- Tanzer, Michael. *The Political Economy of International Oil and the Underdeveloped Countries*. Boston, Bearian Press, 1977.
- UNAM. *Frente a la Crisis: un Nuevo Curso de Desarrollo*. Informes 2009, 2010 y 2012 (Rolando Cordera, Coord.) Preparado por 17 autores, incluyendo a Mauricio de Maria y Campos.
- Williams, Edward. *The Rebirth of the Mexican Petroleum Industry*. Lexington, Mass., Lexington Books, 1982.
- Yerguin, Daniel. *The Prize, The Epic Quest for Oil, Money and Power*. New York, Simon and Schuster, 1991.

■ Esta obra se terminó de imprimir el mes de octubre de 2013, con un tiraje de 1,000 ejemplares, en los Talleres de Imagen Maestra