

La lenta instrumentación de los decretos de la reforma energética

ROBERTO GUTIÉRREZ RODRÍGUEZ¹

Resumen

Los siete decretos que constituyen la reforma energética de México se firmaron en noviembre de 2008. Ellos plantearon cinco objetivos sustanciales: intensificar la producción de hidrocarburos en Chicontepec; iniciar la exploración de éstos en aguas profundas del Golfo de México; empezar la construcción de una nueva refinería; resolver el problema de desequilibrio en la extracción de petróleo entre México y Estados Unidos en la línea divisoria de las aguas marinas del Golfo de México, y contar con contratos incentivados que faciliten la participación de empresas privadas en la exploración y explotación de hidrocarburos. Asimismo, se planteaban dos objetivos procedimentales: reforzar la capacidad regulatoria de la Sener y de algunos órganos desconcentrados, incluyendo la creación de otros, y dotar a Pemex de autonomía de gestión. Hasta abril de 2011, sólo la parte procedimental se ha cumplido, lo que ha elevado los costos del sector energético, sin que esto aclare el panorama de la industria.

Palabras clave: petróleo, reforma energética, legislación petrolera, costos de producción.

Abstract

The seven decrees which constitute Mexico's energy reform were signed in November 2008. They proposed five essential objectives: increasing production of hydrocarbons in Chicontepec; the exploration of hydrocarbons in the deepwater Gulf of Mexico; the built up of a new refinery; to resolve the problem of imbalance in the extraction of oil from Mexico and the United States on the boundary of the marine waters of the Gulf of Mexico, and have incentive contracts to facilitate the participation of private enterprises in the exploration and exploitation of hydrocarbons. They also raised two procedural objectives: to strengthen the regulatory capacity of the Ministry of Energy

1. Departamento de Economía, UAM-Iztapalapa.

and some decentralized agencies, including the creation of others, and give Pemex management autonomy. Until April 2011, only the procedural part is fulfilled, which involves high energy costs, without a clear outlook for oil industry.

Keywords: oil, energy reform, oil legislation, costs of production.

Introducción

No obstante los casi dos años y medio transcurridos entre la publicación de los decretos de la reforma energética (noviembre de 2008) y la redacción de este documento —abril de 2011—, los aspectos fundamentales de dicho conjunto de ordenamientos legales siguen sin instrumentarse. Los únicos que se han puesto en marcha son de carácter administrativo e involucran más recursos para Petróleos Mexicanos (Pemex) y para la Secretaría de Energía (Sener) con el fin de reforzar sus órganos de control y planeación. Esto es:

- Mayor asignación de recursos etiquetados para la inversión de Pemex.
- Mayor autonomía de gestión de dicha entidad, sobre todo en materia de manejo presupuestal y de contratación de deuda.
- Reforzamiento del Consejo de Administración de Pemex mediante el nombramiento de cinco consejeros profesionales.
- Creación de siete comités dentro de Pemex.
- Creación de un consejo de administración en cada organismo subsidiario de Pemex.
- Creación de nuevos organismos abocados a la supervisión o la planeación energética, que cuentan con patrimonio propio pero son coordinados por la Sener, en particular por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
- Reforzamiento de la Sener para supervisar las acciones de Pemex y elaborar más programas de cara al futuro del sector energético.

El resto de elementos de la reforma, que son los sustanciales, siguen en espera. Existen razones de peso para suponer que esto se podría extender hasta muy entrado 2011 y, en algunos casos, hasta futuras administraciones, pues para el Ejecutivo federal la reforma tenía el objeto de incrementar la capacidad productiva de Pemex a partir de terceros, no de los propios recursos de la entidad. Las cinco áreas donde queda más claro que no se está cumpliendo ésta son los contratos con terceros, el proyecto Aguas Profundas, el proyecto Chicontepec, la nueva refinería y los contratos internacionales firmados por el Gobierno federal en materia de hidrocarburos. A continuación se les analiza.

Contratos con terceros

Un aspecto fundamental de la reforma energética son los contratos de prestación de servicios que Pemex y sus empresas subsidiarias habrán de firmar con terceros. La definición de dichos documentos ha sido objeto de enormes controversias a partir de

la publicación de los decretos de reforma, en noviembre de 2008, en virtud de que su redacción por parte de Pemex, aún sujeta a debate, podría ir más allá del espíritu de las leyes aprobadas por el Legislativo, que son de tipo secundario, e incluso poner en entredicho el Artículo 27 de la Constitución Política de México.

Pemex parece sostener que no importa que los particulares realicen materialmente las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas de acceso tecnológicamente difícil —aunque esto sea a costa de la pérdida de control de dicha entidad en tales actividades y de una merma en su renta económica— si ésta es capaz de mantener el control del proyecto de acuerdo con la nueva Ley Orgánica de Pemex y sus Empresas Subsidiarias, que prohíbe explícitamente los así llamados contratos de riesgo.

Ya antes el Ejecutivo federal había hecho evidente su descontento con el resultado final de la reforma energética. En su mensaje a la nación del 1 de septiembre de 2009 propuso sus *Diez puntos para la transformación de México*, de los que cinco estaban dedicados a reformas de primera o segunda generación, entre los que incluyó la energética.² En esta tónica, en foros ante la iniciativa privada ha manifestado su desagrado porque, al haberse modificado su propuesta original de abril de 2008, ya no fluirán los recursos que necesita la industria para su expansión, particularmente en materia de refinación de petróleo. Asimismo, en una reunión privada con los directivos de las empresas petroleras internacionales British Petroleum, Royal Dutch Shell, Statoil, Total y Enei, el 29 de enero en Davos, Suiza, habló de las capacidades de la reforma para atraer capitales externos, según reporta un comunicado de la Presidencia de la República.

En el mismo marco internacional, la entonces secretaria de Energía, Georgina Kessel, después de reunirse con los empresarios informó que se lanzaría un nuevo esquema de licitaciones, y el secretario de Economía hasta ese momento, Gerardo Ruiz Mateos, reveló que las principales petroleras tuvieron una participación activa para lograr los contratos marco que “presentará Pemex”, aventurando que seguramente esas empresas se sumarán pronto a las labores de exploración y perforación de pozos en el país, según reportó la agencia de noticias Notimex.

Desde el punto de vista regulatorio, a finales de 2009 la CNH publicó los *Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos*, incluyendo los de aguas profundas, que entre otras cosas establecen que su autorización definitiva corresponde a la autoridad en política energética del país, la Sener, la cual fundamentará su decisión en los dictámenes técnicos que emita la CNH, y a la que deberán sujetarse Pemex y sus empresas subsidiarias.

La CNH dictaminará técnicamente que Pemex observe, con base en los lineamientos técnicos, entre otros, los siguientes objetivos: adopte una metodología robusta

2. Las otras cuatro reformas son: finanzas públicas, telecomunicaciones, laboral y regulatoria. La energética hace referencia a “una nueva generación de reformas al sector energético, cuyo objetivo es una transformación de raíz en contra de los privilegios y a favor de la transparencia”, y “una segunda generación de reformas en la industria petrolera” (www.presidencia.gob.mx).

para identificar las tecnologías existentes, las compare y tome decisiones ponderadas en cada proyecto de exploración y producción de hidrocarburos; evalúe alternativas que garanticen las mejores prácticas en materia de seguridad industrial y protección ambiental; planee de manera integral los proyectos de extracción, considerando planes de producción, instalaciones que requerirá y distintos escenarios de evolución del campo hasta su abandono; aproveche el gas asociado de la mejor manera posible; optimice la extracción de las reservas que se encuentren en cada yacimiento; evalúe y seleccione los sistemas de medición adecuados para cada proyecto; estime costos de inversión dentro de márgenes de precisión comparables con la industria petrolera internacional, y adopte medidas oportunas ante posibles desviaciones en costos, tiempos y resultados esperados.

En este contexto, el director general de Pemex manifestó en La Jolla, California, en mayo de 2010, que no obstante que “la reforma de 2008 dio flexibilidad a Pemex, no fue suficiente, por lo que requiere cambios adicionales que le permitan ser una empresa comercial”. Clamó entonces por “cambios menores” al reglamento de la nueva Ley de Pemex, con la finalidad de ajustarse como una compañía comercial, ya que las reformas de 2008 le dieron, además de mayores herramientas para la operación, mayor burocracia. Como resultado —dijo— hay largas reuniones del Consejo y demoras en la aprobación de políticas y documentos clave. Así, ejemplificó que el mes previo un comité del Consejo rechazó un borrador del nuevo plan de negocios de Pemex, señalando que le faltaban detalles. Además —dijo— Pemex está obligada a nombrar consejos directivos similares en cada una de sus subsidiarias, que es una de las causas del retraso de la publicación de los nuevos contratos por incentivos, con los que se pretende atraer a firmas internacionales. Posteriormente se quejó de que la paraestatal se encuentre normada por varios frentes, ya que, además de tener que entregar cuentas al Congreso de la Unión y a otras entidades como la Auditoría Superior de la Federación y la SHCP, tienen sobre ellos una fuerte supervisión, y que con la cantidad de normativas que tiene que cumplir se vuelve inmanejable (*El Economista*, 12 de mayo de 2010).

Todo lo anterior apunta a que los *contratos incentivados* permitan a las empresas petroleras privadas iniciar trabajos en el sector petrolero mexicano en 2011, por primera vez desde 1938. Hasta mediados de 2010 se tenía planeado asignar cinco o seis de éstos en yacimientos maduros que todavía cuentan con reservas, pero Pemex no tiene capital, tecnología o personal para explotarlos. De entre ellos destacan Altamira, en el sur de Tamaulipas, y Cinco Presidentes, en el sur de Veracruz, con una producción conjunta potencial de más de 150 mil barriles de petróleo diario (MBPD).

Desde el punto de vista legal, el 6 de enero de 2010 Pemex publicó en el *Diario Oficial de la Federación* 82 artículos que fijan los lineamientos para los nuevos contratos, derivados del artículo 19 de la nueva Ley de Pemex. Aunque dicha ley no fue sujeta a debate, se generó una controversia constitucional en la Cámara de Diputados intentando demostrar que lo aprobado por el Consejo de Administración de Pemex viola diversos artículos de la Constitución. Un asunto muy controvertido al respecto son los proyectos multianuales —llamados así porque involucran contratos para

bloques de territorio donde un solo contratista podrá llevar a cabo el conjunto de actividades de explotación petrolera—, cuya duración es de muchos años, en los que las empresas privadas sustituyen la actividad de Pemex. Empero, el Artículo 27 de la Constitución, párrafo sexto, establece que la nación llevará a cabo la “explotación” de los carburos de hidrógeno de acuerdo a como lo establezca la ley reglamentaria respectiva; y esta última confirma (artículo 4) que la exploración y explotación serán realizadas por Pemex.

Es indudable que en todo este proceso Pemex se encuentra presionada por la comunidad petrolera internacional, como evidencian los puntos de vista de George Baker, un consultor petrolero de Texas, viejo conocedor de la industria petrolera mexicana, que dirige la empresa *energía.com* y es un fuerte crítico del funcionamiento actual de la paraestatal. Al preguntarle en qué está cambiando Pemex para adoptar las prácticas globales, menciona en primer lugar al sistema de concesiones o arrendamiento, sobre el que dice:

La mayoría de los países han adoptado un sistema de tipo arrendatario o un sistema de concesiones como medio para proporcionar tanto incentivos económicos como garantías legales a los inversionistas —que pueden no ver su primer barril en ocho o 10 años—. Pemex está desarrollando modelos de contratos que consideran plazos de 30 años con derechos exclusivos de exploración y producción (“Pemex y sus excepciones”, *Letras Libres*, abril de 2010).

En segundo lugar se refiere a las reglas de adquisición acordes con la incertidumbre inherente en las operaciones de la industria petrolera, sobre las que dice:

El artículo 51 de la Ley Administrativa de Pemex de 2008 otorga al consejo directivo la autoridad para conformar modelos de adquisición que reflejen los mejores estándares de la industria. El consejo lanzó nuevas reglas de adquisición el 6 de enero de 2010 y nuevos modelos de contrato que reflejan el desarrollo de estas reglas (ídem).

En tercero menciona las remuneraciones basadas en resultados, sobre las que afirma:

Cualquier sistema que recompense a una compañía petrolera con base en los resultados obtenidos muy probablemente será considerado competitivo, siempre y cuando no inter vengan otros factores. La idea de que Pemex necesita “acceso” a la tecnología de las compañías petroleras internacionales es una fantasía; no obstante, la remuneración al estilo de dichas compañías, basada en una comisión por índice de volumen, podría atraer inversiones de largo plazo (ídem).

Finalmente, concluye: “No es que Pemex necesite ‘abrirse’, sino que la narrativa petrolera del país —con todas sus cláusulas subordinadas— necesita replantearse en torno a los estándares de las prácticas globales” (ídem).

A finales de febrero de 2011 la Suprema Corte de Justicia de la Nación resolvió a favor de Pemex en materia de validez de los contratos incentivados, de modo que esta empresa informó su decisión de abrir tres campos maduros en el estado de Tabasco

(Santiago, Magallanes y Carrizo), lo cual no coincide con lo que había expresado casi un año antes Pemex, Exploración y Producción respecto a iniciar con campos ubicados preponderantemente en Tamaulipas y Veracruz. Asimismo, hay más de estos campos en aguas someras del Golfo de México. En conjunto, podrían producir entre 200 y 400 mil barriles de petróleo diarios, lo que representaría entre 8 y 16% de la producción nacional, que en este momento es de dos millones 550 mil barriles diarios. Empero, dependiendo del criterio, con el tiempo se podría considerar como maduro el yacimiento de Cantarell, cuya producción ha declinado de dos millones 125 mil barriles promedio diario en 2004, a menos de 500 mil barriles diarios en la actualidad, lo que quiere decir que ya maduró, aunque sin estar abandonado. Y sólo con esta agregación, se pasaría de entre 8 y 16% a entre 27 y 35% de la producción nacional.

Algo similar podría hacerse, en su momento, con otros campos, sin descartar Ku-Maloob-Zaap, que en este 2011 o en 2012 entrará en fase de declinación. ¿Cuánto tiempo tiene que pasar para que se le considere campo maduro? Desde el punto de vista legal, la respuesta no puede ser precisa. Y es en aspectos como éste en los que consiste la reforma energética: un ejercicio necesario para el desarrollo de la industria petrolera pero desafortunadamente sujeto a interpretación y manipulación.

Por supuesto, en su momento vendrá la exploración y explotación en aguas profundas del Golfo de México. A Chicontepec ni siquiera vale la pena mencionarlo porque los apenas 47 mil barriles diarios que produce corren ya por cuenta de seis empresas contratistas: Ica Flour, Schlumberger Inc., Watherford International LTD, Halliburton Corporation, Baker Hughes Inc. y Tecpetrol.

La transición hacia la iniciativa privada seguramente será progresiva, como ha sido la de la generación de energía eléctrica, a partir de la modificación de la legislación en la materia (principios de los años noventa), con lo que ha ido saliendo paulatinamente la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de dicha actividad. Hoy día la generación de sus centrales es responsable de apenas un poco más de la mitad nacional, aunque tiene capacidad instalada para producir alrededor de tres cuartas partes.

Aguas profundas

El 24 de junio de 2010 el director general de Pemex declaró, ante las comisiones de energéticos de las Cámaras de Diputados y Senadores, que la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas dejaba de ser prioridad para la entidad, y que a partir de ese momento Pemex se centraría en la explotación de campos maduros, lo mismo en tierra firme que en aguas someras. Las razones evidentes, aunque no las explicitó el director, eran las siguientes:

- Los malos resultados obtenidos hasta ese momento en la exploración en aguas profundas. De acuerdo con cálculos del gobierno federal, el valor bruto del proyecto, a 30 años, es de entre 850 mil y un billón 500 mil millones de dólares, de los que hasta mediados de 2010 se habían invertido unos dos mil millones con el fin de perforar 14 pozos: Catamat-1, Chelem-1, Chuctaj-201, Etbakel-1, Holok-1, Kabilli-1, Labay-1, Lakach-1, Llaíl-1, Leek-1, Nab-1, Noxal-1, Tamha-1 y Tamil-1.

De éstos, sólo se habían logrado cuantificar reservas en Lakach-1, no de crudo, sino de gas: 308 mil millones de pies cúbicos. Esto es extraño si se toma en cuenta que, de acuerdo con el diagnóstico de la industria petrolera elaborada por Sener en abril de 2008 para negociar la reforma energética, las aguas profundas albergan reservas totales de hidrocarburos de aproximadamente 29.5 miles de millones de barriles.

- La no aceptación por parte del Senado de la República de la intención de Sener de incluir en la reforma energética la figura de contratos de riesgo, con los que las empresas petroleras internacionales habrían aceptado explorar y producir en regiones no asequibles para Pemex del Golfo de México, tal como hacen en otras partes del mundo, lo que obligaba al gobierno federal y a Pemex a buscar alternativas de negocios, particularmente vía contratos incentivados.
- La estrategia energética del presidente de Estados Unidos, Barack Obama, presentada a su país desde su campaña a la presidencia, y que consiste en la reorientación del consumo hacia energías renovables y, por supuesto, hacia la conservación del medio ambiente.
- El efecto del derrame petrolero de la plataforma Deepwater Horizon, ocurrido en abril de 2010 en la parte norte de la zona del Golfo de México, que corresponde a Estados Unidos, y que la empresa petrolera encargada, British Petroleum, no había podido resolver hasta julio de 2010. Esto devolvió vigencia a la controversia de intereses entre los Estados nacionales y las empresas transnacionales, contemplada por múltiples autores, entre ellos Nayyar (2000), y mostró la intención del presidente Obama de prorrogar la moratoria de seis meses impuesta a partir de dicho derrame a los trabajos de las petroleras en profundidades marítimas mayores a 152.5 metros. Con esto se enfrentó a la negativa de la Corte Federal de Apelaciones para el Quinto Circuito en Nueva Orleans, que a mediados de 2010 falló a favor de las empresas.

El único proyecto en aguas profundas al que se refiere Pemex en su página electrónica, es el de Lakach, que se ubica en el área denominada Coatzacoalcos Profundo, cuyo potencial, confirmado por Pemex Exploración y Producción (PEP) en 2006, se ubica en un área con un tirante de agua de 988 metros y se encuentra en fase de ingeniería de proyecto, aunque sólo se reportan reservas de gas, como ya se explicitó. Para el periodo 2011-2025 se prevé una inversión en éste de aproximadamente 17 mil 200 millones de pesos.

En el marco del cuarto Congreso Nacional de Ingeniería, celebrado entre el 3 y 5 de mayo de 2010 y reportado por los medios, el director de PEP manifestó que en octubre de 2010 Pemex recibiría un equipo con capacidad de perforación de hasta 10 mil pies de profundidad, el cual utilizaría para el área de Perdido, donde ya se hacen trabajos del lado estadounidense del Golfo de México. Perforar cada uno de estos pozos cuesta a Pemex 100 millones de dólares, con fines meramente exploratorios y, en caso de haber descubrimientos de crudo, arrancarían la extracción en un plazo estimado de entre cinco a siete años. El proyecto considera la perforación por parte de la

entidad de 10 pozos en aguas profundas por año, independientes de los que se lleven a cabo mediante contratos incentivados. Asimismo, aclaró que las empresas privadas tendrán que esperar antes de hacer trabajos en la zona, debido a que la entidad planea efectuar más perforaciones para mejorar su conocimiento de la misma y poder llegar a acuerdos relevantes para ambas partes.

El director de PEP agregó: “Hay descubrimientos del lado de Norteamérica que nos alientan y bajan bastante el riesgo del proyecto; vamos ahora con el equipo que tenemos con Pemex y eventualmente tendremos los contratos (incentivados) para echarlos a andar en ese momento”. Precisó que todos los contratos son de arrendamiento por cinco años, con un costo de entre 300 y 500 mil dólares por día, con tendencia a bajar, pero no tanto como en aguas someras, donde el valor es de 200 mil dólares en promedio. De igual manera dijo que Pemex planeaba la delimitación de Tamil, pozo ubicado donde inicia la parte profunda de la porción de Campeche del Golfo de México, en un tirante de agua de 673 metros, y que éste podría convertirse en su primer proyecto desarrollado en aguas profundas. De ser exitoso, dicho proyecto permitiría a Pemex tomar, meses después, una decisión final sobre el papel de la inversión privada en el mismo, y por tanto en aguas profundas, y el pozo podría empezar a producir entre 2015 y 2016.

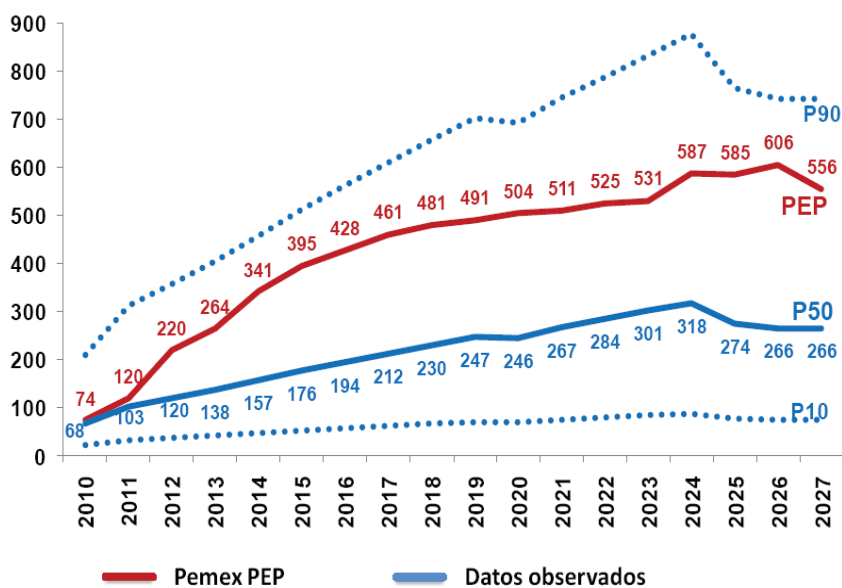
Como se observa, las reservas petroleras del país en aguas profundas del Golfo de México no se han logrado ubicar, hasta el momento, en los hoyos de dona oriental (área de Perdido, frente a las costas de Tamaulipas) u occidental (área común al norte de la Península de Yucatán, el sur del estado de Nueva Orleans y el occidente de la isla de Cuba). Las ya descubiertas se encuentran en la parte sur del Golfo, frente a las costas de Campeche, a menos de mil metros de profundidad, y hasta donde se sabe no contienen petróleo sino gas. Esto se combina con los hallazgos de los pozos Tsimin y Ayatsil, en aguas superficiales de la misma área, con los que la entidad busca compensar, en el corto plazo, parte del declive de Cantarell, que inició en 2004, y de KMZ, que se espera inicie en 2011 ó 2012.

Aceite terciario del Golfo (Chicontepec)

En tan sólo tres años, de 2007 a 2009, Pemex invirtió más de 50 mil millones de pesos para el desarrollo del proyecto Chicontepec (www.cnh.gob.mx), integrado por 29 campos dispersos a lo largo de 3,875 kilómetros cuadrados en la parte norte de los estados de Veracruz y Puebla. Si se parte del hecho de que todavía en 2009 su producción promedio era insignificante, 29 MBD equivalentes o 1% del total nacional, y que dados los costos de extracción la parte recuperable de sus reservas es todavía muy baja (sus reservas probadas representan apenas 9.7% del total del país), es poco probable que la cuenca empiece a generar flujos de efectivo antes de 2016. Esto ha obligado a diferentes observadores a cuestionar su futuro, lo que concomitantemente coloca en una posición endeble a la industria petrolera en su conjunto, ya que si se toman en cuenta las reservas totales del país —probadas, probables y posibles— la cuenca contiene 45% de ellas (Pemex, *Anuario estadístico 2010*, www.pemex.com.mx).

La CNH determinó en un estudio sobre el proyecto, publicado a mediados de 2010 (www.cnh.gov.mx), que se necesitaría un precio promedio mínimo de mercado de unos 41 D/B para que el proyecto fuera rentable, con una variación en las subregiones de más o menos 10 D/B. En los cálculos de la gráfica 1 se observa el comportamiento estimado de la producción de la cuenca entre 2010 y 2027 a partir de diferentes hipótesis de precios. Dicha producción llegaría a su punto máximo en la prospectiva de PEP (línea sólida superior) en 2026 (606 MBD) y en la de la CNH (línea sólida inferior) en 2024 (202 MBD), con un precio promedio real constante de 50 D/B. Asimismo, de acuerdo con la primera fuente, la producción se ubicaría, en 2017, en 461 MBD y, de acuerdo con la segunda, en 212 MBD, muy abajo de los 500 MBD estimados para el mismo año por Sener (2008: 54).

Gráfica 1
Curvas de producción del proyecto ATG estimadas por Pemex PEP y la CNH con diferentes precios del barril de crudo (Miles de barriles diarios y dólares por barril)



Fuente: CNH. www.cnh.gov.mx

Empero, si el precio promedio del crudo se ubicara en 90 D/B, sería factible alcanzar la meta de Sener en 2017, e incluso seguir aumentando la producción hasta llegar a un máximo de 900 MBD en 2024. Este precio, que ya en abril de 2011 es factible, lo fue también entre 2005 y 2008, debido al auge de la economía mundial y al consecuente incremento de la demanda internacional de crudo, que condujo a la duplicación del precio promedio del crudo mexicano de exportación: de 42.71 D/B en 2005 a 84.38 D/B

en 2008, con un límite superior de 120.25 D/B en julio de 2008. Y precisamente cuando se estaba escribiendo el diagnóstico de Sener, el precio crecía a una tasa anual de entre 50 y 70%.

El informe de la CNH evidencia también el hecho de que, para llegar a la producción máxima de 600 MBD, programada por la Sener para 2017 y sobre la que la SHCP negociaría los recursos a recibir por Pemex, la entidad debería perforar en promedio mil pozos por año. En 2009, gracias al apoyo a la inversión por parte de la reforma energética acordada el año previo, dicho número fue de 1,303 pozos, casi todos de desarrollo. Pero los resultados durante 2010 en materia de producción fueron decepcionantes: de los 2,579 pozos perforados en la zona, 1,112 no producían nada, y del resto se extrajeron 41 MBD, con una producción promedio por pozo de 28 BD, sin duda una de las más bajas del país. En abril de 2011 las cosas prácticamente no han cambiado: la producción se ubicó en 47 MBD (CNH, 2011) y la evaluación de la Unidad de Evaluación y Control de la Cámara de Diputados, con base en el Informe de Resultados de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2009, estableció que los costos de explotación en dicho año habían sido muy elevados y que las únicas que habían ganado eran las seis empresas transnacionales contratadas para perforar 1,150 pozos en ese año. La respuesta de PEP frente a estos problemas fue ajustar a la baja los planes de perforación para los años subsecuentes, y manifestar que, sobre la base de contratos incentivados, buscaría asignar, a nivel nacional, hasta 14 proyectos a empresas privadas, de los que varios se ubicarían en Chicontepec.

De acuerdo con una evaluación de la empresa certificadora de reservas petroleras Ryder Scott, solicitada por el propio Pemex y concluida a mediados de 2010, hay una reducción posiblemente de 17% en las reservas explotables comercialmente de la cuenca (reservas probadas) debido al encarecimiento y a la mayor dificultad que implica la extracción de hidrocarburos en pozos con rápida pérdida de presión. Esta debilidad de Chicontepec se ha ido conociendo a medida que se han intensificado los trabajos en la zona, y demanda la aplicación de técnicas de recuperación de crudo adherido a la roca más costosas que las convencionales. Las consecuencias predecibles son no sólo que se encarecerá el proyecto, sino que se afectarán las expectativas de las empresas privadas prestadoras de servicios. Asimismo, no se cumplirán las metas de producción multianuales y por tanto ya no será posible obtener flujos de efectivo del área a partir de 2016, como se tenía previsto. Como consecuencia, las presiones de la sociedad por la cancelación del proyecto seguirán aumentando.

Nueva refinería

La construcción de una nueva refinería, que permitiera reducir la dependencia de las gasolinas y otros carburantes importados, se decidió a inicios de la administración de Calderón y se dio a conocer en el *Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012*, presentado públicamente en julio de 2007 (www.presidencia.gob.mx). Ahí se le presentó como un nuevo tren de refinación con capacidad para procesar 300 MBD de crudo pesado, en el que se incluiría la conversión a residuales mediante coquización

retardada. Respecto a los tiempos de la obra, se dijo que el inicio sería en 2009, la conclusión en 2015. La inversión total se estableció en 95.2 miles de millones de pesos, que al tipo de cambio de entonces equivalían a nueve mil millones de dólares.

La reforma energética incluyó, desde el diagnóstico de la Sener, la necesidad de que dicha refinería fuera parte del paquete. Desafortunadamente la dependencia partió de la premisa de que el Congreso autorizaría que su edificación se llevara a cabo con inversión privada. Al no darse esto, Pemex determinó, mediante concurso entre un tercio de los estados de la República, representados por sus gobernadores, que dicho proyecto se llevara a cabo en Tula, Hidalgo, y que tendría el nombre de “Refinería del Bicentenario”. La decisión se tomó en virtud de los menores costos de producción que garantizaba esta localización, apoyados en las economías de escala que se generarían a partir de la ya existente refinería de Tula.

A partir de ese momento las cosas se dificultaron. En primer lugar, diversos medios filtraron la idea de que existía capacidad de refinación ociosa en el mundo, particularmente en la costa este de Estados Unidos, y que mucha de ésta se podía adquirir a precios de desecho, por lo que si Pemex compraba una refinería en dicha área, se ahorraría alrededor de 72% del costo planeado del proyecto Bicentenario, es decir unos 6,500 millones de dólares. En segundo lugar, ya avanzado 2010 se anunció que la capacidad de procesamiento de la refinería en proyecto podría ser de menos de 300 MBD. Y en tercero, se dijo que, para no volverse a equivocar como había sucedido en el pasado con otros proyectos públicos, la fase de planeación sería particularmente cuidadosa, de modo que el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) entregaría la primera fase de la ingeniería conceptual, que consiste en la ubicación de las 11 plantas que forman parte del complejo, en septiembre de 2010. Simultáneamente se dijo que ya se trabajaba en la identificación y selección de los proveedores de las tecnologías relevantes para cada planta, con el fin de que posteriormente se llevaran a cabo las licitaciones correspondientes, y se adelantaron los nombres, para la primera fase, de Kellogs de Estados Unidos, Saipem de Italia, Samsung de Corea, e ICA Fluor Daniel de coinversión México-estadounidense. Asimismo, se propagó la idea de que, dada la experiencia de la India en materia de edificación de refinerías, podría ser una empresa de ese país, Reliance Industries, la principal beneficiaria del proyecto. Pemex lo negó.

Las fechas concluyentes las dio a conocer el director general de Pemex en su comparecencia ante las comisiones de energéticos de las Cámaras de Senadores y de Diputados, el 24 de junio de 2010. Dijo que pese a los problemas respecto a la disponibilidad de los terrenos y a la eventual existencia de vestigios precolombinos en el área de edificación, la licitación se llevaría a cabo en el primer trimestre de 2012.

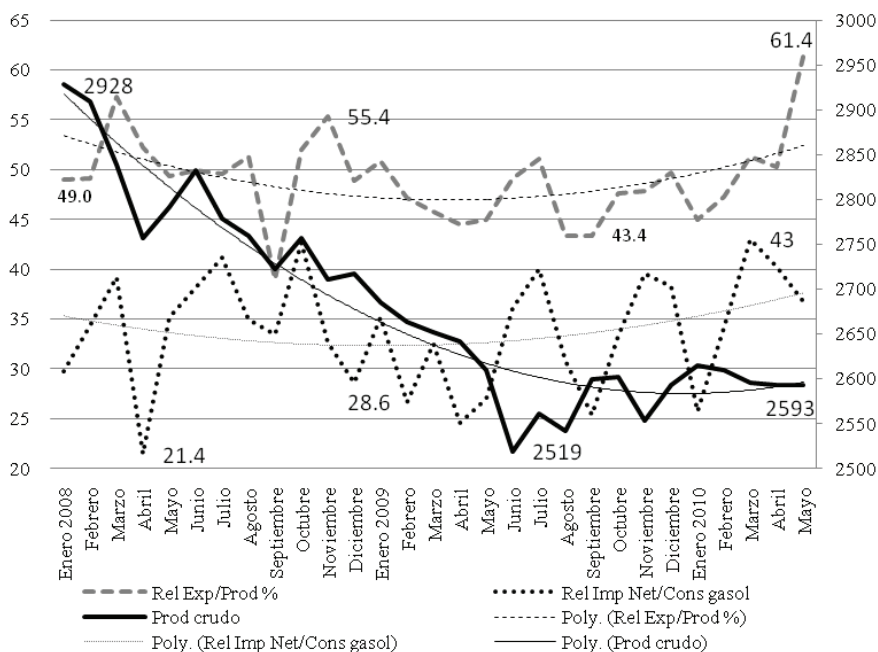
Si se toma en cuenta que el proyecto original, expresado en el *Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012*, considera un periodo de seis años entre el inicio del proyecto y la conclusión de éste, es de esperarse que, si no se presentan contingencias en el corto y mediano plazos, la Refinería Bicentenario habrá de terminarse no antes de 2017.

A lo anterior hay que agregar los siguientes problemas:

La relación importaciones netas/consumo de gasolinas de México ha retomado su ascenso a partir de abril de 2009, oscilando entre 25 y 43%, y podría llegar a niveles más altos en 2017 si no se ponen en operación políticas de sustitución energética, sobre todo a partir de biocombustibles y de apoyo a la comercialización de automóviles híbridos, lo que además mejoraría el medio ambiente.

La relación exportaciones/producción de crudo también ha aumentado a partir de agosto de 2009, no obstante el descenso desde 2004 en la producción de crudo, que sólo se revirtió ligeramente a partir de mediados del mismo año, como se deduce de la gráfica 2.

Gráfica 2
Prod. Crudo (MBD) y relaciones exp./prod. crudo
e imp. netas/cons. gasolinas



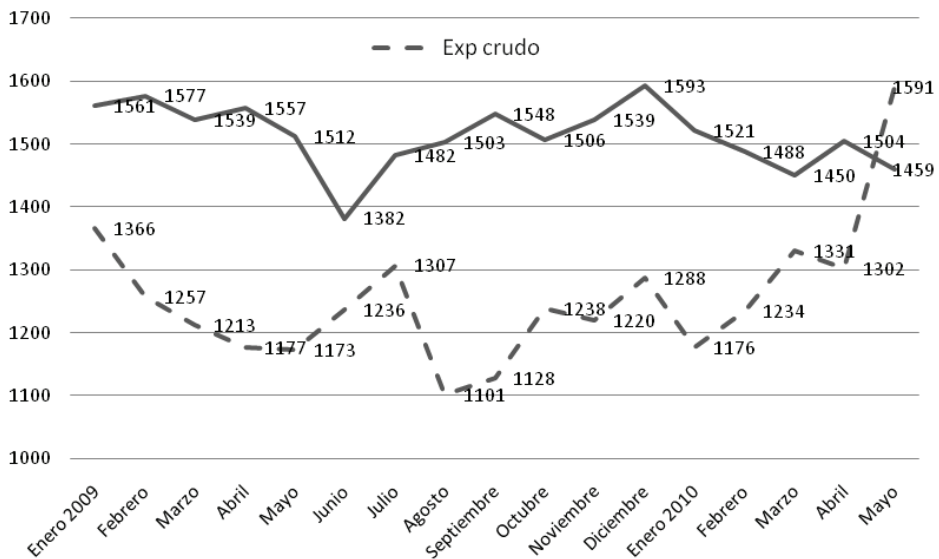
Fuente: elaborada con base en Pemex, *Indicadores*, www.pemex.com.mx

A pesar de la reconfiguración de las refinerías de Caderyta y Ciudad Madero, en el norte de México, para que consuman crudo pesado —el que más abunda en México— y que ya debería haberse terminado la de Minatitlán, Pemex envía hoy día menos crudo a refinación del que enviaba hace seis años y, como se muestra en la gráfica 3, entre enero y mayo de 2010: mientras las exportaciones de crudo aumentan, la producción de refinados baja.

Lo anterior sugiere que interesa más al gobierno federal exportar petróleo crudo que enviarlo a refinación, ya que eso le genera divisas inmediatas. Finalmente, como las utilidades de las refinerías son bajas, los faltantes de refinados se adquieren del exterior y no se tienen que invertir los nueve mil millones de dólares que costará la Refinería Bicentenario.

El precio de los combustibles ha sido sometido a un alza constante desde finales de 2009, lo que además de reforzar las finanzas de Pemex y del gobierno federal, sugiere la intención de controlar el crecimiento en el consumo de estos productos a partir de mediados de 2009; empero, el Ejecutivo federal decidió en junio de 2010 que a partir de 2011 los compradores de automóviles nuevos quedarían exentos del pago de tenencia si el valor del automóvil es de hasta 250 mil pesos. Aquí, los posibles beneficios de la política de precios del sector energético se anulan a través de la política recaudatoria, que de paso afecta los principios ecológicos de la reforma energética, ya que se fomenta el uso del automóvil sin discriminación de su tamaño y eficiencia.

Gráfica 3
Exportaciones de crudo y producción de refinados
(MBD) Enero 2009-mayo 2010



Fuente: elaborada con base en Pemex, *Indicadores*, www.pemex.com.mx

Acuerdos internacionales

El acuerdo al que llegaron las autoridades de México y Estados Unidos en junio de 2010 para aplazar por tres años más, a partir del 1 de enero de 2011, la fecha de inicio de exploración y explotación de los pozos transfronterizos situados en la parte del polígono occidental del Golfo de México, en el área de Perdido, da a Pemex un respiro inesperado, que se deriva en gran medida de la situación que generó el derrame de Deepwater Horizon. Con esto se aplaza la explotación de la entidad en aguas profundas, a pesar de que la reforma energética establecía, en su ámbito internacional, el cumplimiento de los acuerdos suscritos entre ambos países en materia de exploración en aguas transfronterizas, no obstante reconocerse que la entidad no cuenta con tecnología para extraer los recursos energéticos en tirantes de agua de más de 1,500 metros.

Resta ahora conseguir un acuerdo similar para el polígono oriental, que también involucra a Cuba, y en el cual se deben delimitar las fronteras marítimas. Cabe recordar que, a pesar de los problemas de explotación de Estados Unidos en aguas profundas, un millón de BD de su producción sale de su costa en el Golfo de México. Así que Pemex tiene que realizar un esfuerzo mayúsculo para contar con tecnología relevante, propia o alquilada para que cuando se inicie la exploración no tenga que someterse a las condiciones de las empresas que dominan las actividades petroleras marítimas.

Conclusiones

Es evidente que la parte sustancial de la reforma energética sigue sin instrumentarse y que, dadas las evidencias aquí presentadas, es muy difícil que esto suceda antes de que termine el presente sexenio, con la excepción de la raquítica producción de Chicontepec y del otorgamiento de algunos contratos incentivados en tierra firme y posiblemente en aguas someras, partiendo del concepto de “campos maduros”. Esto coloca a México en una situación muy endeble, ya que se seguirá prorrogando el impulso a la incorporación de nuevas reservas, el aumento de la producción de hidrocarburos y la transformación de éstos en productos petrolíferos. Aunque la falta de entendimiento respecto al alcance de los contratos entre Pemex y sus subsidiarias con las empresas privadas influye en esto, no es definitivo. Se necesitan también voluntad política y cumplimiento del *Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012*, que se concibió para reactivar a la industria y a otras actividades, y con ello a la economía. Por otra parte, es predecible que el concepto de “campos maduros” se vaya cambiando con el tiempo para flexibilizar la participación privada en la industria, aunque ni con ésa ni con otras medidas parece viable el proyecto Chicontepec, con lo que queda destinado a posponer sus metas sistemáticamente y a infligir altos costos económicos a Pemex y a los contribuyentes.

Referencias bibliográficas

- Baker, George (2010). “Pemex y sus excepciones”, *Letras Libres*, abril. México.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2009). *Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos*. México: CNH. // cnh.gob.mx
- (2009 y 2010). *Indicadores mensuales*. México: CNH. // cnh.gob.mx
- Diario Oficial de la Federación (DOF) (2008-2011). “Diferentes leyes”. México. www.dof.gob.mx
- Nayyar, D. (2000). *Globalization and Development Strategies*, High-level Round Table on Trade and Development: Directions for the Twenty-first Century, UNCTAD X, Bangkok, febrero 2000.
- Petróleos Mexicanos (Pemex). *Diferentes documentos y estadísticas*. México: Pemex. www.pemex.com.mx
- Presidencia de la República (2007). *Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012*. México: Presidencia de la República. www.presidencia.gob.mx
- (2009). *Diez puntos para la transformación de México*, mensaje a la nación, 1 de septiembre. México: Presidencia de la República. www.presidencia.gob.mx
- Secretaría de Energía (Sener). *Diferentes documentos y estadísticas*. México: Sener. www.sener.gob.mx

Fecha de recepción: Abril 09, 2011

Fecha de aceptación: Mayo 25, 2011