

O R T E

O P E R

C

E

S

O

P

REFORMA ENERGÉTICA

- 1** **Presentación**
Rafael Aréstegui Ruiz
- 4** **El sector privado y Pemex. Algunos datos sobre la normatividad aplicable al respecto**
José de Jesús González Rodríguez
- 13** **El mercado petrolero internacional**
Gabriel Fernández Espejel
- 18** **Arquitectura de mercado para el sector energía en México**
Víctor G. Carreón Rodríguez
- 27** **La explotación petrolera y el capital privado**
Javier Jiménez Espriú
- 36** **Cómo salvar a Pemex sin hundir al país o cómo salvar al país sin enterrar a Pemex**
Sergio Benito Osorio
- 45** **Transición y diversificación energética**
Odón Demófilo de Buen Rodríguez
- 49** **El modelo noruego**
Arne Aasheim
- 54** **Abasto, calidad, precio y medio ambiente**
Juan Antonio Bargés Mestres
- 58** **La reforma energética en la opinión pública**
Gustavo Meixueiro Nájera y Arón Baca Nakakawa



**Comité del CESOP
Mesa Directiva**

Dip. Sebastián Alfonso de la Rosa Peláez
Presidente

Dip. Ana Isabel Allende Cano
Dip. María Teresa Jiménez Esquivel
Dip. Carol Antonio Altamirano
Secretarios

**Centro de Estudios Sociales
y de Opinión Pública**

Rafael Aréstegui Ruiz
Director General

J. Guadalupe Cárdenas Sánchez
Coordinador Técnico

Francisco J. Sales Heredia
Director de Estudios Sociales

Gustavo Meixueiro Nájera
Director de Estudios de Desarrollo Regional

Efrén Arellano Trejo
Subdirector de Opinión Pública

Ernesto Cavero Pérez
Subdirector de Análisis y Procesamiento de Datos

Glen Antonio Magaña Roberts
Coordinador de Vinculación y Difusión

Roberto Aschentrupp Toledo
Gabriel Fernández Espejel
José de Jesús González Rodríguez
Rafael López Vega
Anavel Monterrubio Redonda
Salvador Moreno Pérez
Investigadores

Arón Baca Nakakawa
Elizabeth Cabrera Robles
Leticia Galicia García
Luz García San Vicente
Natalia Hernández Guerrero
Nora Iliana León Rebollo
Trinidad Otilia Moreno Becerra
Linda Anahí Sánchez López
Karen Nallely Tenorio Colón
Apoyo en investigación

José Olalde Montes de Oca
Asistente editorial

Claudia Ayala Sánchez
Corrección de estilo

Alejandro López Morcillo
Editor

Reporte CESOP, núm. 66, julio de 2013. Publicación mensual del Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública de la Cámara de Diputados, LXII Legislatura. Av. Congreso de la Unión 66, Edificio I, primer piso, Col. El Parque, México, D.F., C.P. 15960. Tel. 5036 0000 ext. 55237. Correo electrónico: cesop@congreso.gob.mx • Los artículos contenidos en esta publicación y las opiniones vertidas no reflejan la postura de la Cámara de Diputados.

Presentación

Rafael Aréstegui Ruiz*

Indudablemente la reforma en materia de los recursos que provienen de los hidrocarburos constituye uno de los temas más relevantes de los que contempla la agenda del Pacto por México y, como se puede observar al darle seguimiento en los medios informativos, es un tema que divide a la sociedad mexicana. Los referentes al tema son múltiples, abarcan aspectos ideológicos, económicos, de identidad cultural e incluso de definición política; por ello, el debate sobre la reforma energética se hará presente en la Cámara de Diputados, como ya se ha hecho presente en los medios informativos, en las instituciones académicas y de la discusión de la misma surgirán reformas que seguramente se verán reflejadas en la propia Constitución.

El número 66 del *Reporte CESOP* aglutina documentos que reflejan el pulso actual del parecer de la sociedad mexicana sobre la reforma energética que, de suyo, tiene y tendrá implicaciones para la vida política y económica del país.

En este contexto, el Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública (CESOP) aplicó una encuesta que arrojó resultados muy coinci-

dentos con otras similares que algunas encuestadoras llevaron a cabo recientemente, y que, en términos generales, arrojan por lo menos reserva —cuando no rechazo— a la presencia de la iniciativa privada en la explotación de los recursos petroleros.

En el mismo tenor, el 18 de julio se llevó a cabo el Foro *Petróleo y Energía*, escenario en que se dio a conocer la encuesta, desmenuzada finamente en “La reforma energética”, escrito por Gustavo Meixueiro Nájera y Arón Baca Nakakawa. La encuesta da cuenta del consenso entre expertos y actores políticos sobre la necesidad de cambiar la forma en que opera Petróleos Mexicanos. En contraposición, lo que no logra consenso es la forma y el modo en que debe participar el capital privado en la operación de la empresa. El artículo revela cómo percibe la sociedad el tema de los recursos petroleros; por cierto, resultados disponibles en <http://goo.gl/ADACyf>.

Juan Antonio Bargés Mestres, ingeniero químico de la UNAM y representante de México ante la OPEP, presenta en “Abasto, calidad, precio y medio ambiente”, un análisis de los retos que enfrentan los recursos energéticos. Arranca con la disminución de las reservas probadas y posibles, destacando que existen

* Doctor en educación por el ICE de la UAEM. Director General del CESOP. Líneas de investigación: educación, medio ambiente e interculturalidad.

16 mil pozos marginales o maduros cuya explotación es poco rentable. Señala la primordial importancia que tiene la investigación y el retroceso que ha significado su retraimiento llevando al país a una gran dependencia tecnológica que no permite identificar cómo aprovechar los recursos del gas natural o resolver la construcción de refinерías y poliductos, y sobre todo, la formación de recursos humanos, pues su carencia obliga —según el autor— a construir alianzas con el sector privado para posibilitar la explotación en aguas profundas. Por consiguiente, Bargés concluye: se requiere una reforma energética integral.

El embajador de Noruega en México, Arne Aasheim, en “El modelo noruego” expone dos principios fundamentales: 1) la propiedad estatal sobre gas y petróleo, para 2) garantizar beneficios para toda la población. El texto hace un periplo por la política petrolera de ese país que inició con la colaboración de compañías petroleras aportando tecnología y experiencia (elementos de los que Noruega carecía), pero que, en contraparte —junto con Islandia—, mantiene la proporción suficiente de recursos de energía renovable; y en cuanto al desarrollo de la explotación petrolera, fue adoptando los principios rectores que rigen su política energética que se expresan en la figura del Directorado del Petróleo Noruego, cuyas funciones son: mantener la contabilidad total del manejo de los recursos; proporcionar consejo al Ministerio del Petróleo y Energía para planear a largo plazo su explotación; evaluar las propuestas de desarrollo; realizar las mediciones relacionadas con las rondas de licitaciones donde participan las empresas privadas y, en su interacción con éstas, buscar mejorar las tasas de recuperación en cada campo.

José de Jesús González Rodríguez, investigador del CESOP, en “El sector privado y Pemex. Algunos datos sobre la normatividad aplicable al respecto” revisa la normatividad que rige al sector. En 1938 en el contexto de la expropiación de la industria petrolera, el entonces presidente, general Lázaro Cárdenas, envió al Congreso una iniciativa para modificar los alcances del artículo 27 constitucional; iniciativa que se aprobó en noviembre de 1939, donde establecía que en materia de petróleo y carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, no se expedirían concesiones y que sería la nación la que llevaría a cabo la explotación de tales recursos.

El trabajo sintetiza las sucesivas reformas que ha tenido el artículo 27 y cómo la normatividad ha sufrido modificaciones en materia de la participación privada en la exploración y explotación de los recursos. Estamos ante una cabal investigación que permite identificar claramente el alcance de cada una de las reformas que en la materia se han realizado. Presenta un esquema de la participación de las empresas privadas en el sector de los hidrocarburos, derivado de las reformas que se han llevado a cabo e identifica otros mecanismos de inversión privada en el sector.

El maestro en Economía e investigador de este Centro, Gabriel Fernández Espejel, escudriña “El mercado petrolero internacional”. Visualiza las tendencias predominantes del mercado global, retrata el horizonte actual de la producción y el consumo vinculados al comportamiento de su precio en el mercado internacional, y calibra el peso que tienen los países productores y sus volúmenes de producción.

En un ilustrativo cuadro detalla qué países son los principales consumidores de petróleo.

También se aventura en la prospectiva de los precios del petróleo y el posicionamiento que tendrán productores y consumidores, deteniéndose en la relación México-Estados Unidos, con lo cual el autor sugiere ampliar la mirada sobre el debate en materia de la reforma, incorporando en la perspectiva del análisis el comportamiento de los mercados internacionales y la necesidad de que el país pueda ser más competitivo.

El doctor Víctor Carreón aporta una visión de las restricciones existentes en el sector energético en México. En su artículo “Arquitectura de mercado para el sector energía en México”, el doctor Carreón, analiza diversas posibilidades de mercado para hacer más competitivo el sector.

“Transición y diversificación energética” fue escrito por Odón Demófilo de Buen Rodríguez, ingeniero mecánico electricista de la UNAM, en donde, como el título indica, analiza los propósitos de la diversificación, que se sustenta en tres premisas: a) mejoras en la productividad; b) menores costos de producción, y c) reducción del impacto ambiental. El autor da cuenta del impacto que en la producción de energía han tenido las innovaciones tecnológicas, así como los riesgos en la toma de decisiones relacionadas con la energía, incluyendo el tema de la calidad de la producción y las condiciones que se requieren para garantizarla.

Sergio Benito Osorio, ex presidente de la Comisión de Energéticos de la LVII Legislatura de la Cámara de Diputados, en su ponencia

dentro del *Foro Petróleo y Energía* realizado en este Palacio Legislativo, sortea el dilema *Cómo salvar a Pemex sin hundir al país o cómo salvar al país sin enterrar a Pemex*. Aquí el autor analiza los efectos que han tenido las políticas de desregulación de la industria petrolera, así como el desplazamiento de la función industrial de Pemex a favor de la recaudación fiscal y la búsqueda del equilibrio del presupuesto federal. Se ocupa también de la orientación de la política petrolera en el periodo en que Jesús Reyes Heróles estuvo al frente de Pemex.

Finalmente, el ingeniero Javier Jiménez Espriú, en su ponencia “La explotación petrolera y el capital privado” presenta un panorama muy documentado de la política petrolera en varios países. De manera crítica, amén de su fundamentación sólidamente respaldada, cuestiona el proceso de privatización que ha vivido Pemex y compara con otros países las medidas reguladoras de éstos en materia de la participación privada (destaca la comparación con Venezuela, Brasil, Noruega y Kazajistán).

Además, formula una propuesta de reforma que descansa en una estrategia integral de energía que garantice la seguridad energética a largo plazo: fortalecer a Pemex devolviéndole el rango que en cierto momento tuvo a nivel mundial, no compartir la renta petrolera, y limpiarlo de la corrupción.

El *Reporte CESOP* que tiene en sus manos aporta elementos para una discusión más amplia sobre el tema.

El sector privado y Pemex. Algunos datos sobre la normatividad aplicable al respecto

José de Jesús González Rodríguez*

Petróleos Mexicanos (Pemex) está a cargo de la planeación y administración estratégica de la industria petrolera, así como de las tareas de exploración, producción y distribución de hidrocarburos incluyendo derivados del petróleo y petroquímica básica. Por diversas reformas a su marco regulatorio se ha permitido al sector privado participar en petroquímica secundaria y en el almacenamiento, distribución y transportación de gas natural, aunque la exploración, producción y ventas de primera mano de este hidrocarburo siguen siendo derecho exclusivo de Pemex.

Antecedentes y referencias

En el contexto de la expropiación de la industria petrolera en 1938, el entonces presidente Lázaro Cárdenas envió al Congreso una iniciativa para modificar los alcances del artículo 27 constitucional; esa reforma aprobada por

* Licenciado en Derecho y Economía por la Universidad Autónoma de San Luis Potosí. Investigador del Área de Estudios Regionales del CESOP. Líneas de investigación: trabajo, transportes, migración y derechos humanos, Pemex, Poder Judicial, sistema de justicia. Correo electrónico: jesus.gonzalez@congreso.gob.mx

el Congreso en noviembre de 1939 establecía que tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, no se expedirían concesiones, sino que la explotación de esos productos se llevaría a cabo por la nación en la forma que lo determinara el estatuto reglamentario correspondiente. Unos años más tarde, entre 1946 y 1958, se efectuaron reformas que permitieron que compañías extranjeras hicieran trabajos de exploración y explotación de nuevos yacimientos. Para 1958 estas compañías contribuían con 2% a la producción total de los hidrocarburos, pero en otras áreas, como la prestación de servicios, la participación era mayor.¹

Antes de finalizar su periodo de gobierno, el a la sazón presidente, Adolfo Ruiz Cortines, propuso diversas enmiendas para limitar el crecimiento de la presencia extranjera en la industria. En ese marco, se promulga en 1958 la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*, en donde se señala que corresponde a la nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los

¹ “El papel del sector privado en el futuro de Pemex”, discurso del director general de Petróleos Mexicanos en la Cámara de Comercio de Estados Unidos en México, 17 de diciembre de 2002.

carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional incluida la plataforma continental en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él.

En 1960 finalmente el presidente Adolfo López Mateos terminó por consolidar el monopolio del Estado iniciado por Cárdenas 20 años antes. Es decir, en un contexto de política nacionalista y de sustitución de importaciones, el sector energético terminó por cerrarse al capital privado. En definitiva, el artículo 27 constitucional se modificó para señalar que

...tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólido, líquidos o gaseosos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsidiarán los que se hayan otorgado y la nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.²

Pese a lo anterior, el artículo 60. de la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo* dejó abierta la posibilidad de que Pemex celebre con personas físicas o morales contratos de obras y de prestación de servicios, aunque la misma disposición advierte que las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan serán siempre en efectivo y en ningún caso concederán —por los servicios que se presten o las obras que se ejecuten— porcentajes en los productos ni participación en los resultados de las explotaciones.

² Ricardo Corona y Daniel Guadarrama, “Petróleo, el dominio de la nación”, en *Nos cambiaron el mapa. México ante la revolución energética del siglo XXI*, México, Imco, 2013.

Los términos de la inversión privada en el sector petrolero en México tienen las siguientes particularidades:

- a) Pemex conserva la propiedad de todos los bienes del suelo y del subsuelo, por lo que la infraestructura y los activos que los particulares construyan para la exploración, extracción y procesamiento de crudo y gas han de ser propiedad de Pemex;
- b) El pago a particulares sólo podrá ser en efectivo y no en especie;
- c) Los particulares no podrán tener participación en el producto ni recibir en pago un porcentaje derivado de la explotación de los hidrocarburos; y
- d) Pemex debe conservar en todo momento el control de los programas en los que participan los contratistas, desde su autorización hasta la supervisión.³

La misma Ley Reglamentaria del Artículo 27 aludida establece en su artículo 40. las actividades que pueden llevar a cabo los sectores social y privado en materia petrolera en México, siendo éstas el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas, ya que tales sectores pueden construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos propios de tales actividades.

En cuanto a la regulación normativa de Pemex, en su conjunto, debe señalarse que además de las disposiciones anotadas, existen al menos una treintena de leyes aplicables, casi 50 reglamentos, tres tratados internacionales y un sinnúmero de normas oficiales y disposicio-

³ “El papel del sector...”, *op. cit.*

nes administrativas de diferente rango vinculadas al sector.

El Cuadro 1 detalla cinco apartados que identifican los mecanismos que existen para la participación privada en el ramo de los hidrocarburos: *a)* propiedad del hidrocarburo, *b)* canalización de renta para el Estado, *c)* compensación para el operador, *d)* inversión, y *e)* deducibilidad de los costos. Para cada uno de esos apartados se señala el esquema prevalente en los modelos cerrados o abiertos a la participación privada.

Petroquímica e inversión privada

En 1992 se expide una nueva *Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*, la cual define a Pemex como órgano descentralizado de la administración pública, responsable de la conducción de la industria petrolera. Esta ley determina la creación de un órgano corporativo y cuatro subsidiarias —estructura que opera actualmente— que a saber son: Pemex Exploración y Producción (PEP), Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica, y Pemex Petroquímica.

Una vez instituido Pemex Petroquímica como organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, en 1993 se abrogó la *Ley para promover la Inversión Mexicana y regular la Inversión Extranjera* y entra en vigor la *Ley de Inversión Extranjera* en la que se abrió la posibilidad a los inversionistas extranjeros para participar en la industria petroquímica sin estar sujetos a porcentajes y se eliminó la condición de contar con capital nacional y extranjero. Posteriormente, en 1995 el Ejecutivo federal, por conducto de la Secre-

taría de Energía (Sener) y Pemex, convocaron a interesados nacionales y extranjeros a la licitación para adquirir los activos destinados a la producción de petroquímicos secundarios localizados en el Complejo de Cosoleacaque, Veracruz; sin embargo, diversos sectores de la sociedad mexicana se pronunciaron en contra, por lo que el 13 de octubre de 1996 el gobierno federal canceló su venta.⁴

Con el argumento de garantizar la inversión en petroquímica, en octubre de 1996 el Ejecutivo federal presentó la iniciativa para reformar la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*, en la cual se estableció la distinción entre petroquímica básica, reservada exclusivamente al Estado; y la denominada secundaria, en la cual se circunscribiría la actuación conjunta de Pemex y la iniciativa privada.⁵

Si bien desde esa época el Plan Nacional de Desarrollo 1989-1994 estableció la desincorporación de diversas entidades paraestatales, no fue sino hasta 1996 que se reorientó el proceso de desincorporación de la petroquímica secundaria para atraer inversiones privadas nacionales y extranjeras, el cual se había iniciado en 1983. Lo anterior originó la creación de siete empresas petroquímicas filiales:

⁴ Auditoría Superior de la Federación, “Pemex Petroquímica, Producción de Petróleo, Gas, Petrolíferos y Petroquímicos”, Programa de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública, ASF, 2009.

⁵ Son petroquímicos básicos la elaboración, transporte, almacenamiento, distribución y ventas de primera mano de los derivados del petróleo y del gas que sean materias primas industriales básicas, como el etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano, cuando provengan de carburos de hidrógeno y se utilicen como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

Cuadro 1. Esquemas para la participación de empresas privadas en el sector de hidrocarburos

Conceptos	Modelo cerrado		Modelo abierto
	Sistema de contrato de servicios (puro y riesgo)	Sistema de contrato de producción compartida	Sistema de concesiones
Propiedad del hidrocarburo	<ul style="list-style-type: none"> a) Las reservas en el subsuelo son de la nación. b) En los casos de contrato de servicio puro el operador actúa como contratista. c) En contratos de servicio de riesgo el operador no toma posesión sobre los hidrocarburos en superficie. 	<ul style="list-style-type: none"> a) Las reservas en el subsuelo son de la nación. b) El Estado comparte la propiedad de la producción con el operador en puntos específicos después de boca de pozo o en los puntos de entrega. 	<ul style="list-style-type: none"> a) Las reservas en el subsuelo son de la nación b) El operador toma posesión de la totalidad de la producción de hidrocarburo a boca de pozo (en superficie).
Canalización de renta para el Estado	Ingresos no tributarios.	No pagan regalías ni otros ingresos.	<ul style="list-style-type: none"> a) Regalías (% de producción). b) Reparto de utilidades (<i>oil profits</i>). c) Bonos de asignación. d) Participación especial. e) Pagos por ocupación de área.
	Ingresos tributarios.	Impuestos.	<ul style="list-style-type: none"> a) Impuestos corporativos (sobre la renta, impuestos ambientales). b) Impuestos especiales al aceite durante la vida del proyecto.
Compensación para el operador	Tarifa por barril. En los contratos de servicio a riesgo el pago es una tarifa por barril en efectivo vinculada a las utilidades.	<ul style="list-style-type: none"> a) La producción en especie se comparte entre el operador y el gobierno. b) Utilidades netas de los ingresos de parte de la producción. c) Recuperación de inversiones de capital (amortización y depreciación, gasto virtual). 	<ul style="list-style-type: none"> a) Utilidades netas de los ingresos de toda la producción b) Recuperación de inversiones de capital reconocidas como amortización y depreciación (gasto virtual).
Inversión	La inversión de capital corre casi totalmente a cargo del Estado, ya sea directamente o a través de una empresa estatal (NOC).	El operador aporta toda la inversión de exploración, desarrollo y explotación.	El operador aporta toda la inversión de exploración, desarrollo y explotación.
Deducibilidad de los costos	Sólo deduce los costos asociados con la prestación del servicio.	Existe un tope anual en las deducciones de capital, los costos operativos van al 100%, el remanente se reconoce en años posteriores.	El operador puede reconocer anualmente el 100% de las deducciones correspondientes a inversiones de capital y costos operativos.

Fuente: Instituto Mexicano para la Competitividad, *Nos cambiaron el mapa. México ante la revolución energética del siglo XXI*, México, Imco, 2013.

Cosoleacaque, Tula, Escolín, Camargo, La Cangrejera, Morelos y Pajaritos. Asimismo, el Ejecutivo federal intentó abrir espacios a la participación privada nacional y extranjera para atender esas áreas. Para mayo de 2004, la Sener determinó que los resultados obtenidos de la desincorporación de las filiales no fueron los esperados debido a que no se concretó la participación del sector privado.⁶

Los datos contenidos en el Cuadro 2 permiten identificar la participación del sector privado en diversos proyectos del ramo. Como se aprecia en los ocho proyectos contemplados, la inversión privada de diferentes empresas y entidades se da en asociación con Pemex con distintos montos de participación, ya bien en inversión directa o en suministro de insumos. A la fecha, la participación asciende a poco más de 5 mil millones de dólares.

La reforma energética de 2008

Los más recientes cambios en materia energética se dieron durante la administración federal 2006-2012 y en el periodo de la LX Legislatura, mediante lo que se conoce como Reforma Energética 2008. Tales reformas implicaron la expedición de una nueva *Ley de Petróleos Mexicanos* y la reforma de las *Leyes Federal de las Entidades Paraestatales; de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas; y de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público*; así como la expedición de las *Leyes para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; para*

⁶ Pemex petroquímica y las siete filiales se desempeñaban en un marco dual como entidades públicas y sociedades mercantiles.

el Aprovechamiento Sustentable de la Energía; y, *de la Comisión Nacional de Hidrocarburos*; reformas y adiciones a la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*; y reformas a las *Leyes Orgánica de la Administración Pública Federal*; y de la Comisión Reguladora de Energía.

Los datos del Cuadro 3 permiten confrontar los fines y los objetivos buscados por la iniciativa de reforma energética respecto a los alcances de esa propuesta una vez que la misma fue aprobada en 2008 por el Congreso. En el cuadro se muestran los cuatro rubros más importantes que comprende la reforma —exploración y producción; refinación; finanzas, y gobierno corporativo y regulación—, así como los objetivos buscados por la iniciativa y los cambios aprobados por el Poder Legislativo al respecto.

Legislación complementaria

Deben señalarse las disposiciones de carácter internacional que contemplan el tema de los hidrocarburos nacionales y la participación privada de empresas de otros países en la industria petrolera. Al respecto destaca el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) cuyo capítulo VI está dedicado al tema del comercio de la energía y la petroquímica básica entre Canadá, Estados Unidos y México. Dicho tratado refiere que el Estado mexicano se reserva la inversión y la prestación de servicios en las siguientes actividades: exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural; refinación o procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y producción de gas artificial, petroquímicos básicos y sus insumos

y ductos, así como en materia de comercio exterior; transporte, almacenamiento y distribución, incluyendo la venta de primera mano de petróleo crudo; gas natural y artificial; bienes obtenidos de la refinación o del procesamiento de petróleo crudo y gas natural, y petroquímicos básicos.

El TLCAN no contempla la inversión privada en las actividades mencionadas; sin embargo, existe una disposición denominada “cláusula de desempeño”, la cual señala que cada uno de los países involucrados en el tratado deberá permitir a sus empresas estatales nego-

ciar cláusulas de desempeño en sus contratos de servicios. Por ello se han otorgado facultades legales a Pemex para negociar contratos de servicios con el sector privado nacional y extranjero, y negociar cláusulas de desempeño en estos contratos.

Otros mecanismos de inversión privada

Un instrumento que en años recientes se ha empleado para incrementar la capacidad de in-

Cuadro 2. Proyectos con participación del sector privado en petroquímica (millones de dólares americanos)

<i>Proyecto</i>	<i>Participantes</i>	<i>Inversión</i>
Reactivación de la cadena de acrilonitrilo (incluyendo la modernización de planta de PPO)	Unigel y Pemex	90 mmUSD participación Pemex: suministro de insumos
Paraxileno en CP La Cangrejera	Alfa y Pemex	300 mmUSD participación Pemex: 50% inversión
Cianuro de sodio	Unigel, Peñoles y Pemex	150 mmUSD participación Pemex: 40% inversión
Cloruro de vinilo. Para optimizar la cadena, incrementar la producción y reducir los costos	Mexichem y Pemex	200 mmUSD participación Pemex: suministro de insumos
Urea. Para impulsar la producción de fertilizantes	Agrogen y Pemex	200 mmUSD Pemex Petroquímica (PPO) aporta garantía de suministro a largo plazo de amoníaco en Cosoleacaque
1-Buteno	Diavaz y Pemex	40 mmUSD participación Pemex: 40% inversión
Amoníaco	Estado de Sinaloa	1,000 mmUSD participación Pemex: 15% en suministro
Etileno XXI	Braskem y Pemex	3,500 mmUSD participación Pemex: 10% inversión
	Total	5,480 mmUSD

Fuente: Instituto Mexicano para la Competitividad, *Nos cambiaron el mapa. México ante la revolución energética del siglo XXI*, México, Imco, 2013.

Cuadro 3. Alcances de la reforma energética de 2008

<i>Área</i>	<i>Objetivos pretendidos por la iniciativa</i>	<i>Cambios aprobados por el Congreso</i>
Exploración y producción	<ul style="list-style-type: none"> • Participación directa del sector privado en la exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos. 	<ul style="list-style-type: none"> • La participación directa del sector privado (empresas operadoras) en la exploración y producción permanece restringida. • Se delineó la figura de “contratos incentivados para terceros” (proveedores de servicios), conocidos como los CIEP (contratos integrales de exploración y producción). • Éstos permiten la participación de proveedores en las actividades secundarias de la Industria.
Refinación	<ul style="list-style-type: none"> • Competencia en la producción de gasolina. • Participación del sector privado en la construcción y operación de refinerías. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se mantiene el monopolio de Pemex en la refinación de petróleo y en la comercialización. • Se ordenó la construcción de una refinería en Tula (originalmente prevista para 2016).
Finanzas	<ul style="list-style-type: none"> • Establecimiento de derechos de extracción de petróleo en niveles comparables a otros países. • Dotar de recursos para necesidades de inversión de Pemex y apuntalar su balance financiero. 	<ul style="list-style-type: none"> • El régimen fiscal de Pemex no se modificó; sigue ligado al presupuesto público. • Compromiso plurianual a fin de reservar recursos para financiar futuras inversiones. • Creación de un fondo de investigación y desarrollo de energía renovable. • Nuevas reglas para el fondo de estabilización. • Introducción de los bonos ciudadanos (hasta 2012 la SHCP no había publicado los lineamientos para la emisión de estos bonos). • Regímenes especiales para campos maduros, campos con complejidad técnica (Chicontepec) y aguas profundas.
Gobierno corporativo y regulación	<ul style="list-style-type: none"> • Responsabilidad del Consejo de Administración en la creación de valor económico. • Creación de un órgano regulador, independiente de Pemex a cargo de definir la estrategia óptima de explotación y extracción de reservas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para regular y supervisar la explotación de las reservas de petróleo del país. • Cuatro consejeros profesionales para fortalecer el mandato institucional.

Fuente: Instituto Mexicano para la Competitividad, *Nos cambiaron el mapa. México ante la revolución energética del siglo XXI*, México, Imco, 2013.

versión son los llamados Proyectos de Infraestructura Productiva con Impacto Diferido en el Registro del Gasto, mejor conocidos como Pidiregas.

Los Pidiregas son obras de propiedad pública ejecutadas y financiadas por terceros que se van pagando y amortizando en un determinado periodo. El monto total de inversión Pidiregas ejecutable cada año corresponde a una determinación del Congreso de la Unión. La inversión física en Pemex es financiada en parte con instrumentos tipo Pidiregas y el resto mediante gasto presupuestal programable.

En materia de exploración y producción se han ejecutando proyectos con recursos tipo Pidiregas en el complejo de yacimientos de Cantarell, en el Programa Estratégico de Gas, en la Cuenca de Burgos y en la zona del Delta del Grijalva. Otras inversiones en esta modalidad se han canalizado a la reconfiguración de las refinerías de Madero, Salamanca y Tula.

En cuanto al gas natural la Comisión Reguladora de Energía ha otorgado permisos a los sectores social y privado para construir, operar y ser propietarios de los ductos, instalaciones y equipos requeridos en actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de ese fluido que para 2002 implicaron la instalación de poco más de 2 mil 200 kilómetros de ductos y de 27 mil kilómetros de redes nuevas.⁷

En materia de franquicias, la participación del sector privado se presenta primordialmente en la Red de Estaciones de Servicio Pemex y en las actividades relacionadas a la distribución de gas licuado de petróleo, distribución de productos petrolíferos, servicios médicos subrogados, adquisiciones de otros bienes y servicios, y arrendamiento de embarcaciones, entre otros rubros.

Otro de los mecanismos de participación privada en Pemex son los llamados Contratos de Servicios o Convenios de Colaboración. Estas figuras han permitido a Petróleos Mexicanos contratar una serie de servicios relacionados con los procesos de perforación, desarrollo y expansión de sus campos, con la modalidad de que tales contratos representan inversiones que son públicas —porque pertenecen a Pemex— pero que serán financiadas y ejecutadas por particulares, quienes aportarán sus capacidades de financiamiento, tecnológicas y operativas.⁸

En 2011 se suscribieron seis convenios de colaboración entre Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción, y diversas compañías petroleras. Entre 2007 y 2011 se suscribieron 37 convenios: 6 en 2007, 10 en 2008, 9 en 2009, 6 en 2010 y 6 en 2011. Los convenios correspondientes a 2011 se detallan en el Cuadro 4.

⁷ “El papel del sector...”, *op. cit.*

⁸ *Idem.*

Cuadro 4. Acuerdos y convenios de colaboración entre Pemex y diversas empresas en 2011

<i>Empresa</i>	<i>Objeto</i>
Japan National Oil Corporation	Convenio específico de colaboración para la realización de un estudio conjunto en un área de aguas profundas.
Petrobank Energy and Resources Ltd.	Convenio general de colaboración.
Repsol Exploración México	Convenio específico para la revisión y análisis del estudio de yacimientos del proyecto de inyección de vapor del Campo Samaria Terciario (Neógeno)
Seabird Exploration Americas, Inc.	Convenio general de colaboración en materia de investigación, desarrollo científico, tecnológico y de recursos humanos.
Seabird Exploration Americas, Inc.	Convenio específico de colaboración para identificar y mapear la distribución de los abanicos turbidíticos del Paleógeno (Arenas Wilcox) del Área Cinturón Plegado Perdido en la Cuenca del Golfo de México.
Total Exploration Technique Mexique Sociedad Simplificada por Acciones (SAS)	Marco general de colaboración en materia de investigación, desarrollo científico y tecnológico, y desarrollo de recursos humanos en la exploración y producción de hidrocarburos.

Fuente: Petróleos Mexicanos, “Informe de responsabilidad social 2011, principales acuerdos y convenios con otras petroleras”, México, 2011.

Comentarios finales

El inminente debate nacional acerca de la necesidad o no de una reforma al marco normativo del petróleo se vislumbra como particularmente complejo en la medida que ejercicios similares en el pasado reciente han motivado serios desencuentros entre los actores sociales y porque una discusión de esa naturaleza presenta vertientes que atañen a la independencia económica del país y a su soberanía.

Una probable reforma legislativa sobre el tema tendría que examinar la conveniencia de efectuar o no cambios constitucionales, así

como llevar a cabo una profunda revisión del marco legal vigente que permita identificar las implicaciones sociales y económicas de tales cambios normativos.

Debe tenerse presente en el debate y análisis legislativo del tema que los diversos ejercicios de consulta y opinión pública que se han instrumentado recientemente por diversas empresas encuestadoras denotan, por una parte, la resistencia de sectores de la población a la apertura a la iniciativa privada —tanto nacional, como extranjera— del sector energético nacional; pero paradójicamente, al mismo tiempo coinciden en la necesidad de llevar a cabo cambios profundos en el sector.

El mercado petrolero internacional

Gabriel Fernández Espejel*

El presente documento ofrece una visión panorámica de las tendencias predominantes en el actual mercado petrolero global (oferta, demanda y precios), en el mediano y largo plazos; la relación energética y comercial entre nuestro país y Estados Unidos; los nuevos descubrimientos de gas y petróleo de esquisto, a fin de, si no incorporar, por lo menos estar informados sobre estas aristas en el debate en torno a una reforma energética en México.

Panorama actual del mercado petrolero

La producción y consumo de petróleo en el mundo están estrechamente ligados al comportamiento de su precio en los mercados internacionales. Esta premisa explica que el petróleo haya seguido una tendencia a la baja en su posición como principal fuente de energía en el mundo desde 1970 ante eventos de inestabilidad —cuando se registraron alzas signifi-

*Maestro en Economía por la UNAM. Investigador del área de Opinión Pública del CESOP. Líneas de investigación: gobierno, mercado, impuestos y energía. Correo electrónico: gabriel.fernandez@congreso.gob.mx

cativas en su valor—, así como al comienzo de los ochenta y en las últimas dos décadas con el despegue de las economías emergentes, en especial, India y China. En la actualidad aporta alrededor de 33% de la energía que se utiliza.¹

Las reservas de los países miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) continúan siendo las de mayor peso en la esfera internacional (77%); no obstante que su participación de mercado en producción marca una tendencia a la baja desde 1973 —cuando llegaron a aportar más de la mitad de la producción global— actualmente éstas han disminuido a 42% (Tabla 1). El reporte de British Petroleum² (BP) señala que los hallazgos de Estados Unidos en el Golfo de México, en África occidental, Brasil, Rusia y Asia central, en contraparte a la caída en la producción y reservas del Mar del Norte y México, hacen posible mantener el equilibrio en la producción global.

¹ En British Petroleum and Global, *The oil market to 2030, Implications for investment and policy*, febrero 2012 [www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/The_Oil_Market_2030.pdf] (fecha de consulta: 15 de julio de 2013).

² En [www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/The_Oil_Market_2030.pdf] (fecha de consulta: 15 de julio de 2013).

Tabla 1. Principales productores y consumidores de hidrocarburos líquidos en el mundo (2011)

<i>Posición</i>	<i>Países productores</i>	<i>Miles de barriles diarios</i>	<i>Principales consumidores</i>	<i>Miles de barriles diarios</i>
1	Arabia Saudita	11,154	Estados Unidos	18,949
2	Rusia	10,239	China	9,852
3	Estados Unidos	10,136	Japón	4,480
4	China	4,347	India	3,411
5	Irán	4,226	Rusia	3,115
6	Canadá	3,597	Arabia Saudita	2,816
7	Emiratos Árabes Unidos	3,088	Brasil	2,722
8	México	2,960	Alemania	2,400
9	Kuwait	2,692	Canadá	2,289
10	Brasil	2,685	Corea del Sur	2,230
11	Irak	2,629	México	2,158

Fuente: US Energy Information Administration (EIA), [www.eia.gov/countries/index.cfm] (fecha de consulta: 16 de julio de 2013).

En cuanto al consumo en el mundo, en la demanda de petróleo se pasó de una proporción 75-25%, entre los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) —economías industrializadas— y las naciones fuera de ella (economías en desarrollo, básicamente), a una relación de 50-50 en las últimas cuatro décadas. El mayor uso que se le da al combustible continúa siendo en transporte terrestre (cerca de 60%). Más allá de las cifras, la demanda del petróleo se vincula, preferentemente, al desarrollo de tecnologías, a la evolución de la energía nuclear, a la extracción de gas natural con menores costos y a las políticas de los gobiernos.

Prospectiva

Las proyecciones para el precio del petróleo que se presentan forman parte de los casos

de referencia de los estudios de la OPEP, British Petroleum y la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés),³ es decir, son escenarios prevalecientes que consideran las políticas actuales de impulso a las energías renovables, las medidas restrictivas y el bajo crecimiento en la Unión Europea, así como el *Acta de Seguridad e Independencia Energética* vigente de los Estados Unidos de América. Estas previsiones no incorporan factores especulativos asociados al terreno de la geopolítica.

El comportamiento en los mercados internacionales de los precios del hidrocarburo se presume estable en el mediano y largo plazos, como consecuencia de la continuación del lento crecimiento en ciertas economías desarrolladas

³ En OPEP, *World Oil Outlook 2012*, Viena, Austria, p. 9, [www.opec.org] (fecha de consulta: 16 de julio de 2013).

(sobre todo en la Unión Europea)⁴ y el contrapeso que supone el impulso asiático. Así, la demanda de los países miembros de la OCDE se reducirá de 46.5 millones de barriles diarios (mbd) en 2010 a 41.1 en 2035, mientras que en las economías en desarrollo se trasladará de 35.4 a 60.6 mbd, en igual lapso.

De esta forma, las estimaciones de la OPEP apuntan a que el precio real de su canasta básica se mantendrá alrededor de 100 dólares por barril en los próximos años para subir a 120 en 2025 y 155 en 2035 (dólares constantes). Por su parte, la EIA en Washington DC hace una proyección,⁵ también en precios reales, para los crudos de referencia: West Texas Intermediate (WTI) y Brent, en donde se aprecia que, una vez actualizados, éstos no reflejan una diferencia sustancial antes de 2020, aunque sí suponen un aumento mayor al final del periodo (Tabla 2).

En dólares nominales la prospectiva que realiza la EIA en el escenario de referencia al-

canza valores de más de 150 dólares por barril en 2020, de 180 en 2030 y de cerca de 270 dólares en 2040; precios nominales que podrían ser aún más exorbitantes si se presentara volatilidad en el mercado, de elevada probabilidad ya que se les asocia históricamente con actividad especulativa bursátil, alteraciones por fenómenos y desastres naturales, el comportamiento impredecible de las economías o por los conflictos geopolíticos en zonas petroleras, principalmente en el norte de África y Medio Oriente.

La relación energética México-Estados Unidos

La relación entre México y Estados Unidos incorpora temas energéticos desde tiempos añejos. La vecindad ha creado una interacción de negocios entre las dos naciones, en las últi-

Tabla 2. Proyecciones de los precios de los crudos de referencia West Texas Intermediate y Brent (2010-2040), en dólares por barril de 2011

Crudo/año	2010	2013	2016	2020	2025	2030	2035	2040
WTI	81.31	96.81	97.00	105.57	117.36	130.47	145.41	162.68
Brent	81.08	87.81	91.33	103.57	115.36	128.47	143.41	160.68

Fuente: [www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2013&subject=3-AEO2013&table=12-AEO2013®ion=0-0&cases=ref2013-d102312a] (fecha de consulta: 18 de julio de 2013).

⁴ En OPEP, *World Oil Outlook 2012*, Viena, Austria, p. 10, [www.opec.org] (fecha de consulta: 16 de julio de 2013).

⁵ En US Energy Information Administration, [www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2013&subject=3-AEO2013&table=12-AEO2013®ion=0-0&cases=ref2013-d102312a] (fecha de consulta: 18 de julio de 2013).

mas décadas nuestro país ha tenido en la potencia su principal destino para las exportaciones de crudo, así como a su mayor proveedor de gasolinas y gas natural. Por valor, las ventas de petróleo a Estados Unidos⁶ han rondado entre 84 y 88% del total de sus ingresos en la última década (2001–2011), mientras que por volumen, éstas han oscilado de 75 a 82% del total de sus exportaciones en igual lapso.

Sin embargo, las aseveraciones de Goldman Sachs⁷ en torno a que Estados Unidos se convertirá en el principal productor de hidrocarburos líquidos (petróleo crudo y condensados del gas) en el mundo, antes de 2017 (con 10.9 mbd y bajo la premisa de que Rusia y Arabia Saudita no incrementen su extracción), así como que la producción petrolera mexicana presenta un declive (de 3,256 en 2006 pasó a 2,550 mbd en 2011) —sobre todo por la maduración de Cantarell— apunta a que la relación podría, inclusive, alternar los roles de comprador-vendedor. La Administración de Información Energética de Estados Unidos proyecta que la producción mexicana descenderá a 1.4 mbd en 2025.

Ante esta caída, el panorama energético en México y sus repercusiones para el fisco y la economía resultan preocupantes. La dependencia petrolera⁸ se evidencia a través de

⁶ A partir de información del *Anuario estadístico 2012 de Pemex*, [www.pemex.com] (fecha de consulta: 22 de julio de 2013).

⁷ Diferentes medios de comunicación especializados en la Unión Americana difundieron esta información obtenida de fuentes no reveladas de Goldman Sachs [www.theoil Drum.com/node/8367] (fecha de consulta: 22 de julio de 2013).

⁸ Cifras al 2011, en US Energy Information Administration [www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=MX] (fecha de consulta: 22 de julio de 2013).

las exportaciones que suponen 16% del total de las ganancias en este rubro; mientras que por impuestos y pagos directos de Pemex se obtiene alrededor de 35% de los ingresos fiscales del país. Además, el esquema energético de México funciona alrededor del petróleo y el gas; el hidrocarburo alimenta 56% del consumo de energía, 29% adicional lo aporta el gas natural. Cabe recordar que nuestro país es un importador neto de esta fuente.

Panorama opuesto se presenta en Estados Unidos. Goldman Sachs⁹ señala que las autoridades del sector en Washington estiman que las reservas de gas natural y de esquisto ascienden a 2,200 billones de pies cúbicos (cifra equivalente a las reservas de Arabia Saudita) y resultan suficientes para satisfacer la demanda en la potencia por al menos 100 años, así como para lograr su independencia energética en 15 años.

Debido a las condiciones del mercado en Norteamérica y a la dificultad para exportar el gas natural —ya que ello supone convertirlo en líquido— han hecho que los precios del gas natural se mantengan por debajo de la media de los demás energéticos y que su uso se propague en la generación de energía, tendencia que llega inclusive a nuestro país a través de gasoductos en la frontera. Este panorama supone ventajas para la potencia en su crecimiento económico, en la disminución de su déficit en la cuenta comercial y en el fortalecimiento del dólar.

⁹ En Goldman Sachs, *The US Energy revolution: how shale energy could ignite the US growth engine* [www.goldmansachs.com/gsam/docs/fundsgeneral/general_education/economic_and_market_perspectives/ps_us-energy-revolution-tpd.pdf] (fecha de consulta: 23 de julio de 2013).

Gas y petróleo de esquisto

En la actualidad, las nuevas técnicas de fracturación hidráulica hacen posible la extracción del gas de esquisto o de pizarra (*shale gas/shale oil*, en inglés), un hidrocarburo que se encuentra en formaciones rocosas de sedimentos de grano fino, normalmente a gran profundidad.¹⁰ Tecnología apenas presente en México y que ha llevado a gobiernos extranjeros y firmas multinacionales a mostrarse a favor de la entrada de capital foráneo para impulsar la extracción de yacimientos en aguas profundas y la explotación de lotes de gas de esquisto.

A raíz de las declaraciones a medios extranjeros en torno a una posible apertura hechas por el presidente de México, Enrique Peña Nieto, el Centro de Información sobre Política Energética, también en Washington DC, se incorpora al debate alrededor de la entrada de capital privado a nuestro país, sobre la modernización y el aumento en reservas que supondría este hecho, aunque reconoce también que los cambios a la ley no serán fáciles, a pesar de los acuerdos previsibles en el Legislativo y del rumbo que sigue el sector energético.

Por otro lado, el estudio de la EIA y del Departamento de Energía de los Estados Unidos¹¹ sobre los recursos mundiales de gas y petróleo de esquisto señala que las reservas de gas natural e hidrocarburos condensados

¹⁰ Las técnicas de extracción del gas de esquisto han generado un intenso debate con ambientalistas debido a que el procedimiento se considera altamente contaminante; además de que destruye fuentes de agua superficiales y subterráneas.

¹¹ En [www.eia.gov/analysis/studies/worldshale-gas/pdf/fullreport.pdf] (fecha de consulta: 24 de julio de 2013).

en el norte de México suman diez veces las de la región sur-sureste y equivalen a las reservas probadas totales; además, hacen que nuestro país se ubique en la sexta posición entre las 41 naciones revisadas respecto a sus reservas de gas de esquisto y, en la octava, en petróleo del mismo tipo. Los depósitos de menor riesgo se ubican al noreste y se prolongan a todo lo largo del Golfo de México.

Sin embargo, como revela un estudio alterno de la EIA y del Departamento de Energía, Pemex incursiona en la extracción de gas de esquisto en por lo menos seis pozos desde 2011, con costos elevados y resultados modestos, aún así prevé un aumento en sus inversiones (6 mil 500 millones de pesos) para expandir su exploración y extracción en 2014, a fin de lograr su comercialización al año siguiente y aspirar a una producción de 2 billones de pies cúbicos diarios en 2025.

Comentarios finales

Hablar de una reforma energética centrada en la privatización de Pemex o en la entrada de capitales a áreas restringidas, sobre todo en explotación, con el objeto de incursionar en aguas profundas, y la exploración y sustracción de depósitos de esquisto, puede ser visto por algunos especialistas como una aproximación limitada.

El debate en torno a una reforma más amplia podría dar respuestas a temas como el de seguridad energética; proponer acciones frente a los movimientos característicos de los mercados internacionales en el corto, mediano y largo plazos, e incorporar el uso de energías verdes o renovables.

Arquitectura de mercado para el sector energía en México

Víctor G. Carreón Rodríguez*

Introducción

El presente ensayo plantea una arquitectura de mercado alternativa para el sector energía desde una perspectiva de eficiencia económica y de maximización de la renta para el Estado mexicano en el largo plazo.

Para ello se analizan tres componentes que intervienen en la definición de arquitectura de mercado ideal: primero, los objetivos que se persiguen al diseñar la propuesta a implementar; segundo, el horizonte de tiempo bajo el que se realizará la planeación para alcanzar los objetivos elegidos; tercero, las restricciones que se enfrentarán para llevar a cabo la propuesta de cambio de arquitectura. Cada uno de estos elementos juega un papel importante tanto en el sector eléctrico como en el sector petrolero. Dada la interacción entre ellos, se discute la arquitectura ideal para cada sector.

La estructura de este ensayo es la siguiente: en la sección 1 se analizan las variables que intervienen en cada uno de los componentes

* Profesor-Investigador de la División de Economía del Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE). Licenciado en matemáticas aplicadas por la Escuela de Matemáticas de la Universidad Juárez del Estado de Durango. Maestro y Doctor en Economía por la Universidad de Chicago. Cuenta además con una Maestría en Economía por el CIDE.

mencionados; en la segunda sección se plantea la propuesta para el sector eléctrico, mientras que la del sector petrolero se analiza en la tercera sección. Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Componentes de la arquitectura de mercado

La arquitectura de mercado analiza los aspectos económicos que intervienen en la organización del mercado de una industria afectando el comportamiento de los agentes participantes. Los procesos de reforma estructural, reorganización industrial y privatización que se han dado en la mayoría de las economías desde la década de 1990 buscan mayor eficiencia económica. Para alcanzar este objetivo, hay que resolver de inicio los conflictos sobre el diseño del mercado debido a la existencia de áreas en las que hay monopolios legales o naturales interactuando con submercados disputables o potencialmente competitivos. Además de estos elementos, en la mayoría de los casos existe un agente regulador que se encarga de generar las condiciones para que los mercados operen con la mayor eficiencia posible.

Objetivos

Los objetivos que se persiguen al definir una arquitectura de mercado pueden ser muy dispares y, en general, están contrapuestos entre ellos. Para el caso que nos interesa, nos centraremos en tres. Por un lado, se busca alcanzar la máxima eficiencia económica. Esto implica generar condiciones para que los mercados se acerquen lo más posible a un ambiente de competencia perfecta, ya sea vía la libre interacción de los agentes en los mercados o a través de un esquema de regulación. Por el otro, se puede perseguir un objetivo de bienestar social, en el cual se busca que todos los agentes tengan acceso a cierto grupo de bienes (cobertura universal del servicio eléctrico) o se implementa una política redistributiva utilizando los ingresos generados por las empresas públicas. Finalmente, se puede definir un objetivo de maximización de ingresos (renta petrolera) del Estado. En este ensayo, éstos son los objetivos que interesa analizar para tratar de definir la mejor arquitectura para el sector energía en nuestro país.

Horizonte de planeación

En este caso, se presentan tres posibilidades: corto, mediano o largo plazo. En función del horizonte que se elija, se tendrá una restricción sobre los objetivos que se persiguen. El ideal es contar con un horizonte que escape a las presiones urgentes del corto plazo, cuando no necesariamente se toman las mejores decisiones al no contar con el tiempo requerido para la planeación y ejecución de las propuestas de política pública. En el sector energía es todavía más relevante al considerar los tiempos que se

requieren para que las decisiones de inversión se realicen y se cristalicen en productos para los consumidores finales.

Restricciones

Existen varios tipos de restricciones: (i) tecnológicas/tamaño de mercado; (ii) legales; (iii) fiscales; (iv) políticas; e, (v) ideológicas. Cada una de ellas está presente en el caso mexicano e impone limitaciones que generan costos adicionales al momento de decidir la mejor arquitectura para el sector energía.

Restricciones tecnológicas/tamaño de mercado. El tamaño de mercado y la escala mínima eficiente determinada por la tecnología disponible para producir el bien o servicio establecen las condiciones para la existencia —o no— de un monopolio natural. El tamaño de mercado está dado por la demanda total (nacional y externa) del bien en cuestión. La escala mínima eficiente está dada por el nivel de producción que minimiza los costos medios de la empresa. Cuando la escala mínima eficiente es grande, relativa al tamaño del mercado, decimos que tenemos un monopolio natural. Si se sigue la regla de eficiencia, en la cual el precio es igual al costo marginal, la empresa no podría cubrir sus costos.

La elección es, entonces, entre una empresa pública (monopolio público que absorbe las pérdidas) o una empresa privada (monopolio privado que recibe un subsidio para cubrir las pérdidas).

Restricciones legales. En nuestro caso particular, la Constitución, las leyes secundarias y los reglamentos aplicables (que interpretan y desarrollan las mismas restricciones impuestas

por la Constitución), establecen limitaciones legales que establecen que el Estado es el único autorizado (con algunas excepciones, que se han ido modificando con el transcurso del tiempo) para desarrollar la industria de los hidrocarburos y operar en el sector eléctrico.

Restricciones fiscales. El petróleo como fuente de ingresos para el Estado es una restricción fundamental. Para nuestro país es clave, pues los ingresos provenientes de la renta petrolera han sido, en promedio, un tercio del total de los ingresos del gobierno federal. Estos ingresos han promediado 6% del producto interno bruto (PIB) en los últimos 30 años. Su importancia relativa es mayor que los ingresos provenientes de la recaudación por concepto del impuesto al valor agregado (IVA) o del impuesto sobre la renta (ISR). El promedio de los ingresos petroleros es 32% de los ingresos totales del gobierno federal; es decir, tenemos un estado petrolizado.

Por el otro lado, dadas las decisiones que se han tomado en el pasado, los montos de subsidio que se destinan a la gasolina y a la electricidad representan montos importantes en las finanzas públicas.

La interacción de estos dos elementos provoca que una propuesta de reforma energética esté estrechamente ligada a una propuesta de reforma fiscal. No podemos pensar en ellas de manera independiente.

Restricciones políticas. El componente político es inherente a este sector. El tema de los sindicatos (petrolero y electricista) es relevante, no sólo por el peso específico que tienen al interior del sector, sino también por los vínculos que han construido con otros sindicatos y organizaciones sociales. Ello genera una gran presión para el gobierno cuando se trata de propuestas

de reforma que modifican la arquitectura de mercado bajo la cual operan actualmente Petróleos Mexicanos (Pemex) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y que van en contra de sus intereses particulares. Igualmente, al interior de cada uno de los partidos políticos, y de la sociedad en su conjunto, hay opiniones encontradas; algunos a favor y otros en contra de modificaciones a la arquitectura que prevalece actualmente en el sector energía. Como en todo, existen grupos de interés que serían ganadores o perdederos al modificarse esta arquitectura.

Restricciones ideológicas. Finalmente, se hallan los factores ideológicos que han estado presentes en todo lo relacionado con el sector energía, involucrando argumentos como soberanía, seguridad nacional, nacionalismo, etc. Desafortunadamente, en los últimos años, la discusión ha sido dominada por estos temas. Poco es lo que se ha discutido sobre las cuestiones técnicas, económicas y de factibilidad en el mediano y largo plazos, que son las más importantes para determinar la arquitectura de mercado ideal para el sector energía.

Estos son elementos que deberían estar al margen de la discusión dadas las condiciones actuales de mercado y de tecnologías que observamos en el sector energía.

El sector energía en México

Una de las industrias más fascinantes en la bibliografía de arquitectura de mercado es el sector energía. En él se presentan mercados competitivos, mercados incompletos e imperfectos, monopolios, así como políticas encaminadas a lograr la mayor eficiencia (regulación) y redistribución (subsidios a los energéticos)

posibles dentro de la arquitectura establecida. A continuación, desde esta óptica se analizan las actividades que se realizan en los sectores eléctrico y petrolero.

El sector eléctrico

El sector eléctrico está compuesto por cuatro submercados: generación, transmisión, distribución y comercialización, los cuales presentan características distintas, determinadas por las tecnologías disponibles y el tamaño de mercado.

Generación. Para este mercado existen dos opciones extremas: por un lado, el monopolio, en el cual sólo una empresa genera la electricidad para satisfacer la demanda en todo momento; por el otro, un mercado competitivo con varias empresas generadoras de electricidad compitiendo por suministrarla para satisfacer la demanda. Entre estos dos extremos tenemos una infinidad de combinaciones posibles, las cuales son mejores que el monopolio y peores que la competencia perfecta (en términos de eficiencia).

La elección de la mejor arquitectura depende de dos variables: el tamaño del mercado y la tecnología. En el siglo XIX la escala mínima eficiente era grande en relación con el tamaño del mercado. De esta manera no era rentable tener varias empresas compitiendo entre ellas, ya que el tamaño del mercado (la demanda) no era suficiente para permitir la existencia de éstas (de tamaño mínimo eficiente grande). Sin embargo, esta arquitectura se fue modificando a través del tiempo. Por una parte, México, al empezar su proceso de industrialización, comenzó a incrementar su demanda de elec-

tricidad de manera continua, provocando un aumento en el tamaño del mercado. Así, la demanda ha crecido exponencialmente en los últimos años, en particular la demanda pico. Por otra parte, la tecnología ha avanzado rápidamente en este sector, ahora se cuenta con plantas de tamaño mínimo eficiente más pequeño.

Esta combinación (tamaño de mercado y tecnología) es el elemento crucial para determinar la arquitectura óptima del mercado de generación. Ya no estamos frente a un monopolio natural en la generación de electricidad. La evidencia empírica señala que el esquema de monopolio no es la mejor alternativa. Actualmente, nos enfrentamos con una estructura de mercado que tiene las características de mercado competitivo. La recomendación lógica que se desprende de este análisis es permitir el acceso a cualquier empresa que desee entrar al negocio de generación. Además, para reforzar esta competencia, se podrían dividir los activos de generación de la CFE, sin que esto implique su venta en entidades independientes para generar mayor competencia entre cada uno de los participantes. La posibilidad de implementar dicha arquitectura en este mercado estará condicionada por la estructura que se ponga en marcha en el resto de los submercados.

Transmisión. En este caso se tienen las características de un monopolio natural. Por tanto, por cuestiones de eficiencia económica, lo óptimo es contar sólo con una red de transmisión. Aquí la disyuntiva es en cuanto a quién tendrá el control sobre esta red. Es decir, si se tendrá un monopolio concesionado al sector privado o el Estado mantendrá el control.

La arquitectura del mercado de transmisión es crucial para el perfecto funcionamiento del sector eléctrico. Hay que considerar dos

restricciones muy importantes. La primera, bajo ninguna circunstancia se debe permitir que alguna empresa generadora sea la encargada de tomar las decisiones en el mercado de transmisión. Con esto se eliminan los incentivos perversos en esta empresa. Segunda, debe considerarse el mercado de gas natural. La planeación de la expansión de la red de transmisión debe ser óptima, dadas la demanda y la oferta de electricidad, pero también debe considerar la oferta de gas natural, pues la tecnología de ciclo combinado ha aumentado su participación en los últimos años. Además, ante la presión que se enfrenta para reducir la emisión de contaminantes, esta tecnología cobrará mayor relevancia en el futuro. Así, debe existir una perfecta coordinación entre la red de transmisión eléctrica y la red de ductos de gas natural. Por consiguiente, la mejor alternativa para el mercado de transmisión es tener un monopolio estatal para internalizar todos estos incentivos y garantizar el acceso a todos los generadores y compradores sin discriminación alguna.

Distribución. Este mercado también posee las características de monopolio natural, aunque no de manera global como en el caso del mercado de transmisión. Aquí es posible tener monopolios regionales. Cada uno de ellos presenta las condiciones de monopolio natural. A partir de esta estructura se puede tener un grado de comparación entre la tarifa de distribución que carga cada una de estas empresas en sus respectivas zonas, estableciendo así información sobre la eficiencia entre regiones. Esta práctica generará competencia que reducirá en una tarifa final menor para todos los consumidores. Por otra parte, para este mercado también se halla latente el tema del control

de los activos. Se puede tener una estructura de monopolios en manos de inversionistas privados o monopolios regionales en poder del Estado. Finalmente, el aspecto más importante es que las empresas de distribución no deben tener relación con la empresa o entidad encargada de la transmisión. Además, no deben mantener vínculo alguno con las empresas generadoras localizadas en su región.

Por tanto, la mejor estructura para el mercado de distribución es dividir los activos de distribución en empresas regionales sin vínculos con la empresa de transmisión ni con las empresas de generación instaladas en su región. Este esquema permitirá evitar la integración vertical en la industria.

Comercialización. En este caso se cuenta con las mismas características que en el mercado de generación, por lo cual se tiene la posibilidad de que varias empresas se encarguen de esta tarea en un entorno competitivo que ayude a alcanzar las mejores condiciones para los clientes finales.

Operador del sistema. Este es el elemento más importante en el funcionamiento del sector eléctrico. Una de sus responsabilidades es programar el despacho de electricidad eficientemente desde el punto de vista técnico y económico. Este agente garantiza la menor tarifa posible. Por el lado de la eficiencia técnica, implica la coordinación perfecta con las redes de transmisión y distribución para no crear congestión en algunos sectores del tendido eléctrico, lo cual incrementaría sustancialmente las tarifas de transmisión y/o distribución, y por consiguiente, la tarifa final. Por consiguiente, debe permitirse al operador ofrecer el servicio de despacho económico fijando el precio de la energía de acuerdo con el costo marginal, a

partir de un esquema de participación voluntaria.

Existen varias estructuras institucionales para el operador, las cuales se dividen en dos grupos: la primera es un esquema tipo TRANSCO donde el encargado de la red de transmisión y el operador están integrados. El segundo es un esquema en donde el operador es independiente del encargado de la red de transmisión. Este esquema es conocido como operador independiente. Cada uno de estos esquemas tiene ventajas y desventajas.

Bajo el TRANSCO, se minimizan los congestionamientos de la red de transmisión, pues el operador conoce con exactitud los cuellos de botella en el tendido eléctrico. Con esta información y los costos de generación, despachará de la manera más eficiente y menos costosa posible, con la menor tarifa conjunta de generación y transmisión. Sin embargo, esto no genera incentivos para la expansión de la capacidad instalada, ya que la empresa con menores costos no será necesariamente la primera en ser despachada.

Bajo el esquema del operador independiente existen dos opciones: centralizado o descentralizado. El centralizado depende de una planeación central de sus funciones. Este esquema garantiza la mayor coordinación del sistema eléctrico. Sin embargo, no genera incentivos para la expansión de la capacidad de generación ni para que los inversionistas privados inyecten capital en la expansión de la red de transmisión. Por otro lado, el descentralizado toma sus decisiones óptimas tomando en consideración la información disponible (demanda esperada, costos de generación, cuellos de botella en la red de transmisión, etc.). Este esquema genera menor coordinación, pero, a

su vez, genera mayores incentivos para la inversión privada en generación y transmisión.

Por tanto, considerando el esquema institucional, las particularidades y necesidades del sistema eléctrico mexicano, la mejor opción sería un operador independiente descentralizado. Desde un punto de vista teórico, sería mejor porque el sistema mexicano no se caracteriza por ser un sistema maduro. Esta figura ofrece incentivos para la eficiencia en la generación, que es donde se requiere más inversión.

El sector petrolero

En el sector petrolero, las actividades productivas que se realizan guardan un paralelo con las actividades del sector eléctrico. Es decir, también se tiene la combinación de mercados competitivos, mercados incompletos e imperfectos y monopolios. Igualmente, se ha presentado una evolución sostenida, tanto del tamaño del mercado como de las tecnologías disponibles para su explotación.

A continuación analizamos cada una de las actividades del sector petrolero (exploración, extracción, refinación, gas, petroquímica básica y petroquímica). Pensar en una arquitectura de mercado, dada la división actual de estas actividades al interior de Pemex, es muy complicado. Sin embargo, realizando un análisis similar al del sector eléctrico, planteamos la arquitectura de mercado ideal para el sector petrolero.

Actualmente, tenemos un monopolio público en el sector, una “empresa”¹ propiedad

¹ Véase Carreón y Grunstein, “Pemex: ¿La no empresa de todos los mexicanos? Por qué Pemex no es una verdadera “empresa pública” y por qué debe serlo”, *Re-*

del Estado que se encarga de realizar “todas” las actividades desde la exploración y extracción, hasta la comercialización y venta al consumidor final. No está a discusión el hecho de que, desde el punto de vista de eficiencia económica, existen condiciones en las cuales un monopolio público es la mejor opción. Lo que hay que tener claro es si en nuestro país siguen habiendo características que justifiquen su existencia. Para ello, planteamos el análisis bajo otra agrupación de estas actividades.

Extracción y exploración. El objetivo del área de exploración y producción es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de crudo y gas natural, para lo cual sus actividades son: explorar, explotar, transportar, almacenar y comercializar.

En este caso, lo más recomendable es separar las tareas de explorar y explotar de las tareas de transportar, almacenar y comercializar. Las dos primeras tienen características de monopolio natural o de monopolios regionales en función de las áreas a explorar, los productos a extraer (petróleo o gas natural) y las tecnologías disponibles. En este caso, lo ideal es tener una sola empresa, que dadas las características de los bienes, debería ser una empresa pública. Esto no impide, sin embargo, que pudiera establecer relaciones comerciales con empresas privadas para la realización de ciertas tareas (exploración y extracción en aguas profundas) en función de la tecnología disponible en el mercado y que no posea Pemex en este momento.

Es muy importante en estas actividades que el horizonte de planeación sea de largo

plazo para que efectivamente se maximice el beneficio de la explotación de nuestra dotación inicial de hidrocarburos. Se deben evitar a toda costa los objetivos cortoplacistas de maximización de los ingresos inmediatos que, en general, van en contra de la optimización de la explotación de este recurso natural no renovable.

Por el contrario, las actividades de transporte, almacenamiento y comercialización están más cercanas a mercados competitivos o potencialmente competitivos. Sólo el caso de transporte, cuando es vía ductos, escapa de esta clasificación, pues se asemeja más al caso de transmisión de electricidad donde lo mejor es tener una sola empresa para su aprovechamiento. Así, en estas actividades, se debe permitir el acceso a todo aquel que desee entrar al mercado y asumir los riesgos que éstas conllevan.

Gas y petroquímica básica. Las tareas en esta división son el procesamiento del gas natural y sus líquidos, así como transportar, almacenar y comercializar los productos.

En este caso, dada la tecnología disponible y el tamaño del mercado, la mejor arquitectura es una de mayor competencia en la cual se permita la entrada de quienes estén dispuestos a asumir los riesgos inherentes a este negocio. Es importante notar que en este caso particular, si el Estado, por una razón justificada, considera que alguno de los bienes que se producen en esta división es un bien estratégico, ese se debería excluir de las actividades que se abran al sector privado.

Finalmente, al igual que en exploración y extracción, las actividades de transporte, almacenamiento y comercialización se deben abrir a la competencia y permitir la entrada de quienes estén dispuestos a participar en estos mercados.

vista Legislativa de Estudios Sociales y de Opinión Pública, vol. 4, núm. 8, 2011.

Petroquímica. Las actividades de esta división se centran en los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas. También incluye las actividades de transporte, almacenamiento y comercialización.

Considerando que aquí no se encuentran los procesos petroquímicos básicos ni, potencialmente, bienes que se pudieran considerar estratégicos; lo ideal es abrir este mercado a la entrada de quienes estén dispuestos a participar bajo las reglas que se establezcan con antelación.

Refinación. Finalmente, tenemos los procesos industriales de refinación, acompañados de las tareas de distribución, almacenamiento y ventas.

Considerando el tamaño del mercado mexicano y las tecnologías disponibles para realizar estos procesos, en este segmento también se debe permitir la entrada de agentes económicos dispuestos a participar tanto en refinación como en transporte, almacenamiento y ventas.

Regulador. Al igual que en el sector eléctrico, este es el elemento más importante que debe contemplar la arquitectura ideal. Se debe encargar de vigilar que todos los agentes participantes cumplan con las reglas del juego, sin importar si son empresa privadas o empresa públicas. Para que ello ocurra se le debe dotar de las herramientas necesarias para que todos los involucrados acaten sus decisiones.

Es muy importante mencionar que esta propuesta de arquitectura de mercado no implica que Pemex esté fuera del mercado. Esta empresa puede participar en todas y cada una de las actividades si, dadas las condiciones que

se establezcan, posee la tecnología y la estructura de costos que haga rentable su participación y genere beneficios para los consumidores finales.

Conclusiones y recomendaciones

Considerando la situación actual del sector eléctrico mexicano y las distintas alternativas para cada una de las actividades, la arquitectura del mercado eléctrico mexicano debe incluir las siguientes características: primero, competencia en generación; segundo, monopolio en transmisión, con la opción de mantenerlo en manos del Estado o diseñar un esquema para dejarlo en manos del sector privado. Además, no permitir que las empresas generadoras tengan relaciones de propiedad con el dueño de la red de transmisión; tercero, monopolios regionales en el mercado de distribución, con las mismas opciones que en el mercado de generación. En este caso, el monopolio regional de distribución no debe tener ninguna relación con los generadores de su región ni con el monopolio de transmisión. Finalmente, el operador del sistema debe ser independiente y descentralizado.

Respecto al sector hidrocarburos, lo primero es separar las actividades de exploración, extracción, procesamiento químico y refinación de las tareas de transporte, almacenamiento, comercialización y ventas. Así, las recomendaciones son las siguientes: primero, una empresa pública en las actividades de exploración y extracción con posibilidades de convenios con empresas privadas para aquellas actividades en las cuales no se disponga de la tecnología requerida; segundo, una empresa pública en

la producción de petroquímicos que se consideren estratégicos para el desarrollo del país; tercero, permitir la entrada de empresas privadas en el procesamiento secundario y de petroquímicos que no se consideren estratégicos; cuarto, permitir la entrada a las empresas que deseen participar en refinación; quinto, abrir a la competencia privada las actividades de transporte, almacenamiento, comercialización y ventas, con excepción del transporte vía ductos, el cual debe ser un monopolio.

Con estas arquitecturas (en electricidad y en petróleo), se hará coincidir los incentivos de corto, mediano y largo plazos. La perfecta sincronización de esta arquitectura alternativa conducirá al éxito de la reforma. De esta manera, nuestro país no enfrentará problemas futuros en el sector energía como lo han tenido que sufrir algunos países que se enfrascaron en una reestructuración con deficiencias en su arquitectura final.

Para que esta propuesta tenga éxito se requieren tres ingredientes adicionales: primero, permitir que las “empresas” públicas, Pemex y CFE, tengan en realidad una estructura de empresa y no una de organismo público. Aunque se tienen las condiciones y justificaciones para que sean empresas públicas, en los hechos

no lo son a causa de la normatividad impuesta por el Estado. Es necesario que ambas se conduzcan de acuerdo con las reglas del mercado para que puedan tomar las mejores decisiones en materia de precios, cantidades, inversiones, deuda, etc., con el objetivo de maximizar su valor en el largo plazo. Deben estar fuera de la toma de decisiones de la administración federal; segundo, lo anterior nos lleva inevitablemente al tema fiscal.

En este caso son dos los elementos a discutir: por un lado, se requiere modificar el marco fiscal que se aplica a ambas empresas para que puedan operar como tales. Es crucial modificar el régimen tributario de Pemex para darle la libertad que requiere, lo cual puede traer consecuencias en términos de los ingresos petroleros que recibe el gobierno federal; por el otro, hay que revisar los esquemas de subsidios a la gasolina y a la electricidad para evitar distorsiones en precios relativos que llevan a consumos ineficientes de ambos energéticos.

Finalmente, debe existir una regulación efectiva en materia de información, transparencia y rendición de cuentas. Es de vital importancia conocer las estructuras de costos de ambas empresas, los montos, destinos y rendimientos de las inversiones, etcétera.

La explotación petrolera y el capital privado*

Javier Jiménez Espriú**

Hace veinte años, al iniciarse un nuevo ataque para la privatización del sector energético, expresé —y lo he reiterado en múltiples ocasiones— que los planteamientos para concluir que la privatización era necesaria adolecían de múltiples defectos: insuficientes en el análisis económico, discutibles desde el punto de vista técnico, inconsistentes en el aspecto legal, ignorantes de contenido histórico, ayunos de sensibilidad política y carentes de patriotismo.¹

Desde antes de eso se han instrumentado en forma maquiavélica, políticas públicas destinadas a dismantelar las capacidades nacionales, principalmente en los organismos

públicos —Pemex, CFE, Comunicaciones y Transportes, Recursos Hidráulicos— con decisiones que, fundadas en la convicción de las autoridades en la falta de talento nacional, en una incapacidad innata para resolver nuestros propios problemas y en la necesidad de recurrir a otros para hacerlo, no hacen sino beneficiar a las empresas extranjeras.

En 1997, al recibir el grado de honor de la Academia Mexicana de Ingeniería, presenté un trabajo titulado *El futuro de México sin ingeniería mexicana*. En él hacía yo una pregunta fundamental: ¿Qué puede hacer una nación sin ingeniería propia? Y daba una respuesta, que hoy se confirma correcta: —Seguramente otra vez, cambiar vidrios y espejitos por los frutos de nuestras entrañas, aunque ya no usemos penachos ni obtengamos nuestros títulos y grados en el Calmécac.

No hemos aprendido —decía— una lección fundamental: la autodeterminación tecnológica es cuestión de supervivencia nacional. La moderna tecnología de la dependencia es crear la dependencia de la tecnología.

Antes se invadían territorios; hoy se apropian industrias y mercados. En esta guerra de conquista que hoy llamamos “competencia”, nues-

*Ponencia presentada en el *Foro Petróleo y Energía*, realizado por el CESOP en la Cámara de Diputados el 18 de julio de 2013.

** Ingeniero mecánico electricista por la UNAM. Realizó estudios de posgrado en el Conservatoire National des Arts et Métiers, de París. Director de la Facultad de Ingeniería y miembro de la Junta de Gobierno de la propia universidad. Fue director de Mexicana de Aviación y Subdirector comercial de Pemex. Miembro del Instituto Mexicano del Petróleo, del Instituto Mexicano de Investigaciones Eléctricas, del Instituto Mexicano del Transporte, del Instituto Mexicano de Comunicaciones, del Servicio Postal Mexicano y de Telégrafos Nacionales.

¹ Publicado en [SDP noticias.com], *México antes y después de las reformas*, 31 de julio de 2013.

tros gobernantes han encomendado —precisamente a nuestros contendientes o han aceptado sumisamente de ellos— el diseño de nuestras estrategias. ¿Qué diferencia hay entre el conquistador que, empuñando un mosquete vino a llevarse nuestro oro en el nombre del rey, y el ejecutivo de la transnacional que, armado con una presentación de McKinsey & Company viene a buscar la cesión de la renta petrolera en favor de la Exxon, la Chevron o la Shell?

Nuestros competidores pulen la bandeja de plata en la que les entregamos nuestras riquezas. “¿Quieres que el mundo adopte la agenda económica de Estados Unidos? —dice la tesis de las becas Fulbright—: Toma a algunos de sus jóvenes en edad impresionable; adoctrínalos en las escuelas del Ivy League; regrésalo a su país y asegúrate de que los nombres secretarios de Estado para que, desde el púlpito de su ministerio, implementen —con el fanatismo y la ceguera de un dogma religioso— *el Evangelio según Uncle Sam*”.

En 1990, John Williamson —economista del Banco Mundial— elevó este *Evangelio según Uncle Sam* a nivel de sagrada escritura, en un documento que tituló *El consenso de Washington*. Éste prescribía las condiciones que una red de instituciones financieras internacionales (el propio Banco Mundial, el Fondo Monetario Internacional, la International Finance Corporation, y otras) establecerían para otorgar créditos a los países en desarrollo. Estas instituciones, claro está, son financiadas a su vez por los gobiernos de los países industrializados, que llegan al poder con los donativos de campaña de sus grandes corporaciones, destacando entre ellas las petroleras transnacionales.

Entre las condiciones de los créditos figuraban en primerísimos lugares la eliminación

de subsidios, la privatización de los servicios y los negocios públicos, y entre ellos, el más jugoso de todos: el petróleo.

Una pregunta clave es: ¿a quiénes beneficiaban las medidas prescritas en *El consenso de Washington*? ¿A los países que pedían los créditos o a las corporaciones de los gobiernos que los financiaban? En 2002, el Departamento del Tesoro de Estados Unidos calculó que por cada mil millones de dólares que ese país contribuía a los bancos internacionales de desarrollo, las transnacionales americanas recibían más de 2 mil millones de dólares en contratos en los países subdesarrollados.² En 1992, Davidson Budhoo, un ex economista del Fondo Monetario Internacional, en un acto de contrición declaró: “las condiciones impuestas por estas instituciones no buscaban mejorar las condiciones de los países en desarrollo, sino satisfacer las necesidades económicas de los países industrializados.”³

Fue bajo estas presiones internacionales que muchísimos países empezaron a cederle el jugoso negocio del petróleo a las petroleras privadas. Como describiré más adelante, todos estos esfuerzos les reportaron nefastas consecuencias, por lo que en los últimos años todos ellos (Argelia, Bolivia, Canadá, China, Ecuador, Kazajistán, Venezuela, por citar sólo algunos) han instrumentado costosísimas medidas para renacionalizar las industrias petroleras privatizadas; para renegociar los términos de los contratos celebrados; o para elevar los impuestos y regalías cobradas a las petroleras privadas, tapándose siempre con el poderío

² Global Exchange, World Bank/IMF *Questions and Answers*, 13 de febrero de 2002.

³ Davidson Budhoo y Claude Alvarez, *Why the IMF is a Threat to the South. Third World Resurgence*, junio de 1992.

económico de éstas y el de sus gobiernos, que se resisten a capa y espada a devolver un ápice de los regalos obtenidos bajo la presión internacional.

Fue esta presión internacional la que llevó a México a privatizaciones de triste memoria, como la bancaria; y a episodios negros, como el Fobaproa. En el ramo del petróleo, el nacionalismo de la mayoría de los mexicanos transformado en opinión pública defendió con todo al artículo 27 de nuestra Constitución. Ante esto nuestros gobernantes, lejos de acatar la voluntad popular, iniciaron una privatización disfrazada, simulada, silenciosa, traidora y cobarde. Petróleos Mexicanos se dividió en cuatro subsidiarias con el objeto de venderlas una por una, iniciando con la petroquímica básica, luego con el gas natural, siguiendo con la refinación y culminando la entrega del patrimonio nacional con la cesión de la renta petrolera.

A principios de los noventa se dio el primer esfuerzo privatizador con la intención de vender los complejos petroquímicos de Pemex. Este esfuerzo se volvió a topar con el nacionalismo de la opinión popular que lo impidió. Ante esto, nuestros gobernantes, lejos de cumplir con el deber fiduciario que tiene cualquier administrador, y cuales niños embeberinchados ante la falta de satisfacción de su capricho, condenaron a la petroquímica básica a la inanición, privándola de la inversión que su mantenimiento, fortalecimiento y desarrollo requerían.

A mediados de los noventa, los esfuerzos privatizadores voltearon sus caras al gas natural, en un embate de cabildeo legislativo que exigía la apertura del mercado del gas y la privatización de la CFE, y que estaba liderado por la hoy tristemente célebre Enron. Otra vez el

nacionalismo de la opinión popular impidió los cambios constitucionales que la venta de la CFE requería, ante lo que nuestros gobernantes volvieron a traicionar al pueblo con una privatización disfrazada y escondida bajo la figura de los productores independientes de electricidad. ¿Cómo se puede argumentar que el sector eléctrico no se ha privatizado cuando hoy más de 50% de la electricidad para el servicio público la generan las grandes trasnacionales privadas?

Dado que, siguiendo los caprichos de Banco Mundial, nuestros gobernantes habían ya cedido el diseño de las estrategias eléctricas a las grandes corporaciones, en el caso del gas natural y la electricidad a Enron, empezamos a generar electricidad no con lo que nos convenía generarla (agua, viento, sol, combustóleo), sino lo que a Enron le convenía vender: gas natural. En vista de que la apertura del sector eléctrico venía aparejada de la entrega del negocio de gas natural a manos privadas, los altos mandos en Pemex volvieron a faltar a su deber fiduciario y limitaron las inversiones en materia de gas, dando como resultado un *status quo* preocupante: la importación masiva de gas natural comprado de las grandes transnacionales y los cuellos de botella que su transporte implica por la falta de inversión de Pemex en gasoductos.

Pero de las privatizaciones simuladas sin duda la más dañina y traicionera es la de la renta petrolera. Nos engañaríamos si simulamos que la discusión de hoy en día es sobre si empezamos a otorgar concesiones y contratos en los que se comparta la renta petrolera, los llamados contratos de riesgo. Éstos ya se han venido celebrando en forma inconstitucional y, por tanto, ilegal —y sin riesgo para las empre-

sas—, bajo denominaciones eufemísticas como la de *contratos de servicios múltiples* o *contratos incentivados*. Seamos claros de una vez por todas en lo que a Constitución permite y en lo que prohíbe en el área del petróleo. Permite los contratos de servicios, esto es, los contratos en los que la contraprestación se cubre con dinero, pagando al contratista el costo del servicio y una utilidad razonable, pero que no le comparte la renta petrolera ligando su pago al éxito de la explotación. La Constitución prohíbe las concesiones, aún disfrazadas de contratos, o sea, cuando la contraprestación va ligada a la cantidad del petróleo que se extraiga o al valor comercial de éste.

En este sentido, cualquier contrato que implique un pago por barril extraído —así sea un centavo— que aumente la contraprestación del contratista en función de la cantidad de petróleo que se extraiga, resulta inconstitucional. Los contratos incentivados que ha venido celebrando Pemex implican el pago por ésta, teóricamente, del 75% de los costos de extracción del contratista —y los de la semana pasada en Chicontepec, el 100%—, y luego le otorgan una cuota por barril, haciéndolo, sin duda alguna, partícipe del éxito de la explotación.

Estos contratos, por tanto, son verdaderas concesiones celebradas en total contravención del texto constitucional. Además, tienen el defecto de ser una invitación abierta a la corrupción. Ante la complejidad de la explotación de un yacimiento petrolero resulta absolutamente imposible supervisar los costos de extracción. Aun cuando utópicamente no hubiera corrupción resulta imposible para una empresa que no está explotando el yacimiento supervisar que los reembolsos por 75% o 100% no son en realidad por un múltiplo muy superior.

Nóminas infladas, materiales y trabajadores inexistentes, jornadas diarias de 36 horas, automóviles de lujo cobrados como coches utilitarios, maquinaria e insumos de segunda cobrados como de lujo son sólo algunos de los rubros que nos presenta la experiencia internacional que hacen de cualquier contrato basado en la recuperación de costos nada menos que casos de robo en despoblado. El ejemplo del yacimiento Kashagán, en Kazajistán, resulta un caso ilustrativo de esta problemática. Yo preguntaría, señores diputados, ¿ya se tomaron la molestia de analizar los resultados que han dado hasta ahora los contratos incentivados de Pemex? ¿Sabían a cuánto asciende el reembolso del 75% de los gastos, teóricamente? ¿Ya exigieron cuentas de lo que se ha recibido a cambio?

Los países que durante la implementación del Consenso de Washington abrieron sus industrias petroleras se arrepintieron y están pagando caro su error. Pero por lo menos ellos tienen la excusa —además de la presión internacional— de la falta de experiencias internacionales previas, y de un escenario de precios de alrededor de los 20 dólares/barril, haciendo la alternativa privatizadora menos aberrante que ahora. ¿Qué excusa tenemos nosotros, cuando el barril se cotiza en \$100.00 dólares y cuando tenemos el ejemplo de los que ya se equivocaron y ahora pagan cara la enmienda de su equivocación?

En efecto, la más mínima revisión de la experiencia internacional reciente es el mejor argumento para descartar cualquier esfuerzo privatizador. Veamos, aunque sea a vuelo de pájaro, algunas de estas experiencias.

Iniciemos con el niño modelo del que presumen los privatizadores: Petrobras. “Brasil

abrió su industria y ahora tiene a Petrobras que es una empresa muy eficiente”, gritan los apologistas del libre mercado. Aceptándolo, sin conceder —premisa cuestionable que mi argumento no requiere cuestionar—, la pregunta no sólo es si Petrobras es eficiente, sino, ¿para quién es eficiente?

Como todas las petroleras privadas, Petrobras genera muchas utilidades para sus accionistas, a quienes es más fácil encontrar en lujosos *penthouses* del Upper East Side de Manhattan, que en las favelas de São Paulo o de Río de Janeiro. Dándose cuenta de la gran disparidad de lo que se quedaban en Brasil (10% en un principio) y las utilidades que iban a dar fuera, en 2007, al descubrirse los yacimientos del presal, no se le concesionaron directamente a Petrobras. Se creó la empresa Petrosal, 100% estatal, y se instrumentó un mecanismo que llevó en 2010 al gobierno brasileño de Lula a elevar de 39 a 48% la participación del Estado en Petrobras. Esto es, el gobierno brasileño ha decidido comprar acciones de la empresa, renacionalizar parte de ella para mitigar la sangría que a Brasil le ha significado la cesión de la renta petrolera a los accionistas extranjeros de Petrobras.

Pasemos a otro ejemplo estrella de los privatizadores: Statoil. El caso noruego es quizá el más alejado de los esfuerzos privatizadores mexicanos. Antes de los sesenta Noruega no contaba con una industria petrolera. Cuando en 1969 se descubrieron grandes yacimientos, los noruegos se dieron cuenta, atinadamente, de que lo que convenía a sus intereses era la creación de una empresa estatal fuerte y que con su propia tecnología fuera capaz, no sólo de desarrollar sus campos, sino de competir en la industria internacional. Ante la falta de

experiencia crearon un sistema de asociaciones en donde lo primordial no era la producción, sino la transferencia tecnológica. Se asociaron con las grandes transnacionales, pero bajo reglas que exigían un alto contenido nacional. Por cada ingeniero de las transnacionales debía haber por lo menos dos de la empresa noruega. Fueron así recibiendo tecnología internacional y desarrollando una propia que los ha convertido en una de las principales petroleras del mundo. Cuán diferente de los contratos incentivados mexicanos en donde, además de cubrir sus costos, compartimos las utilidades con quienes hacen lo que —según nuestros malinchistas e ignorantes gobernantes— nosotros no podemos, y sin la más mínima posibilidad de recibir tecnología.

Analicemos lo que ha pasado en países de nuestro continente. Bolivia, por ejemplo, cedió a las presiones del Banco Mundial y durante los noventa concesionó la explotación de sus yacimientos petroleros. Para 2005, y no obstante que las inversiones de los contratistas privados habían quedado ya totalmente amortizadas, éstos recibían 82% de la producción de los yacimientos y el estado boliviano una regalía de 18%. Esta situación se convirtió en insostenible; en mayo de 2005, Bolivia decidió implementar un nuevo impuesto directo a los hidrocarburos que, en efecto, reducía la participación de las petroleras privadas al 50% de la producción. Éstas no lo aceptaron, llevando al gobierno de Bolivia a renacionalizar la industria en 2006.

El caso de Venezuela también resulta de interés. La ley petrolera de 1975 establecía disposiciones similares a las que encontramos en el derecho mexicano, prohibiendo las concesiones y los contratos de riesgo; únicamente se permitían los de servicio. Tal como aquí,

funcionarios venezolanos se dieron a la tarea de disfrazar como contratos de servicios lo que en realidad eran concesiones. Un artículo de agosto de 2010 del *Oxford Energy Forum* describe los contratos celebrados por estos funcionarios en los siguientes términos:

Los contratos de servicios venezolanos, a pesar de estar estructurados como contratos de servicios, en el fondo eran todo excepto un contrato puro de servicios. Cedieron el control sobre el petróleo en grandes áreas durante 20 años y la contraprestación se basaba en el volumen y el valor de las producciones. De hecho, muchos de los proveedores de servicios eran socios *senior* en el negocio y, en promedio, se llevaban más de la mitad de la producción. En algunos casos la compañía estatal incluso perdía dinero por cada barril de petróleo que se producía. Para empeorar las cosas, los contratistas, al decir que únicamente eran “proveedores de servicios”, argüían que la tasa de impuesto sobre la renta que les correspondía era la de 34%, aplicable a los personas que no se dedican a lo producción de petróleo, en vez de la tasa de 50%, aplicable a los productores de petróleo.⁴

El pago de más de 50% del valor de la producción a las petroleras internacionales bajo estos “contratos de servicios” tampoco pudo ser mantenido en Venezuela.

En abril de 2005 el gobierno venezolano exigió la migración de estos contratos a un esquema de empresas mixtas que redujeron la participación de las petroleras privadas y que no estuvo exenta de grandes tensiones interna-

⁴ George, Kahale The Uproar Surrounding Petroleum Contract Renegotiation, *Oxford Energy Forum*, núm. 82, agosto de 2010.

cionales y, en algunos casos, de costosos litigios ante tribunales arbitrales.

Ecuador no corrió con mejor suerte. Veamos el caso de Occidental Petroleum. A finales de los noventa, Ecuador celebró varios contratos de ganancias compartidas en los que los contratistas asumían todos los costos de la explotación, pero recibían 70% de la producción. El cambio en escenarios de precios generó un desequilibrio contractual en el que las ganancias de los contratistas eran simplemente inaceptables. Occidental era uno de estos contratistas que, además, había incumplido los términos de su contrato cediendo sus derechos bajo el mismo, sin la autorización del gobierno ecuatoriano. La Ley de Hidrocarburos daba a Ecuador el derecho a rescindir el contrato; y así lo hizo, ante lo cual Occidental inició un arbitraje internacional. Los árbitros encontraron que aunque Occidental había incumplido la Ley de Ecuador, ésta, en su opinión, no era justa y condenaron a Ecuador al pago de una indemnización de más de 1,600 millones de dólares. El litigio se llevó no ante las cortes de Ecuador sino —tal como lo prescriben los tratados internacionales celebrados durante el Consenso de Washington— ante el CIADI, órgano establecido —¡oh, sorpresa!— por el Banco Mundial.

Finalmente me interesa referirme al caso del yacimiento Kashagán en Kazajistán, por las similitudes entre el contrato de este yacimiento y los contratos incentivados celebrados por Pemex. Kashagán es el yacimiento de petróleo más grande que se haya descubierto en las tres últimas décadas. Es, incluso, más grande que Cantarell. El gobierno de Kazajistán celebró un contrato basado en la recuperación de costos y en una cuota por barril tal como los contratos incentivados. El artículo del *Oxford*

Energy Forum describe en los siguientes términos el funcionamiento del yacimiento con esta estructura contractual:

A pesar de ser presentadas como un ejemplo típico de alineamiento de intereses, la experiencia ha demostrado que las disposiciones contractuales basadas en recuperación de costos son, a menudo, una receta para el desastre, y eso es exactamente lo que pasó en Kashagán. Los costos totales del proyecto se incrementaron más de 100 mil millones de dólares, y la producción, originalmente programada para iniciar en 2005 o 2006, ahora está programada para 2012. El resultado neto fue que en el descubrimiento más grande del mundo en la era moderna —mismo que tenía proyectado una producción de 1.5 millones de barriles por día— el Estado tan sólo hubiera recibido un “gran” total de 2% del petróleo producido durante, por lo menos, la primera década de producción.⁵

Evidentemente, la situación de Kashagán era insostenible, por lo que el gobierno de Kazajistán tuvo que implementar medidas para terminar con el contrato, con las tensiones internacionales y procesos jurídicos que esto conlleva. La experiencia internacional es —como se puede apreciar— elocuente y confirma que México no es el único país en el que “el diablo escribió venganzas de hidrocarburos”. De todos los países a los que nos hemos referido quizá el único que salió bien librado en su trato con las grandes petroleras internacionales fue Noruega, quien entendió que la única forma de sobrevivir era contando con una industria petro-

lera propia y tecnológicamente avanzada. Es por esto que mantengo la firme convicción de que una reforma energética es, en efecto, necesaria. Pero no la que ofrece el Presidente de la República (en sus discursos en el extranjero!, o como la que se deriva de los puntos del Pacto por México y que buscan principalmente (i): Entregar a la inversión privada el crecimiento de la industria corriente hacia abajo, desde la refinación, y (ii) permitir, a través de contratos de riesgo, incentivados, de servicios múltiples y de alianzas, el acceso de la iniciativa privada a la exploración y producción, y con ello, a una parte sustantiva de la renta petrolera.

La reforma que yo planteo tiene los siguientes objetivos:

1. Establecer una estrategia nacional de energía, integral, que tenga como prioridad la seguridad energética de la nación en el largo plazo. Esto significa, entre otras cosas, el uso racional de los recursos naturales no renovables y la optimización de su uso en función de las necesidades nacionales, las nuestras, no las de otras naciones. Esto es contradictorio con los intereses del sector privado, para cuyas inversiones buscan la mayor rentabilidad en el plazo más breve, y de los intereses de otros gobiernos, como el de Estados Unidos, que se “reserva” sus reservas, presionándonos para elevar nuestra producción y saciar su sed de hidrocarburos.
2. Fortalecer a Pemex, restablecer el nivel que un día tuvo el Instituto Mexicano del Petróleo, volver a invertir en nuestras capacidades de ingeniería, apoyar al desarrollo científico y tecnológico del

⁵ *Op. cit.*

sector, para entonces podernos sentar a negociar de tú a tú con todos los jugadores de la industria. Es falso el argumento de que la tecnología no es accesible si no compartimos la renta petrolera con quienes la poseen. La tecnología está disponible y tenemos la capacidad para asimilarla y desarrollarla. Pero sobre todo: es nuestro el petróleo y somos nosotros los que debemos poner las reglas del juego; no aceptar las que nos imponen.

3. En lo económico no tenemos por qué compartir la renta petrolera, cuya dueña es la nación, que mucho la necesita. No tenemos por qué ofrecer una parte del espléndido negocio que nos ofreció la naturaleza, y que podemos y debemos manejar solos. Es falso también el argumento de que no tenemos dinero. Lo negamos señalando que tenemos los hidrocarburos para cuya exploración y explotación razonable existen créditos y mecanismos financieros, habida cuenta de la alta rentabilidad de los procesos de producción, refinación y venta de los productos petrolíferos y petroquímicos. Debemos, sí, reformar la situación de Pemex para que, fuera del presupuesto de la federación, esté en capacidad autónoma de gestión y manejo de sus recursos.
4. En lo ético, hay que limpiarlo de corrupción e ineficiencia tanto de su Sindicato lastre, como de las élites voraces de políticos e industriales inescrupulosos que en la corrupción y la connivencia encuentran su *modus vivendi* y enriquecen desmedidamente.

Así pues la opción es trabajar, a partir de ahora, con honestidad, inteligencia, eficiencia, capacidad profesional, planeación, supervisión adecuada y patriotismo. Establecer un verdadero sistema de transparencia y rendición de cuentas, con observadores ciudadanos; y

5. Respetar a ultranza el espíritu y la letra de la Constitución, como exige el estado de derecho y el verdadero Pacto nacional que, ése sí es por México.

Una vez más los intereses hegemónicos atacan, en esta ocasión con gran virulencia y sin ningún escrúpulo, y ahora apoyados por muchos que, no hace tanto, sólo por sus intereses personales defendían al sector energético con la frase estentórea y vibrante de López Mateos: “En el petróleo nacionalizado, ni un paso atrás”; y que hoy, disfrazados como salvadores de la república y de “abiertas mentes modernizadoras”, satanizan —a falta de argumentos— a quienes nos mantenemos con los mismos principios, calificándonos como *trasnochados* cobijados en “falsos nacionalismos”; seguramente considerando que los “nacionalismos verdaderos” son los que ven por las otras naciones.

Hoy nos encontramos —y no digo “nuevamente”, sino otra vez, porque hay un hilo conductor que no se ha roto desde hace décadas— en la cresta de esa ola privatizadora que no cesa en su intento de destruir nuestras defensas soberanas y apoderarse de nuestros recursos.

No debemos soslayar que con la apertura del sector a la inversión privada —sea extranjera directa o a través de interpósita persona— se abre la entrada a los gobiernos imperiales a los asuntos internos de la nación, se cede la

soberanía —a guisa de ejemplo recuerden la banca y recorran la historia de México.

Si no —para concluir—, recordemos en un párrafo, síntesis personal de un artículo de Lorenzo Meyer, en el que nos subraya las presiones de las potencias internacionales a que hemos estado sujetos por el tema del petróleo:

Las tuvimos con Porfirio Díaz quien hubo de acomodar las leyes para dar “seguridad a la inversión extranjera” —palabras que hoy se repiten— para que los inversionistas fueran dueños de los recursos. Se actuó contra Madero y su impuesto del timbre. Se ejerció presión severa contra Carranza, quien había establecido en el 27 constitucional la propiedad de la nación sobre los recursos del subsuelo, impidiéndole reglamentarlo. Las sufrió Obregón con los Acuerdos de Bucareli. Las sintió Calles en un nuevo intento de reglamentar el 27 y las padeció Lázaro Cárdenas que decidió —con actitud valiente, visionaria y sobe-

rana— nacionalizar la industria petrolera ante la presión convertida en arrogancia y prepotencia. La presión continuó con Alemán que autorizó *contratos de riesgo*, mismos que fueron cancelados por López Mateos.

Generaciones anteriores han resistido los embates de las potencias extranjeras en su afán de quedarse con nuestro petróleo. La nuestra deberá hacer lo propio para poder decir, con Guadalupe Victoria: “Gloriaos, mexicanos, de la parte tan considerable y rica que os ha tocado en los negocios del universo” y para tratar de vencer la fatídica lacra, que Francisco Zarco sentenciaba diciendo: “Hay no sé qué ritmo trágico en la historia de México que hace perder a los aptos y honrados en beneficio de los ineptos y ladrones”; porque, si por éstos antes perdimos la mitad del suelo que nos había tocado *en esos negocios del universo*, no podemos ahora aceptarles la amenaza de entregar buena parte de la riqueza de nuestro subsuelo.

Cómo salvar a Pemex sin hundir al país o cómo salvar al país sin enterrar a Pemex*

Sergio Benito Osorio**

Desde sus orígenes —como ocurre en todo país petrolero— la explotación de los hidrocarburos ha sido crucial en la coyuntura y para el destino de México. Ya fuese a finales del siglo XIX, con los primeros hallazgos que señalaron la enorme riqueza petrolera del territorio; durante los albores del siglo XX, con el primer auge exportador o en los intentos por recuperar la soberanía sobre los recursos del subsuelo, la nación siempre ha caminado en medio de la disputa por los frutos del petróleo, misma que alcanzó el punto más álgido en la expropiación petrolera de 1938. Pugna que ahora vuelve a brotar cuando se inicia la explotación de una nueva frontera; la de los yacimientos localizados bajo las aguas profundas del Golfo de México.¹

El añejo conflicto del Estado mexicano frente a corporaciones y gobiernos extranjeros

*Ponencia presentada en el *Foro Petróleo y Energía*, realizado en la Cámara de Diputados por el CESOP el 18 de julio de 2013.

**Doctor en Economía por la Universidad de París. Ex presidente de la Comisión de Energéticos de la LVII Legislatura de la Cámara de Diputados. Maestro en Economía y Política Internacional por el CIDE. Maestro en Derecho por la UAM.

¹ Publicado en *México 2012, la responsabilidad del porvenir*, Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM, México, 2012.

por el control del petróleo es, en la actualidad, una imagen épica de gran fuerza en el imaginario popular que exalta el nacionalismo y la defensa de la soberanía frente a la amenaza externa. Sin embargo, ya no se plantea como al inicio, en torno a los derechos de propiedad sobre el recurso natural —aunque quizá vuelva en los próximos años para el caso de yacimientos transfronterizos; ahora sigue caminos menos explícitos y más sutiles en las cláusulas de los contratos de explotación que, en el futuro, pudieran concentrar las claves de la distribución de los beneficios petroleros. De modo que el problema se ha hecho cada vez más complejo y menos evidente porque se ha interiorizado; ha labrado diferencias ideológicas notables entre la clase política y la élite de los grupos sociales que impulsan los virajes de la política de hidrocarburos.

Este trabajo pretende abordar los efectos de las políticas de desregulación en la industria petrolera, sus consecuencias en el deterioro de la seguridad energética del país, así como el desplazamiento de la función industrial de Pemex a favor de la recaudación fiscal y el equilibrio del presupuesto federal, como sus objetivos prioritarios; y esboza algunas medidas que pudieran conducir al fortalecimiento

to del control de los carburos de hidrógeno, como recurso natural, y para dotar a Pemex de una autonomía que le permita cumplir mejor su vocación hacia la nación y hacia los consumidores.

Producir para autoabastecerse

Siempre es interesante recordar que durante treinta y nueve años, desde la expropiación petrolera, se formularon y se mantuvieron vigentes un conjunto de objetivos que Jesús Reyes Heróles sintetizó:

Petróleos Mexicanos [...] no es una empresa que pueda agotar las reservas en un país y trasladarse a otro; es una empresa que tiene por objeto fundamental el autoabastecimiento de México (1996a, p. 415).²

Entonces, la exportación ocurriría sólo en la medida en que contribuyera a adquirir importaciones de equipo e insumos necesarios para la propia industria, y los hidrocarburos, como recurso no renovable, se administrarían para garantizar el futuro de las próximas generaciones.

Fue una orientación consistente con la idea de que la vida y, aun más, la soberanía del país dependían de su desarrollo interno; para ello el Estado asumió la tarea de conducir y promover el progreso económico y social. Por ejemplo, las empresas públicas de energía se organizaron alrededor del concepto de servicio

² J. Reyes Heróles (1996a), “La doctrina de la Revolución Mexicana en relación con la industria petrolera”, *Jesús Reyes Heróles. Obras completas* (tomo II), México, FCE.

público —»sin guiarse por finalidades lucrativas, procurando operar como organismo(s) de fomento económico o industrial” (Reyes Heróles, 1996b, p.164)³—, fincado en los principios de: acceso general, seguridad del suministro y el menor precio posible. En ese sentido, las empresas públicas adquirieron la vocación de articular el proyecto nacional.

Pero en su operación la congruencia se perdió. Los precios de los combustibles y materias primas de origen petrolero se mantuvieron estancados (Pemex, 1977),⁴ pues esa condición era indispensable para mantener estable el crecimiento del PIB a tasas superiores al 6%. La demanda interna creció aceleradamente y Pemex no pudo autofinanciar la ampliación de sus actividades y modernizar su planta industrial; ello obligó a la importación creciente de petrolíferos e incluso de petróleo crudo (Pemex 1988).⁵ La insuficiencia de combustibles llegó a retrasar los programas de electrificación a cargo de la CFE, estrechando las posibilidades para la instalación de nuevas empresas y el bienestar de la población.

La producción total de hidrocarburos creció a tasas sostenidas de 6% desde 1940 hasta mediados de los años setenta, pero no hubo incorporación de nuevos descubrimientos, por

³ J. Reyes Heróles (1996b), La nacionalización de la industria eléctrica en México, *Jesús Reyes Heróles. Obras completas* (tomo II), México, FCE.

⁴ En 1950 el litro de Mexolina (70 octanos) costaba 40 centavos; la mayor compresión en los nuevos automotores exigió nuevas gasolinas: Gasolmex (90 octanos) que inició con 90 centavos en 1956, se mantuvo en 1 peso hasta 1972; lo mismo ocurrió con Pemex 100 (100 octanos) que inició con 1.20 pesos el litro en 1962 y continuó hasta 1972.

⁵ En 1973 las importaciones suman 23.6 mil barriles.

lo tanto, en 1975 el índice de duración de las reservas se había reducido de 24 a 14 años (Pemex 1988).

La profundidad media de los pozos rebasó los 3 mil metros hasta 1970, acusando un fuerte rezago tecnológico, pues en otros países había llegado a los 4 mil metros, y la explotación marina había comenzado frente a las costas de Luisiana en 1947⁶.

Tras la necesidad de cubrir la demanda interna y restituir las reservas (Sordo y López 1988, p.464)⁷, el gobierno de Luis Echeverría inició la exploración a profundidades mayores en Tabasco y Chiapas. En 1972 se descubren los yacimientos de Sitio Grande y Cactus,⁸ dando un vuelco la percepción nacional e internacional sobre la riqueza petrolera del país⁹, justamente en los años del primer embargo petrolero de la OPEP, que dispararía los precios y, por supuesto, el interés de Estados Unidos por financiar la producción de petróleo en México.

La disposición de recursos para invertir, habilitados por la banca internacional, elevaron la producción a más de 1 millón de barriles por día en 1977 (respecto a los 484 mil barriles de 1970). De manera paralela se inicia la exploración marina; los descubrimientos del Mesozoico revelarían una provincia que se ex-

⁶ Kerr-McGee Oil Industries Inc.

⁷ Ana María Sordo y Carlos Roberto López (1988), *Exploración. Reservas y producción de petróleo en México, 1970-1985*, México, El Colegio de México. Se estableció como política que las reservas deberían cubrir un periodo de 20 años.

⁸ Los yacimientos del área de Reforma: Bermúdez, Cactus y Sitio Grande se localizan en profundidades de 4 a 6 mil metros, y llegaron a producir 900 mil barriles por día en 1977.

⁹ "México... pronto puede jugar un rol mundial en el mercado y la política", Cowan E, *The New York Times*, 11 de noviembre de 1975.

tiende hasta las aguas someras de la costa de Campeche¹⁰ y México regresa como exportador al mercado internacional en 1974.¹¹

El incremento de la actividad exploratoria y el interés internacional por el petróleo mexicano crearía las condiciones para reformular la política petrolera. Jorge Díaz Serrano afirmaría:

Señores diputados [...] se está descubriendo un yacimiento importante cada veinte días [...] las reservas probadas son de 14,600 millones de barriles, las probables de 29,200 y las potenciales de 120,000 millones de barriles, certificadas por el IMP [...]. Hay que considerar que las reservas de hidrocarburos de México equivalen al consumo actual de nuestro país para una duración de doscientos ochenta años (Cámara de Diputados, 1978).

Los informes presidenciales de José López Portillo reflejaban la misma euforia:

La producción nacional de petróleo aumentó tres veces y medio hasta llegar a 2 millones 850 mil en 1982 [...] con una exportación equivalente a 14 mil millones de dólares; [...] las reservas probadas son de 72 mil millones, lo que nos hace pasar [...] al cuarto lugar (del mundo); las reservas probadas son de 90 mil millones y las potenciales son de 250 mil millones de barriles, con una reserva-producción

¹⁰ En 1971 se descubren las emanaciones de lo que, cinco años más tarde, sería Akal y el complejo Cantarell.

¹¹ México exportó petróleo siempre, incluso inmediatamente después de la expropiación, aunque con volúmenes menores. En 1966 detiene las ventas al exterior y regresa ocho años después con 16 mil barriles. Su reincorporación como gran exportador, con más de 1 millón de barriles por día, ocurriría hasta 1981.

ción de 55 años. El programa de inversiones de Pemex [...] en el periodo 1977-1981 ascendió a 27 mil millones de dólares, equivale a casi tres veces el programa de la nava espacial Columbia que se ha desarrollado durante diez años [...] casi triplica el gasoducto europeo [...] y su magnitud duplica los préstamos que el Banco Mundial ha efectuado a América Latina (Cámara de Diputados 2006, pp. 305).¹²

Años más tarde Petróleos Mexicanos reduciría drásticamente las reservas;¹³ nunca se llevó a cabo la exportación masiva de gas hacia Estados Unidos y los precios internacionales del petróleo se derrumbaron.¹⁴ En realidad, la visión tan «optimista» que Díaz Serrano vendió al gobierno y al Congreso fue una maniobra capaz de modificar radicalmente la política petrolera que el país había mantenido durante décadas.

Bajo el principio de que «el petróleo en el subsuelo no significa gran cosa para el país» (Díaz Serrano, 1978), la concepción gubernamental sobre el uso racional de los hidrocarburos, como recursos no renovables, fue su extracción acelerada para monetizarlos o —como se diría más tarde— para «maximizar su valor». Fueron los años de la «adminis-

tración de la riqueza», de los excesos en todo sentido, y de enormes proyectos frustrados.¹⁵

Sin embargo, los descubrimientos y el desarrollo de los yacimientos de la Sonda de Campeche cambiarían en definitiva los objetivos de la política petrolera mexicana. Al inicio, con los campos de Arenque y Barracuda, al sur de Veracruz, pero en poco tiempo Cantarell colocaría la producción marina de México como la primera en el mundo, y al inicio de los años ochenta nuestro país ya se aprestaba a regresar como gran exportador mundial de petróleo.

Los objetivos del periodo anterior se habían cumplido parcialmente: el autoabastecimiento quedó satisfecho, pero el cuidado del recurso natural para las próximas generaciones pasó a segundo plano.¹⁶ En menos de una década iniciaron operación: 23 plantas petroquímicas, particularmente La Cangrejera, que en ese momento sería el complejo más grande del mundo con 20 plantas industriales; se construyó la línea troncal del sistema nacional de gas; 58 plataformas marinas en la Sonda de Campeche, con una red de oleoductos submarinos de 673 kilómetros; las refinerías de Cadereyta y Salina Cruz, con las que se alcanza una capacidad de refinación de 1.5 millones de barriles por día (onceavo lugar en el mundo); las instalaciones portuarias de Dos Bocas, Cayo de Arcas, Salina Cruz y Lázaro Cárdenas-Las Truchas, contribuyendo todas estas obras a fortalecer la economía del país.

¹² Cámara de Diputados (2006), iv Informe de Gobierno del Presidente de la República, José López Portillo, *Informes Presidenciales*, México, Dirección de Servicios de Investigación y Análisis.

¹³ En 2003, las reservas probadas se redujeron 10 mil millones de barriles, en aplicación de los criterios de la Securities and Exchange Commission (SEC).

¹⁴ El promedio de precios del petróleo en el mercado de Estados Unidos crece a partir de 1974, alcanza su punto más alto en 1981 (37.10), pero se desploma (13.9) en 1986.

¹⁵ La construcción del gasoducto Cactus-Reynosa tuvo un costo oficial de mil millones de dólares.

¹⁶ Es tarea pendiente investigar la monumental destrucción de recursos naturales que ha significado la quema y venteo del gas en los yacimientos del país.

Producir para exportar

Durante 30 años (1974-2004) Pemex amplía continuamente la extracción de hidrocarburos. Esta evolución, en cualquier otro país, tendría que ser leída a partir de la magnitud de los yacimientos y de la rentabilidad encontrada por las empresas involucradas; sin embargo, en el caso de México, su régimen constitucional determina que las decisiones de producción se concentren en una autoridad gubernamental; lo que inmediatamente incorpora elementos de política pública en la formación de disposiciones productivas, y su interpretación resulta mucho más compleja.

Específicamente, en el largo periodo de referencia se enlazan tres motivos que presionan la decisión de los distintos gobiernos a mantener una tendencia creciente en la producción petrolera: los requerimientos de ingresos fiscales que exigen las frecuentes crisis económicas del país; la demanda petrolera de Estados Unidos; y el compromiso ideológico por desregular la industria petrolera. La trascendencia de cada uno de esos estímulos ha dependido, por supuesto, de las condiciones coyunturales de la economía nacional y del mercado internacional; pero posiblemente su intensidad se ha sujetado más a otras circunstancias menos objetivas, como son la fortaleza política de los gobiernos y su capacidad administrativa para poder llevar a cabo sus propósitos.

Desde el punto de vista productivo, el periodo puede ser desagregado para su mejor análisis en tres fases: la que transcurre de 1974 a 1985 es frontera entre los dos modelos que han prevalecido sobre el uso económico de los hidrocarburos, pero además registra los índices más altos del ciclo de expansión petrolera: casi

14% anual; lo que multiplica la producción más de cuatro veces (de 653 mil barriles diarios a 2.7 millones). En 1980 la extracción llega a 1,941 millones y alcanza un incremento anual que no se ha vuelto a repetir: 471 mil barriles respecto al año anterior. Ese comportamiento, como en el resto del periodo, se deberá a la evolución de Cantarell,¹⁷ que empieza a producir en 1979 y al año siguiente ya aporta una quinta parte de la producción nacional. El rápido desarrollo de este yacimiento permitirá compensar, más que proporcionalmente, la declinación de los yacimientos del área de Reforma.

Son años de precios internacionales muy remunerativos; el petróleo mexicano alcanza un promedio de 25 dólares que, en términos reales, sólo volverá veinte años después. El contexto es dominado por los efectos de los embargos petroleros de 1973-79 y por la búsqueda por parte de Estados Unidos de nuevas y confiables fuentes de abastecimiento. Aquí es indispensable no olvidar que la estrategia de fijación de cuotas de producción ejercida por la OPEP coincide con la declinación de las reservas petroleras de Estados Unidos y con el incremento de sus importaciones: en la década de los ochenta sus necesidades de abasto externo pasaron de 6.9 a 8 millones de barriles por día (US, EIA), lo que significó un tercio de su consumo.

En la primera mitad de los años ochenta Pemex logra exportar un promedio de 1.3

¹⁷ Localizado en aguas someras (de 40 a 70 metros de tirante de agua), a 85 kms de Ciudad del Carmen, Campeche. Está formado por los campos Nohoch, Chac, Akal (que concentra más de 90% de las reservas), Kutz, Ixtoc y Sihil. Se le consideró el segundo yacimiento más grande del mundo, después de Ghawar, en Arabia Saudita, con una reserva original estimada en 30 mil millones de barriles, calidad promedio 22° APL. (Ver *Pemex, Cantarell pasado, presente y futuro*).

millones de barriles por día, principalmente al mercado estadounidense. Esos volúmenes se constituirán en factor estratégico de la seguridad energética del vecino del norte y, por supuesto, de ahí en adelante el abasto de petróleo mexicano sería una pieza central de la relación entre ambos países. El ofrecimiento de créditos para inversión (Sordo y López) y la presión sobre el gobierno mexicano para acordar ventas adelantadas destinadas a la reserva estratégica de Estados Unidos (Franco, 1987)¹⁸, muestran con claridad la importancia que el gobierno de Estados Unidos atribuyó a la ampliación de la capacidad extractiva y de exportación mexicana.

La expansión de la producción de Pemex se articuló, sin duda, a la necesidad del abasto estadounidense, pero de esta manera también consiguió un rápido ingreso al mercado internacional. Internamente permitió aprovechar los grandes ingresos petroleros para relanzar la actividad económica nacional trabada por las crisis de 1976 y 1982. La exportación petrolera significó 67% del importe de todas las mercancías vendidas al exterior, mientras los derechos sobre extracción cobrados a Pemex constituyeron 44 % de los ingresos presupuestales del gobierno federal (Banco de México, 1985). La actividad petrolera se convirtió en columna vertebral de la economía y los derechos petroleros se instalaron como la fuente más dinámica de 105 ingresos públicos.

¹⁸ Franco estudia 10 contratos y destaca uno de 1982, donde Pemex entregaría 40.1 millones de barriles Istmo a cambio de un préstamo del gobierno de Estados Unidos por mil millones de dólares. El precio que resulta es de 24.9 USD por barril, cuando el curso rondaba los 32. México utilizó esos recursos para su deuda externa y no caer en moratoria.

Estancamiento e inicio de la desregulación

Los años que van de 1986 a 1995 corresponden a una fase de precios bajos. Podría decirse que el estímulo de los precios internacionales desaparece llevándose consigo la euforia gubernamental de años pasados y, por supuesto, también la inversión en Pemex. El petróleo mexicano se cotiza en 15 dólares promedio, y el Maya cae a 9 dólares en 1994. Su consecuencia inmediata es que los ingresos petroleros se contraen hasta 27% de los ingresos públicos (1995) y los indicadores principales de la actividad extractiva se desploman: el número de pozos incorporados por año se reducen (de 200 a 86); su profundidad se estanca y los descubrimientos se van reduciendo hasta el extremo de que, en 1995, el anuario estadístico registra sólo uno. No obstante, la producción se mantiene estable en alrededor de 2.6 millones de barriles por día; muy alta dado que no hay reposición de reservas.

Es necesario señalar la opacidad que priva en la estadística oficial sobre las reservas petroleras. En esos años, el anuario estadístico de Pemex registra el concepto de *reservas totales*, y de manera confusa, en algunos años, las *reservas probadas* las considera como *reservas totales*. De acuerdo a los registros de la publicación aludida, las reservas en 1986 ascendieron a 70 mil millones de barriles (MMb) y en 1995 a 63 MMb; el índice de duración de reservas fue valorado en 76 y 66 años, respectivamente; es decir, que como no hubo incorporaciones significativas, las reservas se habrían reducido diez años. Empero, la producción acumulada en esta fase fue de 9.5 mil millones de barriles, lo que indica una reducción adicional de un

35% en la vida de las reservas publicadas por Pemex: una gravísima disminución.

Por otra parte, aun cuando la magnitud de las exportaciones mantiene un ritmo estable (50% de la producción), las ventas a Estados Unidos pasan de 52 a 79%; lo que implica una concentración de mercado que al final de esos años llegará a absorber 30% de la producción nacional acumulada. Como se recordará, una parte de esas ventas corresponden a contratos de mediano plazo entre gobiernos,¹⁹ pero además, Pemex siguió la política de establecer contratos de mediano plazo con refinerías de Estados Unidos, asumiendo que la cercanía reduce el costo de transporte y hace de la concentración la mejor estrategia comercial. El caso del acuerdo para alimentar la reserva estratégica del vecino del norte (que es utilizada en momentos clave para contener o reducir los precios), en detrimento del propio exportador, difícilmente puede ser explicable, desde el interés soberano de cualquier nación.

La mención es importante porque en esos años se fincarán las reglas que perduran hasta hoy, de la relación petrolera entre Estados Unidos y México; con un interludio al finalizar la década de los noventas. Como se puede observar, el centro de la relación es que el petróleo sólo tiene el valor que le asigne el mercado y que en periodos críticos, por ejemplo: la emergencia de conflictos bélicos de Estados Unidos, México lo apoyará en calidad de aliado.

¹⁹ Información sobre los contratos de Pemex con dependencias del gobierno de Estados Unidos no están disponibles con facilidad, sin embargo el estudio de Claudia Hijuelos —ya citado— consigna 10 contratos, mientras un reporte del Departamento de Energía menciona que PMI participó en 1998 en un cambio de Maya por Istmo, lo cual indicada que este tipo de contratos se realizaron por bastante tiempo.

La aceptación tácita de esta relación inequitativa, por el gobierno mexicano, no sólo le llevó a renunciar a una mejor posición para negociar los distintos temas de la agenda bilateral, sino que al aumentar la concentración de sus ventas a Estados Unidos creó un vínculo, fuera de su control, que determinará la dinámica de nuestra producción, incluso cuando las reservas no lo sustenten.

Esta fase es significativa, además, porque en esos años se realiza la reforma organizativa más importante que ha tenido Pemex y también la única transformación legal que ha ocurrido, desde 1938, para permitir inversión privada en áreas de hidrocarburos reservadas en exclusiva al Estado. Estas reformas tuvieron como telón de fondo una intervención militar en el sindicato petrolero²⁰ que removió a su dirigencia e hizo posible la revisión más profunda que se ha hecho a las cláusulas del contrato colectivo de los trabajadores de Pemex, incluyendo la disminución de 41 mil puestos de trabajo (Loyola y Martínez, 1996).²¹

Se modificó la ley reglamentaria del petróleo para establecer que el transporte y el almacenamiento de gas natural no pertenecía más a las actividades exclusivas del Estado (DOF, 1995) y, posteriormente, para abrir la petroquímica a la inversión privada.

Los cambios al marco jurídico de la industria petrolera fueron parte de un proyecto de mucho mayor alcance que se inició con el presidente Carlos Salinas (1988-1994) para

²⁰ El 10 de enero de 1989, Joaquín Hernández Galicia, *La Quina*, líder vitalicio del STPRM, es apresado por el ejército mexicano.

²¹ Rafael Loyola Díaz y Liliana Martínez Pérez (1996), *Los costos laborales de la reestructuración en Petróleos Mexicanos (1989-1993)*.

modificar la participación del Estado en la economía e impulsar el fortalecimiento de un sector empresarial que debió hacerse cargo de la conducción de los procesos económicos. Para ello impulsó un amplio proceso de desregulación de la actividad económica, privatizó la mayor parte de las empresas (953) en manos del gobierno e incorporó al país a la zona de libre comercio de América del Norte y a la OCDE²² que, junto con el GATT, ubicaron al país en un escenario irreversible de compromisos contractuales que buscaron dar certidumbre y estímulo a los inversionistas sobre una estructura de precios relativos que asignarían adecuadamente los recursos (Serra, 2010),²³ en consistencia con el funcionamiento global de la economía.

En el sector energético se transfirieron las actividades de transporte y almacenamiento de gas natural, petroquímica secundaria, producción de insumos para fertilizantes²⁴ a la inversión privada; se incorporó la figura de «productor independiente» a la generación de electricidad (DOF, 1992)²⁵ —que a la postre significaría casi 50% de la generación nacio-

nal—,²⁶ y se vendió Río Escondido, la principal carbonífera del país.

El argumento esgrimido para las privatizaciones fue la necesidad de recaudar fondos para satisfacer necesidades sociales; sin embargo, en menos de una década fue necesario implementar programas de rescate y saneamiento financiero, con un costo superior a los 80 mil millones de dólares, que mostrarían el fracaso del objetivo de recaudación y, en cambio, permitiría casos de corrupción bárbara.²⁷

Pero las privatizaciones, desincorporaciones o simplemente el abandono de actividades productivas surgieron esencialmente desde una percepción ideológica: la participación pública produce ineficiencias y distorsiones que lastran el sistema económico; por lo que debe eliminarse. En el caso del sector energético se actuó bajo las mismas premisas y, por supuesto, se cometieron los mismos errores pues no se previeron las fracturas que iban a producir en el suministro de insumos para el resto de la industria.

Quizás el caso más conocido es el de la petroquímica. De manera artificial se dividió, por ley,²⁸ el universo de productos petroquí-

²² Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, 18 de mayo de 1994.

²³ Jaime Serra Puche (2010), “La apertura comercial”, en A. Castañeda Sabido (coord.), *Los grandes problemas de México* (tomo X, Microeconomía), México, El Colegio de México.

²⁴ Se vendieron las plantas de Urea del complejo Pajaritos.

²⁵ Se incorporó en el artículo 3 la figura jurídica de “productor independiente” como un generador privado que vende su generación a CFE para el servicio público de electricidad, contraviniendo el párrafo sexto del artículo 27 constitucional: “[...] Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público.”

²⁶ CFE, octubre de 2011.

²⁷ Entre ellos las empresas del sector acerero, de la carbonífera Río Escondido y de las plantas de Fertimex en Pajaritos.

²⁸ En 1986, el Ejecutivo emitió una lista con 34 productos que paulatinamente fue reduciendo, hasta el 17 de agosto de 1992 en que publicó la última, con sólo 8 productos. Esta práctica —ilegal por cierto— dado que por la vía administrativa invadía una facultad legislativa, se mantendría hasta el 17 de octubre de 1996 que se reformó la Ley del Petróleo para legalizar, a posteriori, la disminución de la materia que correspondía, en exclusiva, a Pemex (listando 9 productos), como unamedida tendiente a dar certidumbre a los posibles inversionistas interesados en la llamada *petroquímica secundaria*.

nicos, en básicos y secundarios, para que esta importantísima industria pasara a particulares. Desde 1986, los distintos gobiernos intentaron vender los complejos (DOF, 1998),²⁹ coinvertir con particulares dentro de los complejos, o en nuevas instalaciones, como el proyecto Fénix; pero todo fracasó. Aunque lo más grave fue frenar la producción, parando y desmantelando plantas. Cuando se tomó esa decisión, México perdió la oportunidad de aprovechar sus enormes ventajas: hidrocarburos abundantes y baratos, así como su vecindad con el mercado más grande del mundo, para integrar cadenas industriales que produjeran bienes de alto valor agregado, en lugar de limitarse a exportar sólo materias primas. Se debe recordar que los complejos petroquímicos de Pemex eran recientes; se habían construido a finales de los años setenta y principios de los ochenta.

Los hechos son elocuentes: mientras que en los años ochenta la producción petroquímica se triplicó, pasando de 6 a 18 millones de toneladas,³⁰ acompañando la fase de ascenso del ciclo industrial de esta rama en el mundo. En contraste, la producción de 2010 —veinte años después— apenas ascendió a 8.9 millones de toneladas. Las importaciones se dispararon a más de 50% del abasto interno, y de los 10 complejos que existían sólo 8 se mantienen en operación, con una utilización menor al 50% de su capacidad.

Estas cifras no se deben a una crisis de mercado o abasto de materia prima, pues desde 2003 la petroquímica, a nivel mundial, está viviendo una nueva y más amplia fase expansiva de su ciclo industrial (Sener, 2007);³¹ simple y llanamente se debió a una decisión política bárbara e injustificada.

²⁹ El complejo Morelos se licitó pero no hubo respuesta de inversionistas.

³⁰ Lo mismo ocurrió en sus principales cadenas de derivados: la producción de etileno creció de 343 mil toneladas en 1979 a 1.18 millones en 1989; la de propileno, de 160 a 295 mil; el benceno, de 70 a 291 mil; el metanol, de 174 a 208 mil; el tolueno, de 108 a 344 mil; y el amoníaco de 1.6 millones a 2.5 millones de toneladas.

³¹ Secretaría de Energía, *Informe anual de la industria petroquímica 2007*, México.

Transición y diversificación energética*

Odón Demófilo de Buen Rodríguez**

El tema del presente escrito versa sobre la transición y la diversificación energética. Los propósitos de esta transición o diversificación pueden encontrarse en las siguientes tres premisas: *a)* mejoras en productividad; *b)* menores costos de producción; y *c)* reducción del impacto ambiental.

Las vías de la transición son dos: una es por el energético *per se*, y la otra tiene que ver con una diversificación tecnológica. Algo muy importante de hacer notar es la velocidad con la que ha cambiado el mundo en términos energéticos, sobre todo si pensamos que hasta hace poco más de 200 años la humanidad se movía con la energía que venía del sol, principalmente, así como por el uso de la leña, del agua en los ríos, etcétera.

*Ponencia presentada en el *Foro Competitividad, Desarrollo y Sector Energético*, realizado por el CESOP en la Cámara de Diputados en abril de 2008, reproducida con autorización del autor.

** Ingeniero mecánico electricista por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), con maestría en energía y recursos por la Universidad de California, en Berkeley. Actual director general de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía [Conuee]. Ha sido consultor internacional para diferentes organismos, entre ellos el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Banco Mundial (BM) y la Organización de las Naciones Unidas (ONU). Es además profesor universitario y autor de reportes técnicos sobre ahorro de energía y energías renovables publicados en América Latina, Europa y América del Norte.

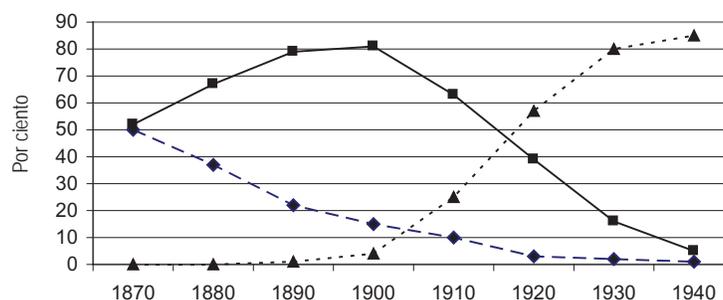
Algo muy curioso en su momento fue la aparición y uso del petróleo. Aparece primero como un elemento de iluminación, con el queroseno. La explotación de este elemento tenía como fin principalmente iluminar, sustituyendo lo que se utilizaba en esos momentos, es decir, el aceite de las ballenas. Así, el petróleo aparece y contribuye a salvar a las ballenas. Igual el carbón. El carbón de Inglaterra aparece o se utiliza cuando empiezan a acabarse los bosques. Entonces el carbón en su momento ayudó a salvar los bosques.

La transición energética tiene que ver con los cambios tecnológicos, según nuestra idea central.

Hacia 1870, las fábricas se movían principalmente gracias a la fuerza de los ríos y por las máquinas de vapor, pero esto empezó a transformarse hace 100 años, cuando aparece la energía eléctrica, y termina de transformarse hacia la Segunda Guerra Mundial, cuando la mayoría de las industrias se mueven con motores eléctricos (Gráfica 1).

Las industrias estaban asociadas a los ríos, y al aparecer la máquina de vapor transformó la localización industrial en el mundo. Es necesario ver las historias de las ciudades para entender esto. Al tener la electricidad, la industria se pudo ubicar en cualquier lugar. La industria del pasado funcionaba con bandas, y tenía un motor central de vapor o hidráulico;

Gráfica 1. Fuentes de fuerza mecánica en establecimientos de manufactura en Estados Unidos, 1869-1939



al llegar la electricidad lo único que hubo que hacer fue llevar el cable a ese motor.

Es interesante, por ejemplo, recopilar la historia de los refrigeradores promovidos por la industria eléctrica después de la Segunda Guerra Mundial, y en buena medida también los cambios radicales reflejados en nuestro país después de este periodo, sobre todo en cuanto al uso del automóvil y la dependencia en torno a él.

Entonces, en estos últimos 50 años lo que hemos desarrollado es una gran dependencia del automóvil y del petróleo, lo cual se refleja en nuestro país, al tener en este momento un déficit de producción de gasolina, pero además un crecimiento muy notable de su consumo. El problema no es que no tengamos para producir, sino que estamos consumiendo cada vez más.

El Sheikh Zaki Yamani, ministro de petróleo en Arabia Saudita por 30 años, dijo hace ya algún tiempo: “La edad de piedra no se acabó por falta de piedras ni la era del petróleo se va a terminar porque se acabe el petróleo”. Esto es algo de lo cual debemos tomar nota: quizá una discusión únicamente sobre petróleo sea una discusión muy limitada.

Hay algunos conceptos que es necesario referir, sobre todo en costos de oportunidad.

La literatura nos dice que es “el valor de la mejor opción no realizada...”, que se refleja en lo que les ha ocurrido a los españoles que en su momento hicieron inversiones sobre energía eólica, y en este momento están generando energía de este tipo de manera mucho más barata que la energía del petróleo, y esto en valor de 2005. Ahorita habría que comparar cuánto cuesta la energía eléctrica a partir de la eólica, a diferencia del petróleo. El año pasado España produjo más energía eléctrica por viento que por energía nuclear, por ejemplo.

Hay un concepto en esto que es importante, el de *riesgo*. Aquí estamos tomando riesgos, y tenemos que saber cuáles son para prevenirlos.

Riesgos en decisiones relacionados con la energía

Todo riesgo tiene costos asociados. Uno de éstos puede ser la pérdida de calidad; es decir, al no desarrollar nuestro sistema eléctrico adecuadamente —eso se ve reflejado en los apagones—, podemos perder calidad de servicio y tener una suspensión de flujo.

En el caso de los países del sur, Argentina no hizo exploración por motivos políticos, y

decidió que nada más podía alimentarse a sí misma; por su parte, Chile tiene un problema muy serio porque no puede utilizar toda su capacidad instalada de gas natural. Obviamente, un riesgo también es el aumento de costos.

En cuanto a la *diversificación* podría definirse como la estrategia para distribuir la oferta de energía de una sola fuente o instalación centralizada entre diferentes fuentes y/o instalaciones, a fin de reducir el riesgo que una fuente y/o una instalación tiene sobre la oferta de energía.

México depende en 85% de combustibles fósiles y en un porcentaje muy alto de lo que tiene que ver con el petróleo. Hemos aumentado nuestra dependencia del gas natural y hoy en día, presionada por la cuestión de precios, la CFE está buscando otras alternativas; y una de ellas es la del carbón.

Al mismo tiempo, en Wall Street están limitando los préstamos a empresas que pretendan utilizar el carbón para energía eléctrica, porque preveen un mundo donde esta nación se involucre en el combate al cambio climático.

Es importante referir también los procesos de diversificación no sólo como un cambio de combustible, ya que un proceso de diversificación requiere un conjunto de elementos. Por ejemplo, para que el gas natural se pudiera utilizar hoy en día como energía eléctrica hubo que transferir tecnología aeronáutica hacia la producción de electricidad, que tiene que ver con las turbinas de gas (producto de la industria aeronáutica), pero al mismo tiempo hubo que desarrollar la industria de los tubos de gas. La industria del gas natural de Estados Unidos es una derivación de la industria del petróleo; aquí no les interesaba el asunto de

transmitir gas, por lo que se separaron los actores económicos y, digamos, los funcionarios de sector, y crearon la industria del gas natural, a la cual hoy estamos conectados en México. Pero se requiere de una serie de elementos para que esto ocurra.

En cuanto al tema de la energía solar, en México tenemos mucha, pero no es suficiente. Tenemos que contar, obviamente, con los equipos. Estos tienen que ser fabricados por empresas, pero por empresas que no sólo fabrican, sino que distribuyen, que tienen estrategias de comercialización, que dan instalación, que dan mantenimiento, que cuentan con sistemas de crédito. Estos equipos se tienen que comprar por adelantado y pagarse en cómodas mensualidades y con los ahorros que se reciben.

Hay que tener personal capacitado y tener sistemas de calidad. En Estados Unidos, antes de la crisis del petróleo, un refrigerador de 14 pies cúbicos consumía cerca de 1.6 kilowatts/hora. Un refrigerador más grande, 30 años después, consumía una tercera parte (Gráfica 2).

Ha habido un cambio tecnológico radical. Afortunadamente en nuestro país hemos ido a la par, estamos homologados en la fabricación de los productos. Movidos más que nada por el interés de la industria y por la posibilidad de exportar a Estados Unidos.

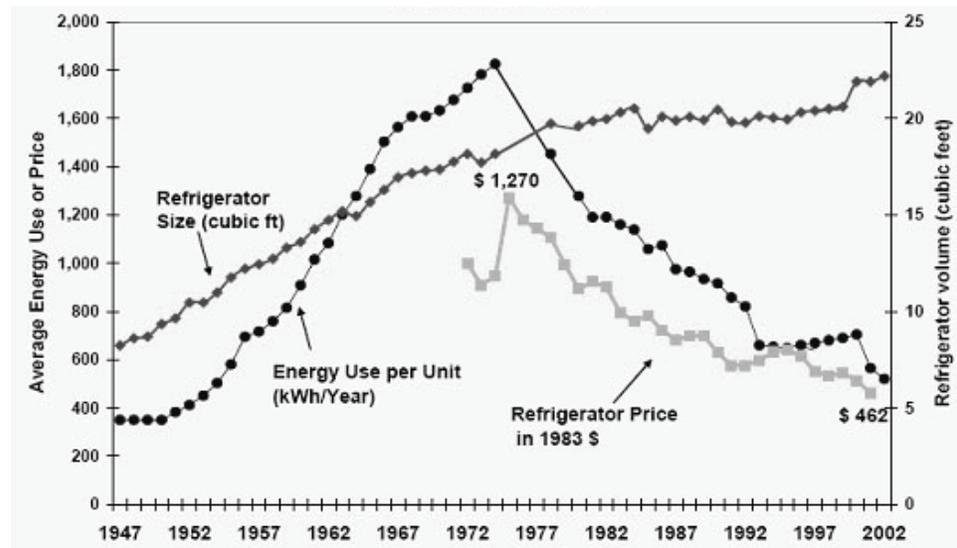
En cuanto a las alternativas del transporte, tenemos que si vamos a mover a una persona en lo que sería un convencional, estaríamos consumiendo cerca de 3200 litros por año. Si movemos a la misma persona en un híbrido *plug-in* estaríamos consumiendo como una décima parte. Aquí hay dos modelos de transporte, y estamos moviendo a la misma persona, la misma distancia, pero consumiendo 10 veces menos energía (Gráfica 3).

No se está hablando del transporte público, que tiene otras implicaciones. Vamos a preocuparnos por explotar el petróleo para movernos todos en Suburban. Esto es algo que tiene que estar en la discusión, aunque no corresponda, en el caso dado, a la Secretaría de Energía.

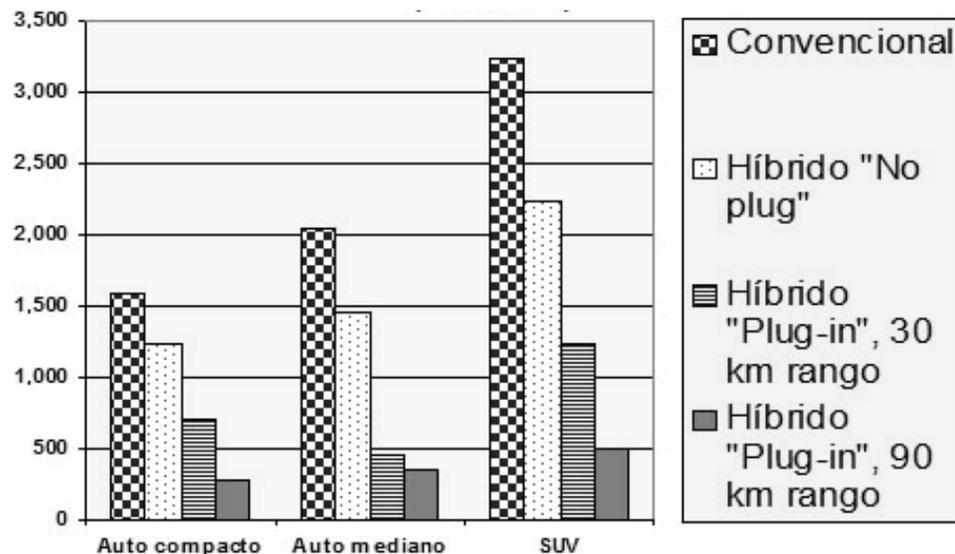
Una nota final sobre las limitaciones de la planeación energética en México. La planeación energética de México ve del pozo petrolero al medidor y poco más allá.

Del lado de la demanda, las limitaciones son principalmente tecnológicas; del de la oferta, son energéticas.

Gráfica 2. Nuevo uso del refrigerador contra tiempo y precios en Estados Unidos



Gráfica 3. Consumo de combustible por tipo de vehículo (litros/año)



El modelo noruego

Arne Aasheim*

Mantener la propiedad estatal sobre gas y petróleo y garantizar beneficios para toda la sociedad, son los principios básicos de la política energética de este país.

Noruega es un pequeño país medido por su población, comparada con México, pero un gran productor de energía. Actualmente es el tercer exportador de gas y el séptimo mayor exportador de petróleo en el mundo, e igualmente es un importante productor de energías renovables, alcanzando el sexto lugar en producción de energía hidroeléctrica. Las cifras indican que su capacidad instalada de energía hidroeléctrica es de 30 mil megawatts (MW) y la producción anual es en promedio de 125 terawatts-hora (TWh).

Junto con Islandia, Noruega tiene la proporción más grande de producción de energía renovable en Europa. Casi toda la producción de electricidad proviene de fuentes de energía renovables que, se estima, aumentará en los próximos años. Noruega incrementará la proporción de energías renovables de su consumo total de energía, de 60 a 67.5% en 2020.

Mirando históricamente la administración de los recursos hidroeléctricos de Noruega, dos principios han sido importantes: los ingresos de la producción deben beneficiar a la

sociedad en su conjunto y la propiedad pública de los recursos debe estar garantizada.

Cuando el sistema para la administración de los recursos petroleros fue desarrollado, estos mismos principios fueron aplicados, combinados con una invitación a las compañías extranjeras para participar en el desarrollo de los recursos noruegos en gas y petróleo.

Propiedad estatal

La historia de éxito de Noruega no es solamente el resultado de un gran potencial petrolero, sino de la forma en que han sido administrados los recursos por el gobierno. Todo inició a mediados de los años sesenta, cuando invitamos a las compañías petroleras internacionales a tomar la iniciativa en la primera fase de nuestras actividades de petróleo y gas. En este punto es importante señalar que la aventura noruega en petróleo no hubiera sido posible sin la presencia de las empresas petroleras extranjeras. En aquel entonces, Noruega no poseía experiencia en la explotación de los recursos. Atraer compañías petroleras internacionales era tanto una necesidad como una estrategia exitosa. Teníamos los recursos del petróleo y el gas debajo de nuestro lecho marino. Las compañías internacionales contribuyeron con sus habilidades y conocimiento, tanto para descubrir campos

*Originalmente publicado en *Reforma*. Ahora se publica con autorización del autor.

* Embajador de Noruega en México.

como para desarrollarlos y explotarlos. Esto dio resultados: la producción y la actividad aumentaron. El ingreso estatal se incrementó y se crearon compañías de petróleo noruegas, así como una industria relacionada con el abastecimiento y el conocimiento.

Pero el objetivo también ha sido maximizar la creación de valor económico nacional a partir de estas actividades, y los medios más importantes para realizarlo son:

1. Consenso político sobre la política de petróleo y gas desde 1965 hasta la fecha. Esto ha garantizado estabilidad única y predictibilidad sobre los principios de política e inversión en este sector, haciendo a Noruega un país altamente atractivo para inmensas inversiones, las cuales son necesarias en la industria del petróleo y del gas.
2. Un marco legal claro y predecible.
3. Derechos exclusivos a compañías petroleras para llevar a cabo actividades de petróleo y gas en rondas de licitación, en las cuales pueden participar tanto compañías nacionales como extranjeras.
4. Administración de los recursos con enfoque en una exploración y producción eficiente.

Regulación de la participación privada

El Acta del Petróleo (del 29 de noviembre de 1996) refleja la política noruega en materia de hidrocarburos, la cual regula todas las fases de las actividades del petróleo, incluyendo el otorgamiento de derechos exclusivos a las compa-

ñas para la exploración y producción de petróleo y gas, y contiene las provisiones que aplican a todas las compañías que se mantienen activas en nuestra plataforma continental. Esta misma Acta confirma que la propiedad de los depósitos de petróleo recae en el Estado.

Para garantizar la mejor administración posible del gas y del petróleo, todas las etapas en las actividades relacionadas están sujetas a una licencia, aprobación, consentimiento o permiso del gobierno noruego. Esto aplica, entre otros, a la exploración y producción asociadas con la adquisición de datos sísmicos para la exploración, planes para el desarrollo y operación de los campos y sus ductos para la comercialización y también incluye los planes para el cierre de pozos.

Para que pueda iniciar la exploración, el área debe ser formalmente abierta para las actividades del petróleo. Antes de que esto pueda suceder, el Ministerio del Petróleo y Energía debe realizar una evaluación de impacto ecológico y social.

Los derechos exclusivos otorgados a las compañías de petróleo para explorar y producir gas y petróleo (licencias de producción) son normalmente concedidas en rondas de licitación. El gobierno anuncia la existencia de un cierto número de bloques disponibles para licencias de producción en intervalos regulares de tiempo. Así, con base en las solicitudes recibidas, el Ministerio del Petróleo y Energía concede licencias de producción a un grupo de compañías. Los criterios de relevancia, objetividad, no discriminación y transparencia forman la base de estas concesiones. El Ministerio designa un operador para la licencia. El operador es responsable por las actividades operacionales autorizadas por la licencia. El

grupo de concesionarios también funciona como un sistema para revisar la licencia de producción, en donde el papel de cada concesionario es monitorear el trabajo hecho por el operador. En otras palabras, la licencia de producción regula los derechos y obligaciones del concesionario en relación con el Estado noruego. La licencia otorga a las compañías los derechos exclusivos para revisiones, exploración de pozos y producción de petróleo dentro de un área geográfica y dentro de un periodo definido de tiempo, de tal modo que los concesionarios se convierten en los propietarios del petróleo producido.

Directorado Noruego del Petróleo

Una figura importante para entender cómo funciona el Modelo Noruego es el Directorado Noruego del Petróleo fundado en 1972 el cual es una agencia del Ministerio del Petróleo y Energía en áreas relativas a la dirección, exploración y producción de los yacimientos petroleros. Entre sus responsabilidades está emitir y aplicar regulaciones para las actividades petroleras, así como proponer medidas para que se maximice la extracción de las reservas petroleras. Sus funciones son:

- Mantener la contabilidad total del manejo de los recursos.
- Proporcionar consejo al Ministerio del Petróleo y Energía sobre la planeación a largo plazo de la Plataforma Continental Noruega.
- Evaluar propuestas de desarrollo y proponer programas para descubrir y producir los recursos petroleros que aún se encuentran en el subsuelo.

- Realizar todas las mediciones relacionadas con las rondas de licitaciones y supervisar los aspectos técnicos una vez que se otorga una licencia.
- En su interacción con las empresas operadoras, busca mejorar las tasas de recuperación en cada campo.

Sistema impositivo del petróleo

El sistema de imposición del petróleo está basado en las reglas ordinarias de impuestos que regulan a las corporaciones, pero son especificadas en el Acta de Impuestos del Petróleo. En razón del extraordinario beneficio asociado con la recuperación de los recursos del petróleo, un impuesto adicional especial es designado para el ingreso proveniente de estas actividades. La tasa ordinaria de imposición es la misma que en tierra, es decir 28%. El impuesto especial al petróleo es de 50 por ciento.

Calculando la base para el impuesto ordinario y especial, las inversiones están sujetas a una depreciación directa de seis años a partir del año en que ocurren. Se permiten las deducciones para todos los costos relevantes, incluyendo los que están directamente asociados con la exploración, la investigación y el desarrollo, financiamiento, operaciones y lo que se conoce como la etapa de abandono o remoción de instalaciones que ya no aportan producción. La consolidación entre dos o más campos está permitida.

Para proteger la utilidad normal del impuesto especial se permite una deducción extra sobre la base para el impuesto especial llamado “uplift”. Esto cuenta hasta por 30% de las inversiones. Las compañías que no están en

una posición impositiva pueden tener déficits y “uplifts” con interés. Estos derechos siguen al interés participativo y pueden ser transferidos por medio de ventas y adquisiciones. Las compañías pueden igualmente, al final de cada año, solicitar una devolución por el equivalente al valor del impuesto para gastos de exploración.

El sistema de imposición del petróleo está diseñado para ser neutral, de forma que un proyecto de inversión que es rentable para un inversionista antes de impuestos también lo sea después. Esto hace posible garantizar tanto un ingreso sustancial para la sociedad, como para las compañías interesadas en poner en marcha proyectos rentables.

El Estado noruego participa directamente en los campos de gas y petróleo, ductos e instalaciones territoriales por conducto de la llamada Utilidad Financiera Directa del Estado (SDFI). El SDFI entró en vigor a partir de 1985. Hasta entonces, el Estado era el único con propiedad de la producción mediante contratos con Statoil. Para 1985, la ganancia de participación de Statoil se dividió en una utilidad financiera directa al Estado (SDFI) y una utilidad comercial para Statoil. Cuando Statoil ingresó al mercado de valores en 2001, la gestión del portafolio SDFI fue transferida a la compañía estatal Petoro. Hasta el 1 de enero de 2012, el Estado tuvo utilidades financieras directas en 146 licencias de producción, así como ganancias en 14 joint ventures en ductos e instalaciones territoriales.

Es importante destacar que el Estado no está obligado a tomar una parte en la totalidad de las licencias de producción. La parte de SDFI en la licencia de producción se decide al momento de otorgar las licencias de produc-

ción, y el tamaño de la utilidad varía de campo en campo. Como concesionario, el Estado cubre parte proporcional de las inversiones y el costo relacionado con el SDFI, y recibe una parte correspondiente al ingreso de la licencia de producción.

Desarrollo tecnológico

Durante 40 años de actividad en plataformas noruegas, las compañías del país han desarrollado tecnología y competencia que ahora es vendida en todo el mundo. Un buen ejemplo es el equipo submarino. El mercado se caracteriza por la competencia en tecnología más que en el precio, dando a Noruega una ventaja competitiva.

En razón que los campos han estado comúnmente en aguas profundas o localizados en áreas remotas sin ninguna infraestructura instalada, el desarrollo tecnológico ha sido necesario para hacer los campos económicamente viables, o hacer posible su desarrollo. Así, gracias a su trabajo, la industria noruega ha desarrollado tecnología de punta: sistemas de producción submarina, compresión submarina y los sistemas llamados *multifásicos para largas distancias y en aguas profundas*.

El compromiso y la interacción entre las empresas petroleras, industria e instituciones de investigación han sido fundamentales para encontrar soluciones a los desafíos tecnológicos. Esto se refleja igualmente en el éxito internacional de las compañías noruegas: la industria submarina de Noruega se está expandiendo en el mercado global, exportando a países como Gran Bretaña, Estados Unidos, Brasil y ahora también a México.

La estrategia de petróleo y gas en Noruega ha permitido obtener grandes beneficios. Uno de ellos es lo que se conoce como el desarrollo de proveedores y el de contenido local. Esto ha permitido la formación de una base industrial sólida de más de 300 empresas proveedoras. Derivado de esto, en 1997 se estableció Intsok, una fundación noruega no lucrativa e independiente cuyo objetivo es fortalecer y promover la industria petrolera noruega en el plano internacional. Intsok provee información del mercado a sus socios y, entre otras actividades, organiza misiones comerciales para establecer nexos con clientes y socios potenciales en el mercado extranjero.

Noruega es un país con un alto índice de recuperación del recurso existente en los yacimientos. En promedio, los países extraen alrededor de 30% del hidrocarburo que se encuentra en el subsuelo. En Noruega se obtiene hasta 60%. Esto ha sido posible por las inversiones y la orientación que tanto operadores como proveedoras han realizado para la investigación y el desarrollo tecnológico.

En conclusión, cuando sus compañías se expanden globalmente se fortalece aún más Noruega en su papel de líder en tecnología de petróleo y gas submarina, contribuyendo en algo al desarrollo y la evolución de la humanidad.

Abasto, calidad, precio y medio ambiente

Juan Antonio Bargés Mestres*

Una reforma energética integral no sólo contempla los hidrocarburos, sino también la electricidad renovable y no renovable, los combustibles, el ahorro energético, la inversión en tecnología y, de manera muy importante, el concepto de seguridad.

Respecto a los hidrocarburos tenemos varios retos. El primero de ellos es la disminución de reservas probadas, probables y posibles; otro es la explotación de 16 mil pozos marginales o maduros que el gobierno no ha emprendido porque ser poco rentables. En este caso, si el gobierno no lo hace, existe la opción de que el sector privado lo haga.

Otro reto es la dramática declinación de campos como el de Cantarell, y uno más está en el área de refinación, que importa entre 500 mil barriles diarios, lo que equivale alrededor de aproximadamente 90 millones de dólares diarios (1.20 us dollars/Lt).

* Ingeniero Químico de la UNAM. Fue Subsecretario de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (1999-2003), Representante de México ante la OPEP Secretario Técnico de la Comisión Petroquímica Mexicana (1988-1990), Director General de Operación Energética (1985-87), y Director General de Aeronáutica Civil de la SCT (1995-2000).

Además, por concepto de LP, propano, diesel, petroquímicos básicos y secundarios; la ANIQ reportó 18 mil millones de dólares, y por gas natural de importación 2 mil millones.

Esta cifra puede ser del orden de los 40 mil millones de dólares. Es ahí donde tenemos que trabajar como país para ver cómo recuperar ese negocio.

Muchos son los problemas y mucho es el trabajo por hacer. Un área fundamental es la de investigación y desarrollo. Tenemos una alta dependencia tecnológica total, minimizamos al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y todos los trabajos en Pemex o gran parte de ellos se hacen en *outsourcing*.

Las oportunidades de comercialización y distribución son tremendas. Tenemos 50 mil kilómetros de ductos con problemas muy especiales. En gasoductos sí puede invertir el sector privado, pero en poliductos y oleoductos no.

Respecto a una logística de transporte, no hemos podido hacer el poliducto para traer las gasolinas de Tuxpan a la ciudad de México. El transporte se hace en camión, lo cual no sólo eleva los costos, sino también involucra el tema de la seguridad.

Tenemos un país con un millón 200 mil kilómetros cuadrados de sedimentos de petróleo y gas, lo que equivale a dos veces España. Hemos explorado el continente en 17% y el Golfo en 4% (Mapa 1). Ahí es donde no hemos hecho el trabajo. No sabemos cuánto petróleo tenemos, si es que lo tenemos. Aquí es donde hay que enfocar importantes recursos.

Una buena idea es impulsar el trabajo en equipo entre los sectores público y privado.

Actualmente, los ingresos que genera Pemex son requeridos por el gobierno federal vía impuestos.

En este sentido, el ejemplo de Noruega es significativo. Además de su empresa estatal, se abren licitaciones a terceras empresas que pagan impuestos al gobierno y que, además, están obligadas a dar al Estado una parte de las reservas que encuentren.

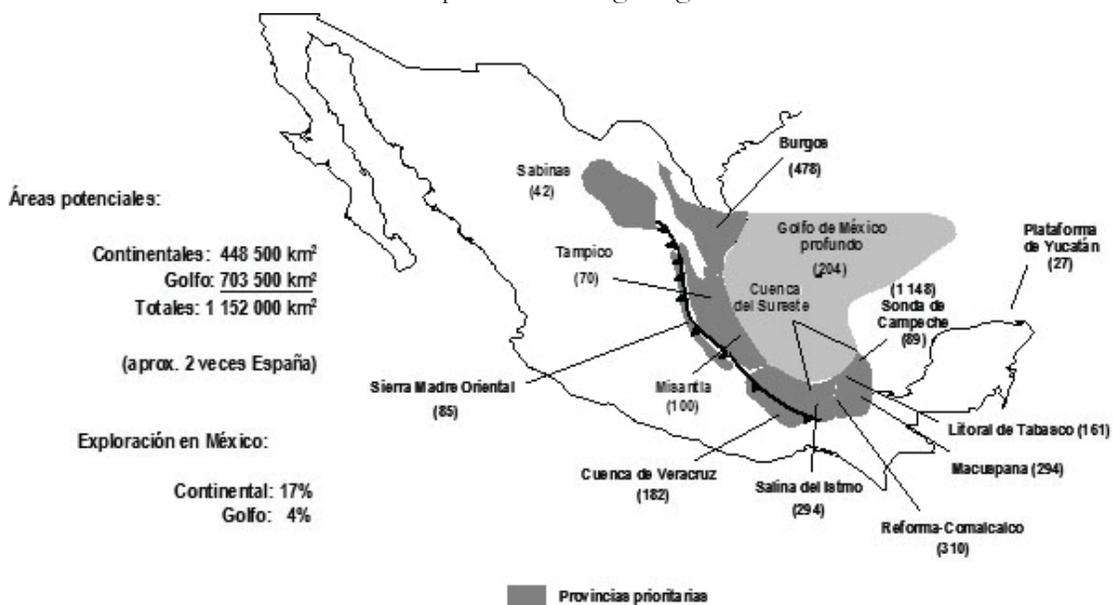
Un modelo de este tipo generaría utilidades porque podríamos dejar de depender y Pemex no sería el único proveedor para la Secretaría de Hacienda (Esquema 1).

Pero para enfrentar estos retos hay algunos que deben evaluarse, entre ellos una revisión a la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas y a la normatividad, tanto de Pemex como de la Secretaría de la Función Pública. Hay que fortalecer la autonomía de gestión del sector y promover un directorio o agencia de petróleo y gas que se encargue de regular la intervención de los sectores privado y estatal y de cuidar los recursos y el medio ambiente.

Asimismo, hay que modernizar los contratos laborales en cuestión de capacitación, entrenamiento, seguridad social, etcétera.

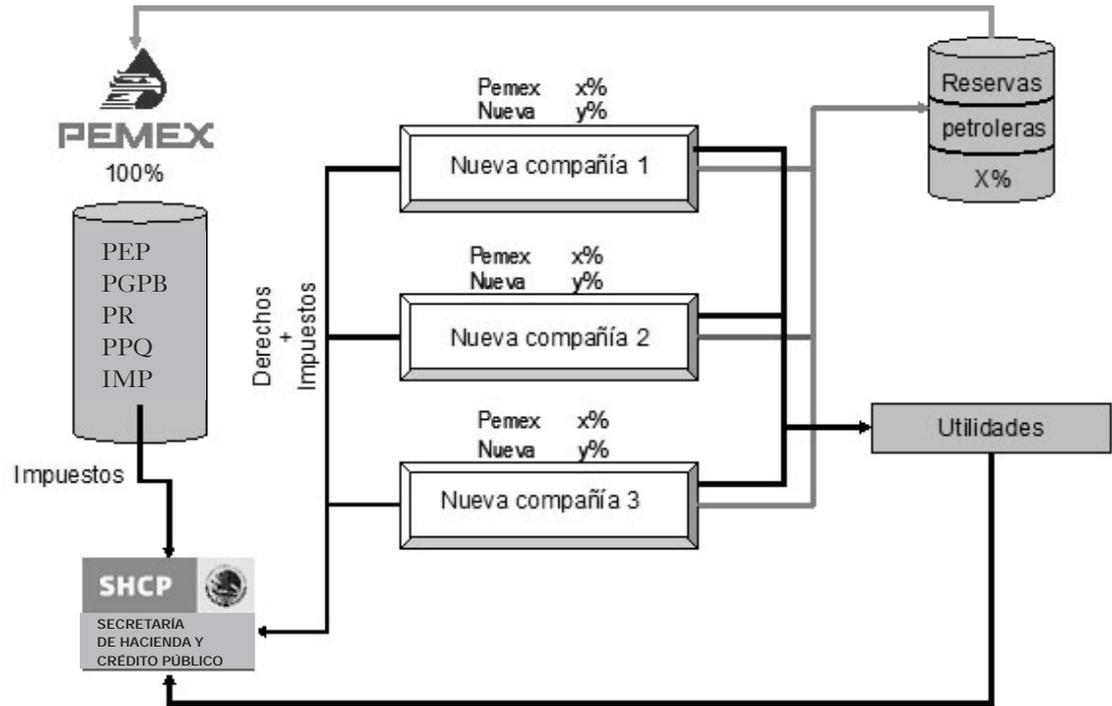
Un factor primordial es la formación de recursos humanos. No existe hoy en día una

Mapa 1. Cuencas geológicas



Fuente: Pemex, Sener.

Gráfica 2. Hidrocarburos



planta de recursos humanos en nuestro país. Los geólogos, geofísicos e ingenieros petroleros se cuentan con los dedos y se van a trabajar a otras partes.

También es necesario que aparezca en el escenario energético la responsabilidad social de las empresas energéticas, responsabilidad que no debe recaer en la Sedesol, sino en las empresas.

Se requiere un enfoque en hidrocarburos para explorar y explotar en tierra, aguas someras y aguas profundas. En estas últimas desarrollar algo que tardará alrededor de 15 años, pero ésa es un área importante para trabajar con el sector privado, y mientras tanto el gobierno puede empezar en tierra y aguas someras.

Hay que incrementar la calidad de refinados, la logística, los ductos, y la inversión en

tecnología. Se debe insistir en petroquímica y alianzas de inversión. Para ser exitosos en petroquímica la materia prima es fundamental y esto proviene del gas natural y de refinación.

Es imprescindible también modernizar los contratos laborales. Los empleados y obreros de Pemex son excelentes, pero hay que capacitarlos e igualar en lo posible sus condiciones a las de los obreros de Shell o de Exxon.

En el sexenio pasado desaparecieron de Pemex dos áreas que no eran importantes en el sector energético: seguridad y planeación pasaron a ser subdirecciones.

Estos dos temas, junto con el de responsabilidad social, deben ser reevaluados e incluidos en una planeación integral.

Las políticas de apoyo deben dar prioridad a las empresas nacionales. Cuando Noruega y

Brasil hicieron la reestructura del sector energético, la etiquetaron para que las empresas energéticas consumieran los productos que se fabricaban en esos países. Ahí es muy importante la vinculación para impulsar el desarrollo económico del país.

Que el sector energético compre en el lugar de origen posiblemente es más caro, pero tenemos que desarrollarlo.

El esquema anterior muestra el panorama de la reforma energética con las inversiones. Crearíamos nuevas empresas. Pemex ya se ha asociado en el pasado y fueron inversiones muy exitosas con grandes empresas internacionales: Dupont y Schlumberger dando lugar a Comesa (Compañía Mexicana de Exploraciones) y Tetractilo de México, que fabricó por muchos el tetractilo de plomo para las gasolinas, ser-

vicios y productos reservados para el estado mexicano. Todo esto generaría un fuerte impulso para la industria de la transformación.

Nuestro principal reto es el tiempo. En muchos casos el destino ya nos alcanzó. Una refinería requiere siete años, el desarrollo de campos petrolíferos entre siete y ocho, y la exploración de aguas profundas alrededor de diez o doce.

Además, no tenemos la certeza de que tenemos petróleo. Sabemos que hay sedimentos, pero qué pasa si dentro de 13 años descubriéramos que la cantidad de petróleo que hay no es importante. De ahí la necesidad de realizar una política energética que asegure el abasto, la generación de recursos para el gobierno, precios competitivos, el desarrollo económico. Tengamos un plan B. Hagamos una política energética integral.

La reforma energética en la opinión pública

Gustavo Meixueiro Nájera*
y Arón Baca Nakakawa**

Existe un consenso entre expertos y actores políticos: es necesario cambiar la forma en que opera Petróleos Mexicanos; expresado especialmente a partir de 2004, por la disminución en la producción; sin embargo, hasta ahora los intentos de reformarla no han sido exitosos.¹ Especialistas han explicado, desde distintas perspectivas, por qué estos intentos han fracasado; y pese a que algunos de ellos mencionan el costo político que podría generar hacer una reforma —debido a la importancia que la población da a la nacionalización del petróleo— pocos logran una foto panorámica del estado de la opinión pública en el tema.

Aunado a lo anterior, el tema ha adquirido relevancia ya que el Pacto por México

incluye realizar una reforma energética que sea motor de inversión y desarrollo;² además, en las últimas semanas varios actores políticos han presentado diversas propuestas de reforma. Por lo anterior, es conveniente contar con información que muestre lo que piensa la población sobre este tópico. En este sentido, este artículo tiene como finalidad proveer información relevante acerca de la opinión pública en materia energética. La fuente principal de información serán los resultados de la Encuesta telefónica del CESOP levantada el pasado mes de julio.³

Antecedentes

Pemex fue creada en 1938 en medio de una crisis nacional provocada por el conflicto entre trabajadores y las empresas petroleras extranjeras que operaban en el país. Después de varios intentos fallidos de mediación por parte del gobierno se decidió expropiar a las empre-

* Candidato a doctor en Gestión Estratégica y Políticas de Desarrollo por la Universidad Anáhuac del Norte. Director del área de Estudios Regionales del CESOP. Líneas de investigación: opinión pública, turismo, democracia y participación ciudadana. Correo electrónico: gustavo.meixueiro@congreso.gob.mx

** Licenciado en Ciencia Política y Relaciones Internacionales por el CIDE. Colaborador del CESOP en el área de Desarrollo Regional. Correo electrónico: baca.aron@gmail.com

¹ Carlos Elizondo Mayer-Serra, “*Stuck in the Mud: The Politics of Constitutional Reform in the oil Sector in Mexico*”, en *The future of Oil in Mexico*, James A. Baker III Institute of Public Policy Rice University, 2011.

² Pacto por México, compromisos del 54 al 60. Disponible en [<http://goo.gl/j3DkQ>] (fecha de consulta: agosto de 2013).

³ Los resultados completos de la encuesta disponibles en [<http://goo.gl/jNNeG9>].

sas petroleras y crear una empresa petrolera de carácter público. Este hecho “marcó el futuro del sector petrolero en nuestro país y sentó las bases que lo rigen en la actualidad”.⁴

Entre 1978-2004 Pemex atravesó una etapa de bonanza petrolera. Sin embargo, a partir de esta fecha el descenso en la producción en los pozos, principalmente de Cantarell, ha evidenciado la necesidad de reformar y modernizar la paraestatal de la que proviene hasta 44% del presupuesto del gobierno federal (máximo alcanzado en 2008).⁵

Más, pese a que la necesidad de reforma es clara y los costos de la disminución en la producción petrolera son muy altos, lograr una reforma sustancial ha probado ser más difícil de lo que se consideraba. Esto ha sido en parte debido a la diversidad de opiniones de los legisladores en el Congreso mexicano. En el mismo sentido, es importante considerar el rol que ha tenido la opinión pública en restringir las opciones de reforma políticamente aceptables,⁶ ya que “Pemex es parte de la mitología nacional”⁷, en palabras de Laurence Whitehead.

⁴ Víctor G. Carreón Rodríguez y Miriam Grunstein Dickter, “Pemex: ¿la no empresa de todos los mexicanos? Por qué Pemex no es una verdadera “empresa pública” y por qué debe serlo, *Revista Legislativa de Opinión Pública y Estudios Sociales*, vol. 4, núm. 8, 2011: 118.

⁵ Carlos Elizondo Mayer-Serra, “Stuck in the Mud: ...”, *op. cit.* p. 14.

⁶ Gilles Serra, *Why is Pemex so Hard to Modernize? An Analytical Framework Based on Congressional Politics*, preparado para presentarse en el Seminario Política y Gobierno, CIDE, 2011: 2.

⁷ Laurence Whitehead, “Coping with Adversity in the Mexican Oil Industry: Como Pemex no hay dos”, en *The future of Oil in Mexico*, James A. Baker III Institute of Public Policy Rice University, 2011: 14.

Resultados de la encuesta

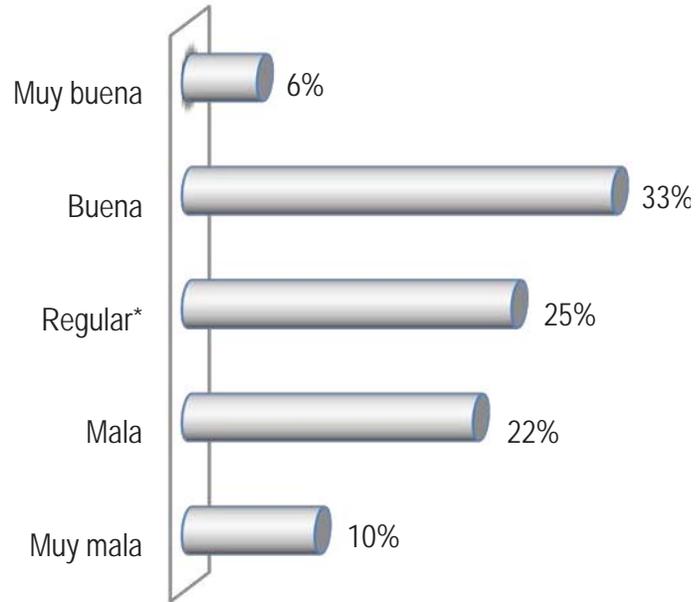
La encuesta telefónica del CESOP fue levantada los días 6 y 7 de julio de 2013. Se hicieron 618 entrevistas, por lo que, con un nivel de confianza de 95%, el margen de error es de +/-3.9%. El método de muestreo fue aleatorio sistemático con probabilidad proporcional al número de líneas telefónicas en las entidades federativas. Se entrevistó a hombres y mujeres mayores de 18 años, con teléfono fijo.

Antes de iniciar la exposición sobre la percepción que tienen los encuestados acerca de las posibles reformas a Pemex deviene imprescindible mostrar la opinión que éstos tienen de la paraestatal y su manejo actual.

Los resultados muestran que, aunque la opinión de Pemex no es tan negativa, cuando se pregunta acerca de su administración vigente la percepción es reprobatoria. Se preguntó a los entrevistados de manera general qué opinaban de Pemex; resalta que 39% tiene una opinión “buena” o “muy buena” de la paraestatal (Gráfica 1), porcentaje mayor al 32% que tiene una percepción “mala” o “muy mala”. Asimismo, 44% dijo sentirse “algo” o “muy” orgulloso de esta empresa pública. Además, pese al descenso en la producción de crudo, 79% considera que México es uno de los principales productores de petróleo en el mundo.

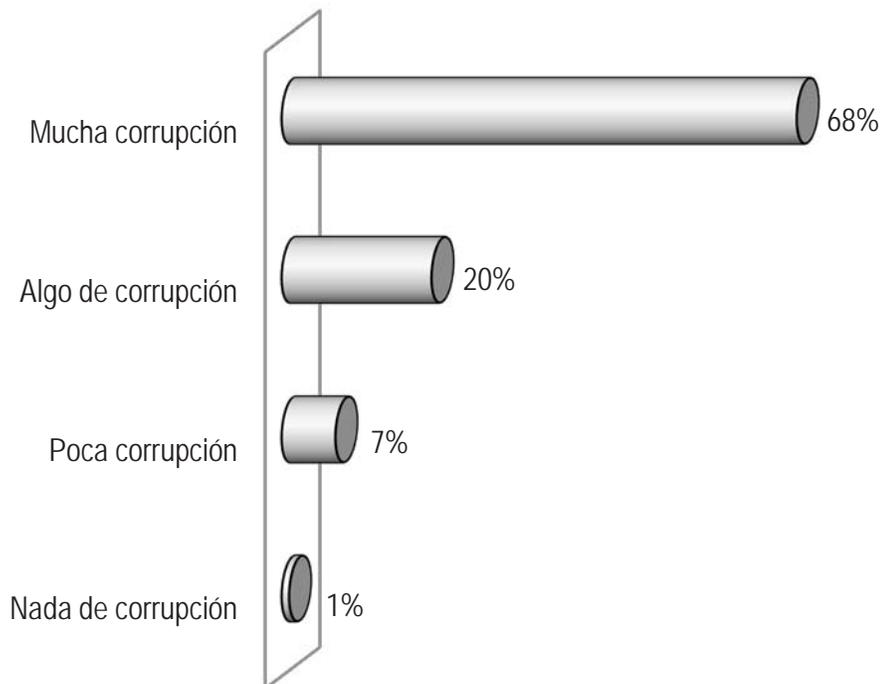
Sin embargo, la imagen es menos halagüeña cuando se hicieron preguntas específicas acerca de la transparencia, corrupción y administración de esta empresa de carácter público. Sólo 25% considera que Pemex hace un uso “algo” o “muy” transparente de los recursos petroleros; 88% considera que existe “algo” o “mucho” corrupción dentro ésta (Gráfica 2) y 53% considera que la administración de

Gráfica 1. ¿Me podría qué opinión tiene de Pemex?



Fuente: Encuesta telefónica CESOP, agosto de 2013.

Gráfica 2. ¿Qué tanta corrupción considera que hay en Pemex?



Fuente: Encuesta telefónica CESOP, agosto de 2013.

Pemex es “mala” o “muy mala”. Es posible considerar que las primeras tres preguntas tienen un carácter más general y varían en el largo plazo (opinión de Pemex, orgulloso de esta empresa y, México, uno de los principales productores); mientras que el resto tienen una naturaleza de corto plazo. Por lo anterior, de continuar la mala percepción en las últimas preguntas, la opinión de Pemex se podría deteriorar en futuras mediciones.

Posteriormente, se les preguntó a los participantes en el estudio si se habían enterado de los actuales intentos de hacer una reforma energética que modifique el estado actual de Pemex y qué tan necesarios consideran estos cambios. La reforma energética había sido discutida en los medios por diversos actores políticos, lo que explica que 67% de los entrevistados dijera estar enterado. La distribución es desigual dependiendo de la escolaridad: 42% de los que no cuentan con educación dijeron estar enterados, en comparación con 84% de los que cuentan con universidad que mencionaron saber de la reforma. El consenso que existe entre expertos, de que es necesaria una reforma, se ve reflejado en la opinión de los encuestados ya que 55% dice que es “algo” o “muy” necesaria una reforma energética; mientras que, 31% dice que es “poco” o “nada” necesaria.

En cuanto al contenido de la reforma, uno de los temas más polémicos es el de aumentar la participación privada en la industria petrolera. En la encuesta se realizaron diversas preguntas que se aproximan a este tema. Cuando se les preguntó: ¿qué tan de acuerdo o en desacuerdo está con que se permita inversión privada en la industria petrolera?, el 36% dijo estar “de acuerdo”; en oposición, 54% se mostró “en

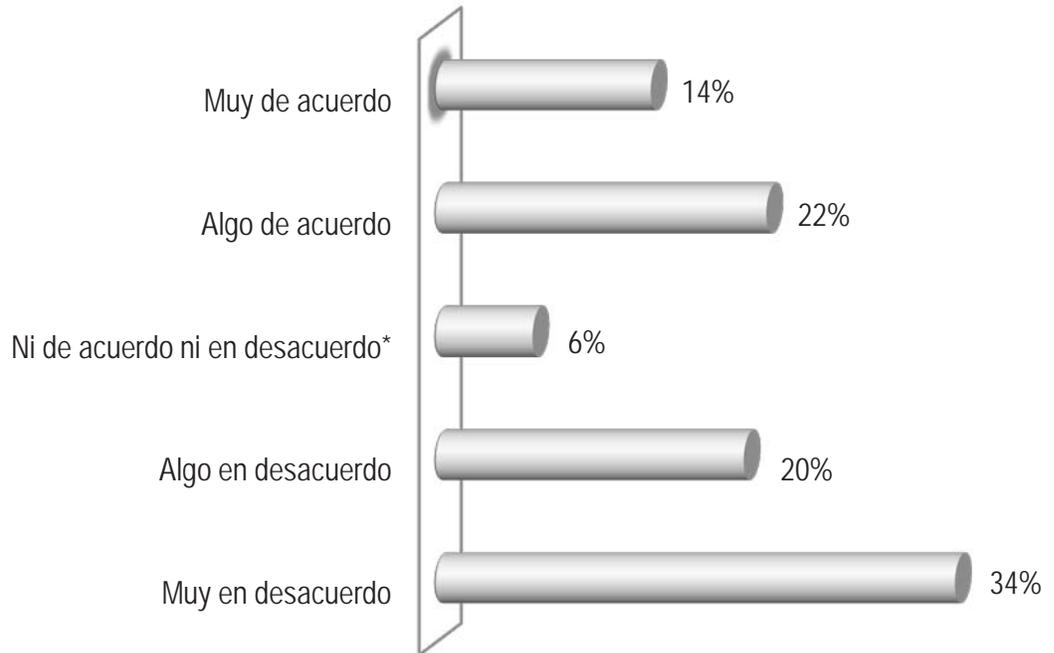
desacuerdo” (Gráfica 3). Cuando se dividen los resultados por escolaridad sólo 14% de los entrevistados sin educación está “de acuerdo”, en comparación con el 44% “de acuerdo” de las personas con estudios universitarios.

También se inquirió sobre qué tan de acuerdo o en desacuerdo estaban con que Petróleos Mexicanos funcionaría mejor si se asocia con capitales privados. En este caso, 4 de cada 10 entrevistados dijo estar “de acuerdo” (40%) y el mismo porcentaje se mostró “en desacuerdo” (Gráfica 4). Es interesante que en la segunda pregunta un porcentaje menor se manifestó en desacuerdo (de 54% a 40%). Una posible explicación es que en la segunda pregunta se evalúa el funcionamiento de la paraestatal, además que se detalla que la inversión privada entraría en forma de asociación con Pemex.

Cuando se pregunta qué tan de acuerdo o en desacuerdo se está con que la inversión extranjera en materia petrolera es un ataque a la soberanía nacional, el 55% está “de acuerdo” con esta frase y 3 de cada 10 (32%) está en “desacuerdo” (Gráfica 5). Los resultados muestran que existe un recelo hacia la inversión privada en la industria energética, especialmente si se trata de capitales provenientes del extranjero.

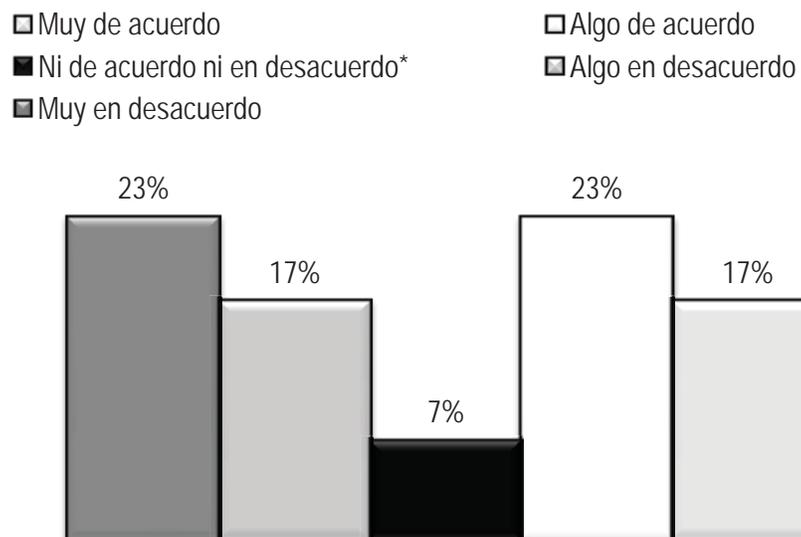
Dada la relevancia del tema de la participación del capital privado en Petróleos Mexicanos, la encuesta del CESOP preguntó el acuerdo o desacuerdo en que se está con que Pemex se asocie con otras empresas en tareas específicas. Es posible observar que aumenta al separar por actividad el porcentaje de encuestados que están “de acuerdo”. Además, muestran mayor reserva a actividades de explotación (*upstream*) que a otras actividades como transporte, refinación

Gráfica 3. ¿Qué tan de acuerdo o en desacuerdo está con que se permita inversión privada en la industria petrolera



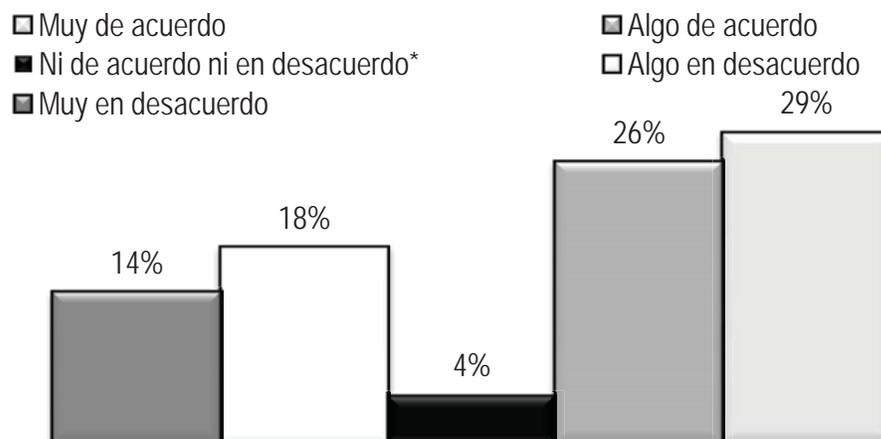
Fuente: Encuesta telefónica CESOP, agosto de 2013.

Gráfica 4. ¿Me podría decir que tan de acuerdo o en desacuerdo está con la siguiente frase? Pemex funcionaría mejor si se asocia con capitales privados



Fuente: Encuesta telefónica CESOP, agosto de 2013.

Gráfica 5. ¿Me podría decir que tan de acuerdo o en desacuerdo está con la siguiente frase?
La inversión extranjera en materia petrolera es un ataque a la soberanía nacional



Fuente: Encuesta telefónica CESOP, agosto de 2013.

(*downstream*) y desarrollo de tecnologías renovables. Por ejemplo: 47% está “de acuerdo” con que se asocie en la extracción de petróleo; 55% dice estar “de acuerdo” que se asocie para la refinación y 64% se muestra “de acuerdo” en que se asocie para la investigación de fuentes de energía renovables. Los resultados anteriores muestran que la oposición a la inversión de capitales privados es menor cuando se les pregunta sobre actividades específicas.

Empero, cuando se les pregunta a los encuestados sobre hechos concretos como la explotación en aguas profundas y la construcción de refinerías se muestran menos abiertos a la participación de otras empresas. El 73% prefiere que Pemex desarrolle tecnología para explotar los yacimientos en aguas profundas antes de que se asocie con empresas extranjeras. De manera similar, 75% opta por que el gobierno construya más refinerías, 14% considera que el gobierno debe de permitir que inversionistas privados construyan nuevos

complejos de refinación y sólo 6% opina que se debe continuar importando gasolina. Así, es posible observar que la reserva de los encuestados hacia la inversión aumenta cuando se menciona la palabra “extranjero”; además, existe resistencia a que se permita a los privados actuar por su cuenta.

Conclusiones

La opinión pública acerca de Pemex es mixta ya que mientras la opinión general de esta empresa paraestatal no es tan negativa, si se pregunta acerca de su transparencia, corrupción y administración es reprobada. En cuanto a la reforma energética, ésta es conocida por alto porcentaje de la población y existe un consenso mayoritario de que es necesaria.

Además, sobre la participación de capital privado, los resultados de la encuesta del CESOP permiten observar ciertas tendencias en los da-

tos. Al preguntar sobre esquemas en los que se especifica que la participación de privados será mediante asociación y se hace énfasis en la mejora en el funcionamiento de la paraestatal, se cuenta con mayor apoyo entre los encuestados. Pero cuando se menciona que el capital proven- drá del extranjero, los encuestados aumentan su rechazo a la participación de la iniciativa privada. Finalmente, al preguntar sobre áreas específicas de una posible asociación de la paraestatal con capitales privados, aumenta el porcentaje “de acuerdo” entre los encuestados.

Reportes CESOP

2009

19. La nueva presidencia de Estados Unidos
20. Proceso electoral 2009
21. Crisis económica
22. Influenza en México
23. Cambio climático
24. Evaluación de la jornada electoral
25. El recorte del presupuesto y su impacto en el desarrollo económico y social
26. Temas selectos de la glosa del Tercer Informe de Gobierno
27. Presupuesto social
28. Crisis del agua

2010

29. Rumbo al centenario de la Revolución
30. Reforma política
31. Reforma fiscal
32. Reforma del Congreso
33. Órganos electorales locales
34. Elecciones locales 2010 en el centro-norte
35. Elecciones locales 2010 en el centro-sur
36. Migración México-Estados Unidos
37. Los indicadores de buen gobierno en México y el trabajo legislativo
38. Panorámica sobre la transparencia y el acceso a la información en México
39. Revisión de las políticas públicas del Cuarto Informe de Gobierno
40. Apuntes para el análisis presupuestal 2011

2011

41. Telecomunicaciones
42. Seguridad social en México

43. Avances en la implementación de la reforma penal
44. Análisis de resultados del Censo 2010
45. Reforma política
46. Cambio climático
47. Crisis económica internacional los posibles efectos en México
48. Glosa del Quinto Informe de Gobierno (Políticas interior y económica)
49. Glosa del Quinto Informe de Gobierno (Políticas social y exterior)
50. Una perspectiva de opinión pública

2012

51. Residuos sólidos urbanos en México
52. Mujeres y elecciones
53. Jóvenes: optimismo moderado
54. Algunas notas sobre la opinión pública
55. Elecciones 2012 (Tomo I)
56. Elecciones 2012 (Tomo II)
57. Algunos temas de la agenda en la LXII Legislatura
58. Glosa del Sexto Informe de Gobierno (Políticas interior, económica, social y exterior)
59. Temas selectos para el presupuesto de 2013
60. Reforma pública de la administración pública federal Vols. I y II

2013

61. Notas acerca de la Cruzada contra el Hambre
62. Órganos reguladores
63. Notas acerca del Pacto por México
64. Algunas características del sistema educativo Vol. I
65. Particularidades comparadas y opinión pública acerca del Sistema Educativo Vol. II

R E P C

E T R C



LXII LEGISLATURA
CÁMARA DE DIPUTADOS