

EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO DE ESTADOS UNIDOS A MÉXICO

ADRIÁN LAJOUS*

EL CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN y la ampliación de las reservas y de los recursos de petróleo y gas natural en Estados Unidos, así como sus crecientes exportaciones de productos petrolíferos y los excedentes de crudos extraligeros y condensados, han estimulado la discusión pública en ese país sobre la conveniencia de eliminar restricciones y prohibiciones a la exportación. Algunas leyes federales y el régimen regulatorio que de ellas se derivan están siendo cuestionadas, particularmente en lo que toca al gas natural y al petróleo crudo. Desde una perspectiva mexicana, los balances actuales y proyectados de hidrocarburos para el decenio actual exigen un flujo garantizado y sin trabas de productos petrolíferos y de gas natural de Estados Unidos a México. Su continuidad se ha convertido en un asunto de seguridad nacional para México. Los excedentes previstos en la costa estadounidense del Golfo de México y precios relativamente bajos respecto a otros mercados hacen que esta fuente constituya la mejor opción económica para el suministro externo del país. Una corta y eficiente cadena logística ofrece también ventajas importantes. Además, el intercambio de crudo entre los dos países podría contribuir a optimizar la carga de insumos de sus refinerías, dadas sus respectivas configuraciones y las estructuras de la demanda interna en cada país.

* El autor desea agradecer los comentarios de Francisco Flores Macías, Pedro Haas y Felipe Luna a una versión preliminar de este artículo. Desde luego, todas las opiniones y errores son de su exclusiva responsabilidad.

Es imperativo que en México se conozca mejor la compleja arquitectura de las leyes federales y del régimen regulatorio que gobiernan la exportación de petróleo crudo, gas natural y productos petrolíferos en Estados Unidos. Su interés más general se debe al efecto que cambios legislativos y regulatorios puedan tener sobre las condiciones de los mercados del Golfo, que sirven de referencia obligada a la formación de precios internos y de exportación en México, y otros más específicos, como la seguridad de suministro mediante exportaciones a este país de productos petrolíferos y gas natural, la posibilidad de realizar importaciones e intercambios de petróleo crudo y condensados, al igual que la construcción de oleoductos, poliductos y gasoductos transfronterizos.

La situación actual y la probable evolución de los mercados de hidrocarburos en México tienen que ser analizadas en el contexto más amplio de Norteamérica. El dinamismo y el cambio estructural de la industria petrolera y gasera de esta región plantean complejos problemas y retos a la industria mexicana, pero también múltiples oportunidades abiertas por nuevas formas de integración y por la liberalización de los mercados de hidrocarburos que habrá de alentar la reforma energética en México. La complementariedad energética de los tres países ofrece ventajas importantes que deben ser aprovechadas. Sin embargo, el punto de partida obligado es una visión realista de las principales tendencias a corto y mediano plazos de la industria petrolera mexicana, que permitiría identificar dichas oportunidades, pero también posibles divergencias de intereses entre Canadá, Estados Unidos y México.

Este artículo tiene cuatro apartados. El primero se refiere a la evolución reciente de los mercados de hidrocarburos en Estados Unidos y Canadá, así como su posible desenvolvimiento en los próximos años. El segundo aborda la legislación y la regulación del comercio exterior de hidrocarburos y su comercio exterior en Estados Unidos. El tercero profundiza en el análisis de los mercados mexicanos de petróleo y gas, así como de su comercio exterior. Finalmente se ofrece una propuesta de importación de crudos extraligeros de Estados Unidos, que podría contribuir a la optimización del sistema de refinación de México y a dar salida a

un volumen relativamente pequeño del creciente excedente de crudos extraligeros en la costa del Golfo.

MERCADOS DE HIDROCARBUROS DEL GOLFO DE MÉXICO

A corto plazo, las refinerías de la costa estadounidense del Golfo serán inundadas por petróleo crudo para el que no fueron diseñadas. Las de mayor tamaño están preparadas para procesar crudos pesados de México, Venezuela y Arabia Saudita, principalmente. En el medio oeste de Estados Unidos se han reconfigurado refinerías con objeto de procesar un mayor volumen de crudo pesado canadiense, al igual que en otros mercados regionales. En cambio, a partir de 2009, el incremento neto de la producción estadounidense ha sido de crudo extraligero. Aumentó también la producción de condensados que se agregan al crudo, lo que aligera aún más la carga disponible para sus refinerías. En 2012 y 2013 la expansión anual fue de un millón de barriles diarios (mmbd), y se prevé una expansión similar en 2014. Para 2015 el incremento proyectado es de 800 000 barriles diarios (mbd).¹

A más largo plazo, la Energy Information Administration (EIA) del gobierno estadounidense proyecta que la producción seguirá en ascenso hasta 2019, cuando menos. A partir de una producción de crudo y condensados de 6.5 mmbd en 2012, ésta se elevaría a 9.6 mmbd en 2019.² Hay desde luego proyecciones más optimistas que sostienen un crecimiento sustancial para 2024. Más difícil resulta pronosticar la producción de crudo pesado canadiense, la cual es particularmente sensible al precio del crudo, dado su alto costo, y a la capacidad de oleoductos y de la red ferroviaria para llevarlo a sus mercados. Las proyecciones de la Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) asumen que la producción de crudo pesado aumentará de 1.7 a 3.5 mmbd entre 2012 y 2020, y que para

¹ EIA, "Short-Term Energy Outlook", enero de 2014, en <http://www.eia.gov/forecasts/steo/>

² EIA, *Annual Energy Outlook*, 2014, en <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/index.cfm>

2030 el volumen producido superará los 6 mmbd.³ De darse estas previsiones, las exportaciones mexicanas serán desplazadas, a corto plazo, por crudo ligero y extraligero estadounidense, y a mediano y más largo plazos enfrentarán una fortísima competencia en los mercados de crudo pesado del Golfo de México.

Las reservas de petróleo y gas natural de Estados Unidos permitirán elevar sustancialmente los actuales niveles de producción. En el caso del petróleo, su ritmo de crecimiento –tanto en términos absolutos como porcentuales– comenzará a declinar a partir de 2015.⁴ Se ha gestado un fuerte debate sobre la trayectoria que seguirá la producción a partir de entonces. Los más optimistas tienden a extrapolar, por un buen número de años, la expansión reciente. Sin embargo, hay también voces calificadas que plantean una postura más cauta respecto a las perspectivas de extracción de recursos no convencionales en dicho país y, de manera más general, respecto a los balances globales de petróleo. Si bien la dinámica de la industria apoya el optimismo de muchos, conviene tomar con cierto escepticismo los pronósticos más agresivos. En cuanto al gas natural, la perspectiva es aún más optimista. Entre 2006 y 2012, el crecimiento extraordinario de las reservas probadas de este hidrocarburo en Estados Unidos –a una tasa media anual de cerca de 8%– dan un amplio sustento a una mayor producción. A su vez, cambios tecnológicos recientes permitirán perforar con mayor precisión y aumentar factores de recuperación. En el corto plazo, el factor limitante de la producción ha sido el bajo nivel de precios del gas natural, así como la caída de la perforación en campos de gas seco que éste ocasiona. Sin embargo, dicha restricción se relajará en la medida en que aumente el ritmo de crecimiento de la demanda. Es muy probable que ello suceda gracias al incremento conjunto de la demanda interna, las exportaciones de gas natural licuado (GNL) y las exportaciones de gas a México.⁵

³ CAPP, “Crude Oil Forecast, Markets and Transportation”, junio de 2013, en <http://www.capp.ca/forecast/Pages/default.aspx>

⁴ EIA, *Annual Energy Outlook*, 2014.

⁵ Citi Research, *The New American (Gas) Century*, 30 de enero de 2014, en <https://ir.citi.com/1EoEFUHLi1fJORERBNDEJ%2FAoEAjumo%2B1bYN7i77b7vE3Rrya38hVPQ%3D%3D>

Todo apunta a que Estados Unidos se convertirá en un exportador neto de gas natural antes del final de este decenio.⁶

Uno de los efectos de la prohibición de exportaciones de petróleo crudo ha sido el rápido incremento de la elaboración de productos petrolíferos terminados e intermedios, que pueden exportarse sin necesidad de autorización federal específica. En 2013, las exportaciones de productos ascendieron a 3.4 mmbd y el principal país de destino, por mucho, fue México, donde además se concentraron los de mayor valor. Las refinerías estadounidenses incrementaron la utilización de su capacidad y sus márgenes, y las que más se han beneficiado son las que se ubican tierra adentro, que obtienen crudos a precios descontados, dadas las restricciones logísticas imperantes, y que reciben por sus productos precios formados en el mercado internacional. La saturación de crudos extraligeros y condensados de las refinerías del Golfo obliga a adoptar medidas que les permita aumentar económicamente el volumen procesado a corto plazo e identificar alternativas a mediano plazo. Centros de refinación como el de Corpus Christi, y próximamente otros, almacenan estos crudos en sus terminales marítimas, desde donde los transfieren a otras refinerías del Golfo, de la costa este y, más adelante, del Pacífico. No obstante, el margen de maniobra es pequeño y el volumen crece con rapidez. Estas condiciones plantean dilemas complejos a la industria de refinación en Estados Unidos. La alternativa a la exportación de petróleo crudo es la ampliación de la capacidad de refinación de crudos extraligeros dulces. El primer paso ha consistido en aumentar la capacidad de mezclado de éstos con crudos pesados importados. El segundo supone poner nuevamente en operación pequeñas refinerías simples que fueron cerradas hace algunos años por incosteables. En tercer lugar, puede construirse nueva capacidad de refinación específicamente diseñada para procesar crudos extraligeros. Finalmente, ha surgido la tentación de eludir la prohibición de las exportaciones, construyendo unidades de separación y de fraccionamiento (*splitters*) que modifican la estructura molecular de dichos crudos justo lo suficiente para convertirlos

⁶ EIA, *Annual Energy Outlook*, 2014.

en productos legalmente exportables. Estos cursos de acción tienen sus propios riesgos. Si eventualmente se autorizaran las exportaciones de crudo, los refinadores se quedarían con activos ineficientes, que no serían rentables.

La falta de infraestructura de transporte por ductos y las prohibiciones a la exportación de petróleo crudo ocasionaron fuertes desequilibrios en el mercado estadounidense, que se reflejan en la estructura de precios de petróleo en Estados Unidos y Canadá. Evidencias de la magnitud de los mismos son el que en 2011 y 2012 el precio promedio del Maya haya superado al del West Texas Intermediate (WTI), o las fuertes fluctuaciones del diferencial de precios entre el Light Louisiana Sweet (LLS) –un crudo producido en la costa– y el Brent del Mar del Norte, así como la aparición de contratos para llevar crudo del sur de Texas a California, por el Canal de Panamá. En un par de años las restricciones logísticas se reducirán de manera importante, lo que modificará los diferenciales de precios actuales. Sin embargo, de continuar la prohibición, es probable que se provoquen distorsiones adicionales, dada la magnitud de los recursos en juego. Es también de esperarse una mayor exportación de crudo a Canadá para la elaboración de productos destilados, parte de los cuales regresarían a Estados Unidos para ser reexportados. A corto plazo, la oferta excedente de crudos extraligeros y condensados tiende a restringir la utilización de la capacidad y, por tanto, la rentabilidad de algunas refinerías tierra adentro en Cushing, Oklahoma, así como en la costa del Golfo.

Cambios fundamentales en la geografía económica de la red de transporte de petróleo crudo en Estados Unidos y Canadá han acomodado y, en no pocas ocasiones, estrangulado su flujo. Se ha modificado la dirección, el volumen y la calidad del crudo y los medios utilizados. El ajuste de la red al aumento de la producción, así como a cambios en su origen ha sido más lento de lo esperado. Razones de carácter económico, regulatorio y político lo han obstaculizado. A su vez, estas restricciones se convirtieron en fuente de múltiples incertidumbres que afectaron el suministro oportuno de crudo al menor costo posible. El sistema logístico se había estructurado para llevar volúmenes crecientes de petróleo importado a la costa estadounidense del Golfo para de allí transportarlo

por oleoducto al centro de ese país y hasta la región de los Grandes Lagos. La costa este recibía, por su parte, crudos ligeros dulces de África, mientras que la costa occidental era abastecida con petróleo producido localmente y con el proveniente de Alaska. Al aumentar la producción en Dakota del Norte, y más adelante en el sur y el occidente de Texas, estos crudos fluyeron inicialmente al centro del país y, en ocasiones, a las costas este y occidental, que no estaban conectadas a la red nacional de oleoductos. Uno de los resultados fue el desplazamiento general de importaciones, en particular de crudos extraligeros.⁷

La logística de ductos quedó trastocada. En algunos casos se revirtió su dirección, en otros cambiaron los fluidos transportados –de gas a crudo, por ejemplo– y en otros más se amplió la capacidad de ductos existentes. Han sido relativamente pocos los ductos nuevos construidos en fechas recientes, dadas las crecientes dificultades para obtener derechos de vía y autorizaciones reguladas por entidades ambientales. La dinámica de los cambios y la incertidumbre asociada a éstos han hecho difícil estructurar compromisos de transporte por ducto a largo plazo –hasta por veinte años– entre productores, transportistas y compradores. La extensa red ferroviaria permitió ampliar la capacidad de carga y descarga a corto plazo, a la vez que mantenía opciones abiertas para dar a las partes una mayor diversificación geográfica en cuanto al destino del crudo y más flexibilidad ante condiciones de mercado cambiantes. La red ferroviaria fue complementada por el transporte en autotanques a las terminales de carga y por barcazas hasta las terminales finales de descarga. Estas ventajas compensaron a corto plazo el menor costo del transporte de oleoductos, así como el mayor riesgo del ferrocarril en materia de seguridad y de impacto ambiental.⁸

El incremento de los precios internacionales de petróleo crudo y su estabilización entre 2011 y 2013 han estado asociados a cambios sustanciales en los precios relativos de los principales crudos

⁷ Trisha Curtis, Matt Calderon, Ben Monalbano y Lucian Pugliaresi, *Pipelines, Trains and Trucks: Moving rising North American Oil Production to Market*, EPRINC, 21 de octubre de 2013, en <http://eprinc.org/wp-content/uploads/2013/10/EPRINC-PIPELINES-TRAINS-TRUCKS-OCT31.pdf>

⁸ *Loc. cit.*

comerciados, que sirven de referencia para la determinación de la estructura global de sus precios. Los dos principales precios de referencia en la cuenca del Atlántico –el WTI y el Brent– han revertido el signo tradicional de su relación y la distancia entre ellos se amplió de manera explosiva. El cuadro 1 esconde la volatilidad de enormes diferenciales al consignar promedios anuales. Así por ejemplo, en septiembre de 2011, el promedio mensual alcanzó un diferencial de 27.31 dólares por barril. A su vez, la relación de precios entre el WTI, un crudo cuyo precio es fijado tierra adentro, y los que se producen y comercian en la costa estadounidense del Golfo, también fluctuó y se amplió significativamente debido a restricciones logísticas ocasionadas por el desequilibrio entre la capacidad de producción de crudos no convencionales y la del sistema de transporte. Los problemas ocasionados por los rezagos en el desarrollo de la infraestructura logística se manifestaron en Cushing, Oklahoma, donde se fija el precio del WTI. Estos desequilibrios se agudizaron en el oeste de Canadá, dado que el incremento de la producción en arenas bituminosas de esa región no tuvo una salida adecuada –por oleoducto o por ferrocarril– a sus costas ni a los principales centros procesadores de crudo de Estados Unidos. En estas circunstancias, el diferencial de precios entre el Western Canada Select (wcs) y el WTI continuó aumentando hasta 2013. El diferencial del crudo canadiense respecto al Maya, de 24 dólares por barril en 2013, no deja de sorprender. Ahora bien, conforme se desarrollen los sistemas logísticos del petróleo crudo pesado en Canadá y Estados Unidos, y se logre reducir la brecha entre el crecimiento de la producción y la ampliación del sistema de transporte, los diferenciales de precios tenderán a reducirse. Sin embargo, las relaciones históricas de precios difícilmente se restablecerán.

Hay una creciente escasez temporal de crudos pesados amargos en el Golfo de México debido a la reducción de las exportaciones mexicanas y venezolanas a Estados Unidos. En 2013 el volumen total exportado por Venezuela a ese país descendió a 750 mbd y el de México a 770 mbd, aproximadamente.⁹ En el caso mexicano esto se

⁹ EIA, *U.S. Imports, by Country of Origin*, en http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_impcus_a2_nus_ep00_im0_mbb1_m.htm

debió a la baja de la producción y, más precisamente, al descenso de la exportación de crudo a ese país, que cayó a menos de la mitad del nivel alcanzado en 2004, así como por el desplazamiento que se registró en el mercado estadounidense de sus crudos ligeros y extraligeros. En cuanto a Venezuela, la baja de producción fue mucho menor, pero este país, por razones de carácter político y financiero, ha redirigido su comercio exterior a mercados asiáticos, dado que el deterioro de sus relaciones con Estados Unidos plantea riesgos políticos crecientes. Más todavía, China se ha convertido en una fuente de financiamiento estratégico para los venezolanos, mediante créditos sobre futuras entregas de crudo. En enero de 2014 el ministro de petróleo de ese país, Rafael Ramírez, declaró que Venezuela estaba exportando 1 mmbd a China y la India.¹⁰

CUADRO 1
Promedios anuales de precios y diferenciales
de precios de crudos seleccionados, 2009-2013
(dólares por barril)

	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Precios</i>					
Brent	61.74	79.61	111.26	111.63	108.64
WTI	61.95	79.48	94.88	94.05	97.91
Maya	55.36	70.23	98.36	96.66	96.82
wcs	52.14	65.30	77.97	73.17	72.77
<i>Diferenciales</i>					
Brent respecto a:					
WTI	-0.21	-0.13	16.38	17.58	10.73
Maya	6.38	9.38	12.90	11.97	11.82
wcs	9.60	14.31	33.29	38.46	35.87
WTI / Maya	6.59	9.25	-3.48	-5.61	1.09
Maya/ wcs	3.22	4.93	20.39	26.49	24.05

Nota: Brent, 38.3° API, Europa; WTI, 39.6° API, Cushing; wcs, 20.5° API, Alberta; Maya, 22.0° API, Golfo de México.

Fuentes: Bloomberg, Bank of Canada, EIA, Pemex.

¹⁰ "Venezuela Oil Sales to the U.S at 1985-Low Shows China Cost", *Bloomberg*, 31 de enero de 2014.

El 31 de enero de 2014 el Departamento de Estado de Estados Unidos dio a conocer la declaración final suplementaria de impacto ambiental del proyecto del oleoducto Keystone XL.¹¹ Concluido el proceso de revisión previo al permiso presidencial correspondiente, se pasará a determinar si este proyecto, de 5 400 millones de dólares en su trayecto estadounidense, responde al interés nacional estadounidense. De así considerarse, podrá otorgarse la autorización para construir, conectar, operar y mantener las instalaciones previstas en la frontera con Canadá. A partir del 5 de febrero de 2014 se abrió un periodo de consulta pública de treinta días. Posteriormente, y sin un plazo definido, el secretario de Estado deberá, en su caso, recomendar la autorización del Poder Ejecutivo.

Para México esta decisión es de importancia capital. De autorizarse el oleoducto, es muy probable que una buena parte de sus exportaciones de crudo pesado a Estados Unidos sean también desplazadas del mercado del Golfo de México. La empresa permisionaria, TransCanada, se ha comprometido a iniciar la exportación a Estados Unidos, hasta un máximo de 730 mbd, en un plazo de dos años a partir de que se otorguen los permisos finales. El proceso de autorización ha sido, hasta ahora, particularmente largo y tortuoso, y ha ocasionado una disputa política que desató intensas pasiones. En septiembre de 2008 se presentó la primera solicitud de autorización y en agosto de 2011 se publicó el primer informe de impacto ambiental. El borrador del informe final se dio a conocer en marzo de 2013 y hace poco apareció apropiadamente. En total han pasado más de cinco años, y este asunto aún está por resolverse. No obstante, hay diversas indicaciones de que la decisión podría darse antes del verano y una alta probabilidad de que sea positiva, dado el contenido del informe de impacto ambiental publicado. El secretario de Estado tiene la autoridad legal para aprobar y recomendar el otorgamiento del permiso presidencial a las instalaciones transfronterizas del Keystone XL. La lentitud, el patrón titubeante y la politización del proceso de decisiones

¹¹ U.S. State Department, *Final Supplemental Environmental Impact Statement, Executive Summary*, en <http://keystonepipeline-xl.state.gov/documents/organization/221135.pdf>

respecto a la autorización de este oleoducto han sido fuente de incertidumbre sustancial para muchos actores, con que afectan de manera particular las decisiones de inversión en campos de arenas bituminosas de Canadá, en refinerías estadounidenses y en la infraestructura logística de ambos países. Ha dañado la relación bilateral de estos dos importantes socios comerciales y resaltado la naturaleza asimétrica de las relaciones energéticas entre ellos. Tal incertidumbre ha incidido también en el rediseño de la política de comercio exterior de petróleo crudo mexicano.

Una de las conclusiones principales del informe citado es que es poco probable que dicho proyecto incremente significativamente, a lo largo de su vida, el ritmo de extracción de arenas bituminosas, los costos de su suministro, la demanda de crudos pesados de las refinerías estadounidenses a los precios previsibles, los costos de transporte, o altere escenarios de oferta y demanda en Estados Unidos.¹² El incremento de las emisiones de efecto invernadero atribuibles al proyecto propuesto no es muy diferente a uno basado en suministros en crudo tipo Maya. Un precio del WTI de 75 dólares por barril superaría los costos estimados de suministro de largo plazo del crudo pesado canadiense, a los niveles esperados de la producción de las arenas bituminosas de ese país. El estudio consideró opciones alternativas de transporte por ducto al oeste y al este de Canadá, así como por carrotaque a Estados Unidos. Concluyó que el crudo pesado fluiría tanto a Asia como al Golfo de México, a pesar de posibles restricciones en la capacidad de transporte por ducto al Golfo. A mediano y largo plazos su efecto sería limitado. Estas conclusiones resuelven, en principio, la condición planteada por el presidente Obama en el sentido de que sólo autorizaría el proyecto en la medida en que “no aumente significativamente emisiones de gas de efecto invernadero”.

La competencia en el mercado de crudos pesados del Golfo podría intensificarse sustancialmente antes de fines de 2016, cuando el WCS sustituiría crudos mexicanos y venezolanos. Un volumen adicional importante tendrá entonces que fluir a Asia y a Europa. Una discontinuidad como ésta provocará necesariamente cambios

¹² *Ibid.*, p. ES-12.

de precios en puertos mexicanos. Los *net backs* de exportación a los principales destinos del Maya variarán entre sí de manera significativa. En Asia, los venezolanos cuentan con una ventaja competitiva debido a que ya comercian volúmenes sustanciales en ese mercado y a que han estado dispuestos a descontar, con flexibilidad, su petróleo crudo. México tendrá que abrirse nuevos mercados en Asia y podría intentar reconstruir su cartera de clientes en España, mercado en el que Pemex colocó en el pasado grandes volúmenes de crudo Maya. El arbitraje de crudos alterará diferenciales de precios y Pemex tendrá que modificar las fórmulas de precios que actualmente emplea, y que deberían haberse ajustado hace tiempo, para hacer frente a los cambios fundamentales que se han registrado en las condiciones del mercado.¹³ Es también posible que tenga que revisar otros términos y condiciones contractuales.

El transporte al Golfo de México de crudo pesado canadiense, por el oleoducto Keystone XL y su ramal sur hasta el canal de Houston, debe ser visto en el contexto de la expansión en 2014 y 2015 de otros sistemas de oleoductos en Estados Unidos y Canadá, así como la ampliación de la infraestructura de transporte por carrotanque. Están por iniciar operaciones varios oleoductos que llevan crudo canadiense a la región de Chicago, otros más que van de allí a Cushing, Oklahoma, y de este nodo petrolero a la costa del Golfo. Keystone tiene las ventajas de constituir un sistema integrado que transportaría el crudo por una ruta más corta que las de otros oleoductos. Sin embargo, la red de transporte ferroviaria podrá competir en el transporte de bitumen de algunos clientes. El transporte por carrotanque aumenta de manera acelerada. A fines de 2013 se contaba con una capacidad de unos 700 mbd y se tiene

¹³ Desde hace algún tiempo he insistido en la necesidad de realizar una revisión a fondo de las fórmulas de precios de exportación. Reconozco que en el periodo 2011-2013, ante la volatilidad y magnitud de los diferenciales entre los principales crudos de referencia, era difícil, y quizá inoportuno, una modificación estructural de las mismas. Esto llevó a Pemex Internacional (PMI) a recurrir a ajustes a corto plazo mediante la variación del factor k de sus fórmulas. En el proceso pudo haber subvaluado sus propios crudos, sobreajustado precios y, en ocasiones, realizado ajustes necesarios de manera tardía.

previsto que para fines de 2014 sea de 1.1 mmbd. De esta capacidad, se estima que unos 900 mbd son de crudo pesado. En términos de costos, el medio más efectivo y seguro de transporte de crudo pesado son los oleoductos, que aplicarían una tarifa comprometida (*committed*). El transporte de bitumen canadiense por ferrocarril es competitivo si se lo compara con tarifas de oleoducto no comprometidas, que son las únicas a las que tienen acceso los pequeños productores.¹⁴ Gracias a ambos sistemas, ya se inició el flujo de crudo pesado canadiense a la costa del Golfo, aunque por ahora se trata de volúmenes pequeños. En noviembre de 2013 se importaron a esta región (la llamada PADD 3) 78 mbd de crudo pesado de menos de 23° API, casi todo por vía terrestre, salvo algunos cargamentos por vía marítima realizados por Valero.¹⁵

REGULACIÓN DEL COMERCIO EXTERIOR DE COMBUSTIBLES FÓSILES

La discusión pública sobre las restricciones y la prohibición a las exportaciones de hidrocarburos se inició en Estados Unidos a principios de 2013, sobre todo respecto al petróleo crudo y los condensados. Antes hubo otra controversia respecto a la exportación de GNL. Ambas se intensificarán conforme disminuya el déficit del comercio exterior de hidrocarburos y surjan superávits específicos en diversas regiones. El debate actual se articula entre dos grupos de opinión e interés bien definidos. Por un lado están los que apoyan irrestrictamente el libre comercio: las grandes empresas petroleras, gaseras y de servicios petroleros, así como las compañías capaces de licuar gas natural. Por el otro, se encuentran las empresas manufactureras que hacen un uso intensivo de hidrocarburos; empresas refinadoras que se benefician de precios de insumos particularmente bajos, así como diversos grupos de consumidores. Por ahora, el foco de la discusión es el posible efecto sobre el nivel de

¹⁴ U.S. State Department, *op. cit.*, cap. 1, 1.4, pp. 128-131, en <http://keystone-pipeline.state.gov/documents/organization/221147.pdf>

¹⁵ EIA, *Company Level Imports*, noviembre de 2013, en <http://www.eia.gov/petroleum/imports/companylevel/>

precios internos, de abrirse la exportación de petróleo crudo y GNL. Se han otorgado, con cierta cautela, un número limitado de permisos de construcción de plantas de licuefacción y exportación de GNL, y recientemente aumentaron las exportaciones de crudo estadounidense a Canadá, alcanzando en 2013 un promedio superior a los 100 mbd, aunque en noviembre del mismo año ascendieron a 200 mbd.

En diciembre de 2013, el secretario estadounidense de Energía, Ernst Moniz, sugirió que podría ser oportuno reconsiderar la prohibición existente, cuando declaró que “dichas restricciones a la exportación nacieron, junto con el Departamento de Energía y la reserva estratégica de petróleo, a raíz de las disrupciones petroleras... Hay muchas cuestiones en el espacio de la energía que merecen nuevos análisis y evaluaciones en el contexto de lo que es el actual mundo de la energía, que ya no es el de los años setenta”. Desde mayo del año anterior, la Agencia Internacional de Energía había recomendado al gobierno estadounidense examinar la prohibición a las exportaciones de petróleo crudo, y tomar una decisión al respecto tan pronto como fuera posible. Influyentes senadores, como Lisa Murkowski de Alaska, Ron Wyden de Oregon, Edward J. Markey de Massachusetts y Robert Menéndez de Nueva Jersey, han llevado la discusión más lejos. Por su parte, Exxon, Conoco, el American Petroleum Institute y la Cámara de Comercio de Estados Unidos, entre otros, apoyan activamente la eliminación de las restricciones a la exportación de petróleo crudo estadounidense. La directora de la Agencia Internacional de Energía, Maria van der Hoeven, publicó un artículo en el que argumentó que Estados Unidos debería “autorizar la exportación de petróleo crudo y acabar con la desconexión entre recursos y regulaciones. El mercado se ha movido de una era en la que predominaba una percepción de escasez a una de abundancia, pero las leyes y las regulaciones permanecen ancladas en la percepción de escasez”.¹⁶ No obstante, resulta difícil que el gobierno estadounidense modifique la legislación pertinente antes de las elecciones intermedias de noviembre de 2014, aunque es posible que aumente el volumen

¹⁶ *Financial Times*, 7 de febrero de 2013.

exportado con base en una interpretación más liberal de las exenciones permitidas.

El argumento que apoya la liberalización del régimen de exportaciones de petróleo crudo sostiene que el aumento de la oferta externa permitirá disminuir los precios internacionales del crudo, así como los precios de los productos petrolíferos en el mercado interno, dado que su formación está vinculada a los precios que rigen en el mercado internacional de productos y al precio del Brent. Además, el comercio exterior haría posible corregir el fuerte desequilibrio que se ha manifestado entre la producción disponible de crudos extraligeros y los requerimientos de crudos pesados de las grandes refinerías. Internamente, los precios del crudo aumentarían, emparejándose a los del Brent, lo que estimularía mayor inversión y producción. La oposición a dicha liberalización advierte que permitir la exportación irrestricta de petróleo y gas natural licuado aumentaría los precios internos de los productos petrolíferos y del gas, afectando el renacimiento de la industria manufacturera estadounidense y la expansión de las industrias que hacen un uso intensivo de la energía, así como al consumidor final. También llaman la atención sobre los riesgos que supone la liberalización de las exportaciones en relación con la seguridad nacional de Estados Unidos, y subrayan la incertidumbre asociada a los pronósticos de producción. Sin embargo, a corto plazo, el aumento previsto de la producción presionará la capacidad de procesarla, y creará excedentes que tenderán a reducir el precio, hasta ampliarse nuevamente el diferencial entre el Brent y el WTI. Desde este punto de vista, precios más bajos podrían desalentar temporalmente la inversión en campos de crudo no convencional. Subyace en este debate, en ocasiones altamente ideologizado, evidencia que obliga a ponderar las certezas de ambas partes. Ojalá las diferencias se reduzcan y se logren identificar mecanismos que permitan una transición ordenada a un nuevo régimen de exportación.

La exportación de combustibles fósiles requiere autorización federal, tanto para el acto de exportar combustibles como para la construcción de las instalaciones necesarias. Participan en el proceso múltiples entidades gubernamentales que están obligadas a

someter sus recomendaciones a audiencias públicas. Así por ejemplo, la exportación de gas natural es autorizada por la Oficina de Energía Fósil del Departamento de Energía (DOE), mientras que la construcción y operación de instalaciones para la exportación necesita permisos de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC). La exportación de crudos y condensados está generalmente prohibida, aunque puede ser autorizada, amparándose en ciertas exenciones, por el Buró de Industria y Seguridad (BIS), órgano del Departamento de Comercio. A su vez, los oleoductos y gasoductos que cruzan fronteras internacionales con Canadá y México requieren permisos del Departamento de Estado. No obstante, el Poder Ejecutivo tiene la autoridad para permitir exportaciones de petróleo crudo con ciertas condiciones, y la ha ejercido en diversas ocasiones. Estos casos constituyen precedentes relevantes para el debate que ahora se lleva a cabo.¹⁷

A partir de la Mineral Leasing Act de 1920, quedó prohibida la exportación de hidrocarburos que no contaran con un permiso previo. En los años setenta se introdujeron dos leyes importantes, la Energy Policy and Conservation Act (EPCA) de 1975 y la Export Administration Act (EAA) de 1979, en el contexto de los cambios en la estructura del mercado internacional del petróleo y de la creciente dependencia de Estados Unidos del suministro externo de petróleo crudo. El objetivo del Congreso estadounidense al aprobar la EPCA fue “reducir la dependencia de las importaciones del extranjero, lograr una utilización eficiente de recursos escasos y garantizar la disponibilidad de producción interna de energía a precios asequibles al consumidor”. Las prohibiciones y exenciones establecidas en la EPCA son administradas por el BIS, que está a cargo de los controles de suministros restringidos (*short supply controls*). La EPCA autorizó al presidente de Estados Unidos a “limitar las exportaciones de carbón, productos petrolíferos, gas natural y materias primas petroquímicas”, imponiendo mayores restricciones en relación con las exportaciones de petróleo crudo y el gas natural.

¹⁷ U.S. Senate Committee on Energy and Natural Resources, *Past is Precedent: Executive Power to Authorize Crude Oil Exports*, 3 de marzo de 2014, en http://origin.library.constantcontact.com/download/get/file/1111316754284-188/past_is_precedent_030214.pdf

El presidente deberá “promulgar reglas que prohíban la exportación de petróleo crudo y gas natural producidos en Estados Unidos, pero puede, por excepción, liberar de esa prohibición exportaciones que en su opinión sean consistentes con el interés nacional y con los objetivos de esta ley”. Las exportaciones de productos petrolíferos, gas natural y precursores petroquímicos están sujetas a restricciones conforme a la discrecionalidad otorgada al Poder Ejecutivo, pero no necesitan estar prohibidas bajo los términos de la EPCA.¹⁸ En 1981 el Departamento de Comercio eliminó las restricciones cuantitativas a la exportación de productos refinados.

En cuanto a la exportación de petróleo crudo, las exenciones permitidas son: *i*) exportaciones provenientes de Cook Inlet, Alaska; *ii*) exportaciones a Canadá para consumo o uso en ese país; *iii*) exportaciones relacionadas con la refinación e intercambio de crudo de la reserva estratégica de petróleo; *iv*) exportaciones de crudo pesado de California hasta por 25 mbd; *v*) exportaciones derivadas de ciertos acuerdos internacionales; *vi*) exportaciones congruentes con evidencia obtenida por el presidente que, según ciertos criterios, son consideradas de interés nacional; y *vii*) reexportación de crudo de origen extranjero que no haya sido mezclado con crudos estadounidenses. Hay una excepción estatutaria importante para el crudo producido en el North Slope de Alaska, que puede ser exportado, “salvo si el presidente encuentra que su exportación no es en el interés nacional”. A su vez, la EAA establece las siguientes exenciones al petróleo crudo que:

i) se exporta a un país extranjero colindante, para ser refinado y consumido en el mismo, en intercambio por la misma cantidad de crudo que exporta ese país a Estados Unidos; tal intercambio debe resultar de la conveniencia y mayor eficiencia del transporte, y reducir los precios al consumidor de productos petrolíferos en Estados Unidos;

ii) es una exportación temporal;

iii) es transportado a Canadá, para ser consumido allí, en volúmenes provenientes de Alaska que no deberán exceder un promedio de 50 mbd, en adición a las exportaciones bajo *i*) y *ii*).

¹⁸ *Memorandum*, Congressional Research Service, 6 de enero de 2014.

El crudo sujeto a la prohibición del párrafo *i*) sólo puede ser exportado después de que el presidente lo recomiende al Congreso y haya adquirido y publicado evidencias específicas que confirmen que dicha exportación, incluidos los intercambios, responden al interés nacional.

Los oleoductos transfronterizos de interconexión con Canadá y México también tienen que ser autorizados por el gobierno federal. El Poder Ejecutivo tiene la autoridad para otorgar permisos para la construcción, conexión, operación y mantenimiento de estos ductos. La autoridad recae en el DOE al que se le delegaron los poderes correspondientes. Si el secretario de Estado determina que el otorgamiento de un permiso sirve al interés nacional, lo concederá en los términos y condiciones que a juicio del secretario exija el interés público. En el caso del gas natural es la FERC la autoridad que otorga permisos presidenciales para gasoductos de interconexión. La EAA simplificó el proceso para la importación y exportación de gas natural con ciertos países. Las solicitudes de exportación deben ser otorgadas, sin modificación o retraso, a países con un tratado de libre comercio que establezca dar trato nacional al comercio de gas natural. Estas exportaciones se considerarán consistentes con el interés nacional de Estados Unidos. Dichas disposiciones han facilitado el proceso de autorización a países como Canadá y México, que son los únicos en los que flujos de importación y exportación se realizan por vía terrestre mediante gasoductos. Es diferente el caso del gas natural licuado. La Natural Gas Act (NGA) establece que el DOE lo manejará por conducto de su Oficina de Energía Fósil. La autorización se dará después de una audiencia pública, a menos que la exportación o importación propuestas no sean consistentes con el interés público. La NGA también protege los intereses de los estados con base en disposiciones de carácter ambiental. La FERC otorga los permisos para la construcción y operación de plantas de licuefacción.

El complejo marco legal y regulatorio legal que norma las exportaciones de petróleo y gas natural en Estados Unidos se desarrolló en una época en la que el país sufría una escasez real o percibida de hidrocarburos, enfrentaba los *shocks* petroleros de los años setenta y vivía un largo periodo en el que la producción

interna declinó, mientras que el consumo aumentaba. Las leyes y reglas administrativas que se elaboraron en esos años hicieron que los hidrocarburos exportados dependieran de su estructura molecular, de la naturaleza del procesamiento de dichas moléculas, del origen de la producción, del lugar donde se adquirieron y del destino de las exportaciones.¹⁹ Es claro que se aproxima el momento en que las distorsiones causadas por esta pesada estructura de leyes y reglas administrativas, así como la opacidad que la caracteriza obliguen a un cambio fundamental.

EL MERCADO MEXICANO Y SUS PERSPECTIVAS

La producción de hidrocarburos líquidos –petróleo crudo, condensado y líquidos del gas– ha declinado gradualmente a partir de 2009, después de la brusca caída que se inició en 2004. Hay indicios de que la producción ha sufrido una baja mayor a la registrada oficialmente, de corregirse errores crecientes de medición y balance de petróleo crudo. En 2013 la diferencia entre la producción y su entrega a refinerías y a terminales de exportación ascendió a 103 mbd, mientras que en 2010 fue de sólo 28 mbd.²⁰ Es de suponerse que una buena parte de esta diferencia, quizá la mayor, sea simplemente agua, lo que es motivo adicional de preocupación. A su vez, la exportación se contrajo en el último quinquenio (2009-2013), dada la relativa estabilidad del consumo interno al reducirse la producción. Todo parece indicar que estas tendencias se sostendrán en los próximos tres o cuatro años, cuando menos. En 2008 la exportación neta de hidrocarburos líquidos traspasó a la baja el umbral de 1 mmbd. Cabe recordar que este volumen alcanzó un pico de 1.8 mmbd en 2003, y que disminuyó a 767 mbd en 2013. Así, en un decenio cayó más de 1 mmbd. La baja de sus

¹⁹ Sarah O. Ladislav y Michelle Melton, “The Molecule Laws: History and Future of the Crude Oil Export Ban”, CSIS, 2 de enero de 2014, en <http://csis.org/publication/molecule-laws-history-and-future-crude-export-ban>

²⁰ Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Reporte de producción y distribución de aceite*, enero de 2014, en http://www.cnh.gob.mx/_docs/Reportes_IH/Produccion_y_Distribucion_de_Aceite_Ene_2014.pdf

ventas externas, de 40%, ubica a México en un rango muy diferente de los mercados internacionales de petróleo crudo. En cambio, el comercio externo de productos petrolíferos se intensificó aceleradamente, incrementándose las importaciones de gasolina, diésel y gas LP. En 2013 se importaron más de 600 mbd de productos petrolíferos y se exportaron 181 mbd. Este intercambio es hoy la principal y más compleja actividad de PMI, la filial comercial de Pemex. A su vez, la recuperación y el aumento de los precios del petróleo crudo aumentaron el valor de las ventas de manera significativa, compensando con creces la disminución volumétrica. Sin embargo, un mayor volumen de importaciones y precios más altos contribuyeron al deterioro de la balanza comercial de hidrocarburos líquidos. A partir de 2011, tanto el valor de las exportaciones brutas como de las netas disminuyeron, impidiendo recuperar plenamente los niveles alcanzados en 2008. Estas cifras no consideran las importaciones netas de gas natural, cuyo valor aumentó de manera sustancial.²¹ En 2013, las importaciones de productos equivalieron a 60% del valor de las exportaciones de petróleo crudo. En buena parte de los últimos cinco años, los márgenes de refinación han sido relativamente elevados, lo que incidió también en dicha balanza (cuadro 2).

Los niveles de las tasas de reposición de reservas de hidrocarburos registrados recientemente son vistos por Pemex como un verdadero éxito, motivo de orgullo. Son también interpretadas como sustento de una mayor producción a mediano plazo. Efectivamente, las tasas de reposición de las reservas 3P (probadas + probables + posibles) alcanzaron el 100% en 2010 y superaron 150% en 2011 y 2012. A su vez, las reservas probadas (1P) superaron el umbral de 100% en estos dos últimos años. Lo que Pemex no señala es que la tasa de reposición de las reservas probadas + probables (2P) del trienio fue de sólo 50%. Esta situación es producto de las

²¹ En 2012, el valor de las importaciones totales de gas natural –de Pemex y de otros– fue de 2 200 millones de dólares, aproximadamente. El precio en ese año fue el más bajo desde 1999; las importaciones ascendieron a 2 130 mmpcd. Secretaría de Energía, *Prospectiva de gas natural y gas LP, 2013-2027*, en http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_Gas_Natural_y_Gas_LP_2013-2027.pdf

anomalías en la estimación y certificación de las reservas 2P de Chicontepec, que en 2011 cayeron 29%;²² y no puede excluirse que en un futuro cercano las reservas 3P de esta región sufran un ajuste de magnitud similar. Más problemático resulta el aumento de las reservas probadas de Chicontepec. De no ser por éste, la tasa de reposición de reservas 1P hubiera sido de 88% en lugar del 97% que fue registrado.²³ Todo esto es un mal augurio en relación con las perspectivas de las reservas y de la producción a corto y mediano plazos. Para expandir de manera sostenida la producción se requieren tasas de reposición muy superiores, particularmente cuando la relación reservas probadas a producción es de sólo 10 años. Tampoco puede olvidarse que el aumento de las tasas de reposición estuvo asociado a una reducción sustancial de la producción. En cuanto a la fuente de reemplazo de las reservas, el patrón observado fue el esperado. Las reservas 1P, un acervo particularmente maduro, fueron restituidas mediante adiciones, revisiones y desarrollos de campos productores y, en muy pequeña proporción, por descubrimientos. En cambio, en el caso de reservas 2P, la proporción de descubrimientos es mayor. Sin embargo, dados los escasos anuncios de descubrimientos significativos en 2013, es posible que las tasas de reposición de reservas 2P y 3P disminuyan al término de 2013.

La estructura de costos de producción y desarrollo han cambiado de manera acelerada conforme avanza el agotamiento de pozos gigantes y supergigantes.²⁴ Desde principios de los años ochenta, y hasta ahora, sólo se descubrió un campo gigante, Ayatsil (2006), que resultó ser de crudo extrapesado. Otros dos campos de tamaño significativo, pero no gigante, son Tsimin y Pit, si bien es muy probable que las reservas de estos campos aumenten conforme avance

²² Un análisis de estos ajustes puede encontrarse en Adrián Lajous, “Las reservas de Chicontepec”, *Nexos*, núm. 405, septiembre de 2011.

²³ El 18 de marzo de 2014 no se anunciaron como es usual las reservas probadas de hidrocarburos. Esto podría ser indicativo de una baja en el volumen de estas reservas y menores tasas de restitución.

²⁴ Los campos supergigantes cuentan con reservas 2P de más de 5 000 mmb, los gigantes con más de 500 mmb y los grandes de más de 100 mmb. En México hay dos campos supergigantes y nueve campos gigantes de petróleo crudo.

CUADRO 2
México: comercio exterior de hidrocarburos líquidos, 2009-2013

	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Hidrocarburos líquidos (mbd)</i>					
Producción	2971	2954	2937	2913	2882
Exportación neta	946	926	844	732	767
Consumo aparente	2025	2028	2093	2181	2115
Exportación crudo	1222	1361	1338	1256	1189
Olmeca	143	212	203	194	99
Istmo	14	75	99	99	103
Maya	1065	1074	1036	962	987
Importación neta de productos	276	435	494	524	422
<i>Hidrocarburos líquidos (mmdls)</i>					
Exportaciones totales	30263	40749	55597	51792	48420
Exportaciones crudo	25605	35985	49380	46852	42723
Importaciones totales	13307	20335	29408	29631	25706
Exportaciones netas	16956	20414	26189	22161	22714
<i>Memorándum</i>					
Exportaciones de Maya a EUA	911	893	828	719	710

Fuente: Pemex, Base de Datos Institucional, 24 de enero de 2013.

la perforación. En los 25 campos con mayores reservas remanentes 2P se observa una distribución en la que nueve campos produjeron ya más de la mitad de sus reservas originales; en 2013, estos campos aportaron 26% de la producción y todos ellos están en una etapa de franca declinación y agotamiento. Un segundo grupo de seis campos, que alcanzaron o están por alcanzar su máximo nivel de producción, contribuyeron con 34% de la producción total. Hay un tercer grupo de nueve campos jóvenes que acaban de iniciar

producción o están por hacerlo; sobre ellos descansa la pesada carga de compensar la declinación de los demás, tarea nada fácil pues sustituyen campos de mucho mayor tamaño. Por último, la gran incógnita es Chicontepec. La producción de esta región ha venido cayendo a partir de enero de 2013, dada la reducción en el número de equipos de perforación de desarrollo que allí operaron: de 37 en la segunda mitad de 2012 a sólo cuatro en los últimos meses de 2013 y principios de 2014. Esos campos no convencionales difícilmente servirán de puente en los próximos cinco años entre la declinación de campos maduros y el descubrimiento de nuevos yacimientos que pudieran incrementar de nuevo la producción.²⁵ La disminución extraordinaria en el tamaño de los campos se traduce en mayores costos unitarios de desarrollo y de extracción, así como en mayores gastos de inversión, fenómenos que se han manifestado con toda claridad en los últimos diez años.

La producción de crudo pesado en México ha venido descendiendo más rápidamente que la de crudos ligeros. Entre 2009 y 2013, la participación del crudo pesado en la producción total disminuyó de 58 a 54%, dado que el volumen de pesado declinó 10%, mientras que la correspondiente a crudos ligeros y extraligeros aumentó 7%. El volumen de producción del campo Akal, en Cantarell, continúa a la baja. Desde que alcanzó su nivel máximo en diciembre de 2004, la producción disminuyó en un orden de magnitud, de 2.1 mmbd a 203 mbd en diciembre de 2013. En este último año la declinación observada fue de 25%. El complejo Ku-Maloob-Zaap (KMZ) ya alcanzó su nivel máximo de producción y en un futuro cercano iniciará su propio descenso, si bien es muy difícil prever la senda que seguirá. Podría adoptar un patrón similar al de Cantarell, o registrar reducciones continuas a un ritmo más moderado. Los síntomas de su declinación son inequívocos. Están registrados en los informes mensuales de explotación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).²⁶ Ku comenzó

²⁵ Adrián Lajous, "Tendencia de la producción y las reservas de petróleo", 2014 (inédito).

²⁶ CNH, *Reporte operativo de los campos Ku, Maloob y Zaap*, noviembre de 2013, en <http://www.cnh.gob.mx/portal/Default.aspx?id=5100>

su declinación en 2008, aunque el incremento de la producción de Maloob y Zaap la compensó; la relación gas/aceite crece; va en aumento el cierre de pozos cíclicos, que presentan altas relaciones gas/aceite, un cada vez mayor contenido de agua o problemas de presión y que es necesario reparar para reabrirse más adelante; avanza el contacto gas/aceite en Zaap y Maloob; y, en los últimos años, ha aumentado la producción de agua congénita.

Pemex se prepara para la eventual declinación de KMZ mediante el desarrollo de un proyecto particularmente complejo y costoso. Se trata de dos campos –Ayatsil y Tekel– que son parte de un conjunto de doce campos de crudo extrapesado en aguas someras del Golfo de Campeche, cerca de KMZ. Por su tamaño destacan también Pit y Kayab. Las reservas 2P de Ayatsil son de 556 millones de barriles (mmb), que lo distinguen como el quinto campo con mayores reservas remanentes 2P del país. Tekel cuenta con sólo 128 mmb.²⁷ Los crudos de esta serie de campos tienen una densidad de entre 6 y 11° API, con altos contenidos de bióxido de carbono y ácido sulfhídrico.²⁸ Los de Ayatsil y Tekel son crudos de 11° API que serán mezclados con crudos ligeros marinos de 35° API, para poder comercializar un crudo de 21° API. Aquellos crudos, de alta viscosidad y densidad, no fluyen con facilidad y hay pocos campos análogos en el resto del mundo. La mezcla se llevará a cabo en una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (conocida como FPSO), con capacidad de almacenamiento de hasta de 2 mmbd. Las especificaciones de la extensa infraestructura requerida permitirán manejar fluidos con ácido sulfhídrico y se tendrá la capacidad para aislarlo y quemarlo. En una primera etapa se espera producir unos 75 mbd. La producción está programada para iniciarse en 2015. En una segunda etapa el proyecto prevé obtener 300 mbd. Con un gran optimismo Pemex considera que esta etapa se iniciaría en 2017.²⁹ Al emprender un

²⁷ CNH, *Reservas de hidrocarburos al 1° de enero de 2013*, en <http://www.cnh.gob.mx/portal/Default.aspx?id=5600>

²⁸ 16% mol de bióxido de carbono y 21% mol de ácido sulfhídrico.

²⁹ Sergio Meléndez Pérez (Pemex Exploración y Producción), *Ayatsil-Tekel. Escenario 11Radial*, en <http://www.slideshare.net/LTDH2013/sesin-tcnica-sala-fpso-ayatsiltekel-escenario-11-radial>

proyecto de esta dimensión y complejidad, Pemex da prueba de la importancia que atribuye a evitar una caída adicional de la producción de crudo pesado. Conviene recordar que, por su complejidad, proyectos similares en otras partes del mundo han sufrido retrasos considerables.

En los próximos cinco años, la producción total de petróleo crudo se mantendrá en torno a los 2.5 mmbd. El balance de riesgos de esta trayectoria se inclina decididamente hacia una menor producción. Esto se debe a que el principal reto, dado el acervo de campos maduros, es hacer frente y administrar su proceso de declinación natural; análisis detallados de los principales campos productores sustentan esta perspectiva. Salvo que Pemex cuente con un as bajo la manga, que aún no ha revelado, la probabilidad de que la producción aumente, así sea modestamente, es baja. El efecto sobre la producción de la reforma energética recientemente aprobada no se materializará en este periodo. El plazo que tomará la licitación de activos de exploración y el largo periodo de gestación y maduración de esos proyectos limitan la posibilidad de incrementar la producción antes de 2019. El pronóstico básico del plan de negocios 2014-2018 de Pemex, adoptado en la *Prospectiva* de la Secretaría de Energía (Sener),³⁰ anticipa una producción de 2 680 mbd en 2018. Esto se lograría después de un par de incrementos escalonados en 2015 y 2018, y descansaría en una inversión total de 2% del PIB en ese periodo. Pemex, por su cuenta, considera un segundo escenario en el que alcanzaría una producción de 3 mmbd en 2018. Sin embargo, no indica cuál puede ser el efecto específico, en el nivel de campo, de la mayor inversión que demanda. Cabe subrayar que todos los aumentos de la producción son atribuidos a los resultados de la actividad exploratoria. La Estrategia Nacional de Energía 2014-2028 que se envió recientemente al Senado incorpora esta misma meta.³¹

³⁰ Pemex, *Principales elementos del plan de negocios de Pemex y sus organismos subsidiarios, 2014-2018*, en http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/pn_14-18_131031.pdf; Sener, *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos, 2013-2027*, p. 266, en http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_de_Petroleo_y_Petroliferos_2013-2027.pdf

³¹ Sener, *Estrategia Nacional de Energía, 2014-2028*, febrero de 2014, p. 10.

Las exportaciones mexicanas de petróleo crudo se han concentrado históricamente en Estados Unidos, si bien su participación de mercado ha caído de 86% en 2009 a 72% en 2013. El volumen total de las exportaciones disminuyó en el último quinquenio, aunque también se ha diversificado. En 2013, solamente se exportaron a ese país 57 mbd de crudo Istmo, 100 mbd de Olmeca y 710 mbd de Maya.³² A corto plazo estos volúmenes tenderán a disminuir conforme aumente el suministro a las refinerías del Golfo de crudos extraligeros estadounidenses y, más adelante, de crudo pesado canadiense. México cuenta apenas con unos tres años para prepararse y hacer frente a esta contingencia.³³

En los últimos años, Pemex sólo ha podido colocar volúmenes limitados de crudo en Europa y Asia. En 2013 no exportó crudo Olmeca más que a Estados Unidos y un volumen pequeño de Istmo –37 mbd– a España. Sus exportaciones de Maya se dirigieron a España (142 mbd), la India (97 mbd) y China (19 mbd). En este último país, el flujo ha sido un tanto intermitente, si bien a principios de 2014 se tiene la intención de aumentar y estabilizar las ventas a ese país. Los precios obtenidos en estos tres países han justificado su exportación. En la segunda mitad de 2013, los precios del Maya en dichos mercados fueron superiores a los cotizados en el Golfo de México y, a partir de agosto, lo fueron también los precios de venta del Istmo. No resulta claro que esta situación vaya a sostenerse, sobre todo si se busca aumentar la exportación de Maya a esos destinos. En los próximos tres años será necesario calibrar cuidadosamente el esfuerzo de diversificación de mercados. Hacia finales de 2016, crudos pesados provenientes de Canadá, Venezuela, Arabia Saudita, Colombia y Brasil competirán con México por capacidad de procesamiento en las refinerías del Golfo. Es muy posible que para esas fechas se presente una discontinuidad en dicho mercado que obligue a un rediseño estratégico por parte de todos los exportadores.

³² EIA, *U.S. Imports by Country of Origin*.

³³ Una discusión más amplia de este asunto se encuentra en Adrián Lajous, “El futuro nos alcanzó: notas sobre el cambio energético en Norteamérica”, *Nexos*, núm. 423, junio de 2013.

Los resultados económicos de la diversificación de mercados dependerán, en gran medida, de la evolución de los balances regionales de crudos pesados y de la capacidad de las refinerías de alta conversión. En Europa el espacio para colocar crudo pesado es reducido, salvo quizá en España, debido a la capacidad existente de conversión profunda, la reducción de la demanda de productos petrolíferos y la necesidad de racionalizar la industria de refinación. Es difícil pronosticar el ritmo de la construcción de refinerías de alta conversión y de la demanda de productos refinados en Asia. Así lo prueba la reciente cancelación de British Petroleum de un megaproyecto de refinación en China, al igual que la de otros cuatro proyectos. A su vez, se han pospuesto varios proyectos de refinación, entre ellos la coinversión de Petróleos de Venezuela y China National Petroleum Corporation.³⁴ No obstante, el incremento de capacidad registrado en China es sustancial: en 2013 fue de 400 mbd y en 2014 aumentará otros 650 mbd. Sin embargo, un súbito y significativo aumento de la disponibilidad de crudos pesados no podría absorberse a precios atractivos para el productor. La intensificación de la competencia en el Golfo de México tenderá a reproducirse en los mercados asiáticos. Aun así, Pemex está obligado a desarrollar con cuidado una cartera de clientes en esa región, diseñar una estrategia que ofrezca opciones y modificar su fórmula de precios de exportación para esa área. Esto último es un paso necesario para establecer relaciones de largo plazo más sólidas e incrementar su participación de mercado.

Como puede verse en el cuadro 3, la declinación gradual de la producción agregada de petróleo crudo estuvo asociada a cambios marginales en su composición y en la distribución entre las refinerías mexicanas y la exportación. En los últimos años el crudo procesado internamente aumentó un poco, alcanzando en 2013 el 51% del total disponible, y la participación del crudo exportado disminuyó cuatro puntos porcentuales respecto al registrado en 2011.

³⁴ *Bloomberg*, “BP Drops Plans to Invest in China Refinery Project, IEA Says”, 13 de febrero de 2014, en <http://www.bloomberg.com/news/2014-02-13/bp-drops-plans-to-invest-in-china-refinery-project-iea-says.html>

CUADRO 3
México: balance de petróleo crudo, 2009-2013
(miles de barriles diarios)

	2009	2010	2011	2012	2013
Producción	2601	2590	2553	2548	2522
Disponibilidad	2595	2562	2544	2526	2496
A refinерías	1 264	1 191	1 172	1 211	1 229
Pesado*	481	443	435	505	586
Ligero	872	747	737	706	743
Extraligero	9	0	0	0	0
A exportación	1 232	1 358	1 343	1 268	1 190
Maya*	1074	1071	1040	966	989
Istmo	15	75	100	103	105
Olmeca	145	212	205	193	98
Diferencias**	105	41	38	69	103
Memorándum					
Pesado/total (%)					
Refinación	38	37	37	42	40
Exportación	87	79	77	76	83

*Incluye crudo pesado Altamira.

**Mermas, errores de medición, variación de inventarios.

Fuente: Pemex, Base de Datos Institucional, 24 de enero de 2014.

En cuanto a la composición de la carga de crudo procesada, ésta se volvió más pesada a partir del arranque de la refinería reconfigurada de Minatitlán. A su vez, la carga de crudos exportados se tornó más ligera, aunque en 2013 se volvió nuevamente más pesada, dado que la exportación de crudo Olmeca cayó a la mitad. Esto se debió al desplazamiento de ese tipo de crudo de los mercados del Golfo, y a cambios en los precios relativos entre el Istmo y el WTI. Por estos motivos, Pemex agregó corrientes de crudo Olmeca al Istmo, que exportó fuera del Golfo. Es difícil prever la evolución a mediano plazo de la composición y el destino del crudo producido. Ello dependerá del ritmo al que disminuya la producción total, del tiempo que tome iniciar la producción de crudos extrapesados, del patrón de la declinación de KMZ, del desplazamiento final del Olmeca en el Golfo de México, y del incremento que se pueda lograr con la reformulación del Istmo.

Las refinerías mexicanas procesaron en 2013 un promedio de 40% de crudos pesados. Esta proporción se mantuvo relativamente constante por un buen número de años, hasta 2011, cuando aumentó de manera significativa gracias a la entrada en funcionamiento y estabilización de la refinería de Minatitlán. La composición de la carga de las seis refinerías del sistema varía mucho entre las que cuentan con coquizadoras y las que no. Así por ejemplo, en 2013, Ciudad Madero y Minatitlán procesaron 87 y 66% de crudo pesado, respectivamente, mientras que Tula y Salina Cruz sólo lograron 17 y 31%, pues no han sido reconfiguradas. Estas refinerías son las que manejan una mayor carga total y las que más combustóleo producen.

Las dos refinerías ubicadas en el centro de México –Tula y Salamanca– enfrentan serios problemas para desalojar a las costas combustóleo pesado de alto azufre. La cadena logística es inadecuada y el costo de transporte elevado. En ocasiones es necesario reducir niveles de procesamiento, pues los tanques de almacenamiento están llenos hasta el límite de su capacidad. El impacto de estas condiciones sobre la rentabilidad de dichas refinerías es mayúsculo. La refinería de Salina Cruz por fortuna se localiza en la costa. Aun así, la producción de más de 100 mbd de combustóleo comprime sus márgenes de manera sustancial. Su mercado se encuentra a lo largo de la vertiente del Pacífico, principalmente en plantas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y en el exterior. En cambio, Tula y Salamanca sólo pueden exportar volúmenes limitados a un muy alto costo económico. Paradójicamente, el país también importa combustóleo, pero es de más bajo azufre y se utiliza para fines específicos. El volumen exportado es de muy alto azufre y sus mercados externos se reducen cada vez más, dadas las restricciones ambientales que se están imponiendo en los principales países compradores.

Las importaciones mexicanas de productos petrolíferos y de gas natural han aumentado con rapidez y hoy contribuyen con una proporción importante de la oferta interna total. Las importaciones y la oferta interna de productos destilados crecieron significativamente en 2010 y 2011, y en los siguientes dos años disminuyeron por diversas razones. La demanda interna se contrajo debido al lento crecimiento de la economía mexicana y al incremento de precios de los combustibles. A su vez, la oferta interna declinó en los dos primeros

años, aunque más recientemente aumentó gracias a la mayor producción de destilados de la refinería de Minatitlán. A partir de 2014, y hasta que se reconfiguren las refinerías de Salamanca, Tula y Salina Cruz, el incremento de la producción sólo se dará gracias a mejoras en los rendimientos del sistema de refinación, pero el crecimiento esperado será necesariamente lento. En 2013, la contribución de las importaciones a las ventas internas de gasolina fue de 48% y la de diesel de 27%. La trayectoria del gas LP es muy diferente. La modificación de los precios relativos de este combustible respecto al gas natural y a la gasolina ha moderado su demanda, al avanzar la sustitución de gas LP por gasolina en el sector automotriz y por gas natural en los sectores comercial y residencial. Esto explica la gradual declinación de las ventas internas del gas LP en los últimos años.

CUADRO 4
Pemex: carga de crudo pesado y producción bruta de combustóleo, 2009-2013 (porcentajes)

	2009	2010	2011	2012	2013
Salamanca					
Crudos pesados/ carga total	23	20	18	15	14
Combustóleo/ producción total	22	25	24	24	24
Tula					
Crudos pesados/ carga total	26	24	24	19	17
Combustóleo/ producción total	29	30	32	32	31
Salina Cruz					
Crudos pesados/ carga total	31	34	31	32	31
Combustóleo/ producción total	33	33	33	33	34
Producción bruta combustóleo	333	339	314	246	303
Refinerías con coquizadora*	109	115	90	71	78
Refinerías sin coquizadora**	224	224	224	174	225

* Cadereyta, Ciudad Madero y Minatitlán.

** Salamanca, Tula y Salina Cruz.

Fuente: Pemex, Base de Datos Institucional, 24 de enero de 2014.

Las importaciones de gas natural se han expandido con rapidez ante el estancamiento y la disminución gradual del gas producido

en el país, disponible para su venta a terceros. Las restricciones a la oferta total son también resultado de estrangulamientos importantes en el sistema nacional de gasoductos. En 2012 las importaciones de gas representaron la tercera parte de las ventas totales en el país. La política de gasificación y las inversiones que se han asignado a la construcción y ampliación de gasoductos permitirán satisfacer una mayor demanda de gas natural, que ha sido reprimida en años recientes. Todo parece indicar que en los próximos años las importaciones de gasolina, diésel y gas natural crecerán sustancialmente, en particular las de este último combustible.

La reconfiguración de las refinerías de Salamanca, Tula y Salina Cruz está programada para que arranquen operaciones en 2018, 2020 y 2021, respectivamente.³⁵ Convendría analizar la posibilidad de que se lleve a cabo en un menor plazo, dada la necesidad de convertir centrales eléctricas a gas natural en el menor tiempo posible, una vez que dicho combustible esté disponible. Aprobada la reforma energética, ahora es posible contemplar esquemas diferentes de construcción y operación de coquizadoras (y de otras plantas de procesamiento) que podrían ahorrar tiempo y aumentar eficiencia. Uno de ellos sería, por ejemplo, la suscripción de un contrato de maquila con una empresa privada que construyera una coquizadora en un sitio adyacente a la refinería. Recibiría el residuo de vacío de ésta y entregaría nafta y destilados de mayor valor agregado, que serían terminados en la propia refinería. Existen arreglos de este tipo en grandes centros de refinación. Podría formar parte de una *isla de servicios*, que incluyera también plantas de cogeneración, plantas productoras de hidrógeno y tanquería; de esta manera se aprovecharía la capacidad de ejecución de empresas que tienen experiencia en construir y operar coquizadoras, se alentaría la inversión privada en las refinerías y se mejoraría la eficiencia de plantas complejas y costosas.

La estrategia de gasificación adoptada por México presupone la reconfiguración de las refinerías. Conforme ésta se vaya instrumentando tenderá a reducirse la producción de combustóleo. La conversión a gas natural de las centrales de la CFE en la costa del

³⁵ Sener, *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos, 2013-2027*.

Pacífico se llevará a cabo en la medida que avance la conversión y repotenciación de las mismas. En una primera etapa, casi toda la producción de combustóleo de Salina Cruz tendrá que ser exportada. Más difícil y urgente resulta la reconfiguración de las dos refinerías del centro del país y la sustitución de combustóleo por gas natural en esta región. El sobre costo que el consumo de combustóleo entraña se refleja en los costos y precios medios de la electricidad, así como en la afectación del entorno ambiental de las centrales eléctricas que lo consumen. A su vez, la exportación de combustóleo mexicano incide también sobre la valuación y el precio del crudo pesado exportado. Es indispensable la coordinación de los calendarios de las diversas inversiones en gasoductos, la reconfiguración de refinerías, la conversión de combustibles en centrales eléctricas, la producción de crudo pesado y la estrategia de colocación de Maya en el exterior. Toda falla en la coordinación temporal de estos costosos proyectos de inversión tendría serias consecuencias, ya que participan en ellos múltiples instancias institucionales y los grandes consumidores de gas, combustóleo y electricidad. La problemática descrita difícilmente podrá resolverse del todo en menos de cuatro años, a partir de que se autoricen las inversiones requeridas.

UNA MODESTA PROPUESTA

Si aún no se ha hecho, convendría que Pemex evaluara, de manera formal y rigurosa, la factibilidad física y económica de utilizar crudo extraligero en sus refinerías de Salina Cruz, Tula y Salamanca, hasta que entren nuevamente en operación, una vez terminada su reconfiguración. El proceso podría tomar entre cuatro y cinco años. Dada su ubicación tierra adentro, las refinerías del centro son prioritarias. Los ejercicios de reoptimización que se realicen deben considerar diversos niveles de carga de crudos estadounidenses en combinación con otros de origen nacional, así como cambios en la demanda de productos petrolíferos, particularmente programas alternativos de reducción en el uso de combustóleo. Se necesita contar con una estimación cuidadosa

de los costos adicionales en materia logística del suministro importado, así como de los ahorros que Pemex y los consumidores tendrían al reducirse la producción de combustóleo. Para efectos de estos ejercicios, podría considerarse inicialmente una importación de crudo extraligero de entre 100 y 150 mbd,³⁶ aunque el volumen podría ser un poco mayor si la carga de crudo extraligero permitiera aumentar el nivel de procesamiento. Sería menor en la medida en que se dispusiera de un mayor volumen de crudo extraligero mexicano tipo Olmeca que no fuera posible colocar a precios razonables en el exterior.

El crudo importado se descargaría, muy probablemente, en el puerto petrolero de Dos Bocas, en Tabasco. Se enviaría por el sistema de oleoductos a Salina Cruz y al centro del país. Quizá haya costos adicionales asociados a algunas adecuaciones menores en estos oleoductos y en terminales. Tendrían que valorarse también posibles restricciones en ductos y en otras instalaciones en el corredor Nuevo Teapa y Las Palomas, donde se hace la mezcla de crudos. Podría ser insuficiente la capacidad de manejo en líneas de descarga, muelles, bombas y almacenamiento, e identificarse otros estrangulamientos debido a que Pemex ha tendido a subinvertir en infraestructura logística. A su vez, en las propias refinerías tendrían que modificarse los elementos internos de la sección de ligeros y la de fraccionamiento de ligeros, así como de las torres de destilación atmosférica, para así poder procesar un mayor volumen de crudos ligeros y extraligeros. Las inversiones requeridas tendrían que ser recuperadas en un periodo de dos años, a más tardar. En última instancia, la utilización complementaria de crudo extraligero importado debe competir con crudos nacionales en la puerta de las refinerías. Con todo ello, se contribuirá a ampliar márgenes de refinación en Pemex, a mejorar la rentabilidad del sistema eléctrico y a reducir los costos medios de la electricidad. Procesar un mayor volumen de crudo extraligero tiene por objeto reducir la producción y exportación de combustóleo, y aumentar la correspondiente a destilados. Esto permitiría, a su vez, sustituir

³⁶ En 2013, las tres refinerías consideradas tuvieron una carga conjunta de crudo pesado de 157 mbd.

importaciones de gasolina y de diésel. Estudios parciales realizados anteriormente rechazaban el uso de crudos importados. Ahora, las condiciones del mercado del Golfo, el elevado costo de transporte de combustóleo a la costa y la política de gasificación del país obligan a revisar esos estudios.

Todo esto constituye un importante reto para Pemex, que tiene que resolver una gama de objetivos en conflicto. Pemex Refinación (PR) sigue dando prioridad a la maximización volumétrica frente a la optimización económica de sus procesos, sesgo que subestima inversiones, por pequeñas que sean, para mejorar su desempeño. Considera que es mejor asignar sus recursos y sus esfuerzos a otras actividades que a la optimización de la carga de crudo. Este organismo subsidiario tiende a modificar la mezcla de crudo sólo cuando está obligado a ello. Pemex Exploración y Producción (PEP), apoyándose en PMI, da prioridad a los requerimientos de exportación y asigna crudos a PR en forma residual. PMI determina la mezcla de crudo de exportación en función de precios y de relaciones contractuales establecidas, señales que transmite a PEP.³⁷ Pemex Gas (PGPB) busca satisfacer la demanda de gas natural de sus clientes, particularmente de la CFE, en condiciones en las que el suministro está restringido. El menor volumen de crudo y de gas disponible, así como cambios en la estructura de producción avivarán el conflicto de objetivos e intereses. Desafortunadamente, el ente corporativo encargado de resolver dichos conflictos, y de coordinar a los principales actores, no ha podido asumir el liderazgo ni ejercer la autoridad necesaria para fungir como árbitro interno entre las partes. La CFE contribuye a este embrollo, pues busca reducir unilateralmente el volumen de combustóleo que Pemex le entrega en sus centrales o, cuando menos, fijar el precio del combustóleo en función de su equivalente calórico al gas natural.

Algunos conflictos semejantes se plantean en el terreno de las inversiones. Las enormes diferencias de precios entre hidrocarburos

³⁷ Una excepción parcial a este patrón se dio en 2013, cuando PR aumentó el nivel de procesamiento de crudos ligeros con el propósito de incrementar la producción de gasolina. Se dio prioridad a PR en la asignación de crudos y PMI se tuvo que conformar con una dotación residual. Sin embargo, no es seguro que hayan mejorado los resultados económicos de Pemex.

líquidos y gas natural, así como los pronósticos de sus precios han llevado al desarrollo de proyectos que permiten aumentar muy rápido el suministro de gas en el país. Actualmente se construyen múltiples gasoductos y se incrementa la capacidad de los existentes para hacer frente al crecimiento de la demanda de gas, después de un periodo en el que se restringió el suministro. Los grandes consumidores exigen acceso al gas, lo que aumentará los excedentes de combustóleo. En estas condiciones la política de gasificación del país no resulta compatible con el lento avance en la planeación y construcción de plantas de conversión profunda –que convierten combustóleo en productos destilados– en las refinerías que aún no han sido reconfiguradas. La carga de crudo extraligero contribuiría a reducir la oferta excedente de combustóleo en estas refinerías. Sería una alternativa temporal mientras se agrega capacidad de coquización a las mismas. Es probable que el principal riesgo consista en la coincidencia de una amplia disponibilidad de gas natural y de crecientes excedentes de combustóleo, lo que obligará a reducir de manera significativa el volumen de crudo procesado en tres refinerías del sistema. El costo económico de operar instalaciones intensivas en capital a bajos niveles de capacidad es elevado. Una mayor flexibilidad de la composición de la carga de crudos en las refinerías, mediante la importación de crudos extraligeros, no resuelve el problema planteado, pero sí contribuye a hacerlo más manejable.

En Estados Unidos se ha discutido el intercambio (*swap*) con México de crudo extraligero por crudo pesado. Hizo referencia a ello Adam Sieminski, el administrador de la EIA, en una conferencia en Houston.³⁸ En el Comité de Energía y Recursos Naturales del Senado mexicano, el tema ha sido tratado, como revelan las solicitudes que ha hecho al Congressional Research Service (CRS) de *memoranda* sobre intercambios, a partir de abril de 2013. En su viaje a México, a principios de mayo de ese año, el presidente Obama pudo haber traído en su portafolio la sugerencia de un posible intercambio de crudo. El tema de los intercambios y exportaciones a

³⁸ Adam Sieminski, “U.S. May Swap Light Oil for Mexican Crude”, *Bloomberg*, 1 de marzo de 2013.

México surge en el contexto de la posible liberalización de los controles sobre de las exportaciones de petróleo crudo en su país. Es posible que estos asuntos se hayan planteado en la reunión trilateral del primer ministro de Canadá y los presidentes de Estados Unidos y México en febrero de 2014.

A México le convendría lograr un acuerdo que permita exportar crudo estadounidense bajo una exención de carácter general, como la otorgada a Canadá, el otro miembro del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). El crudo importado sería para consumo dentro de México. Esto daría mayor flexibilidad y no ataría la importación a la venta de crudo mexicano. Este esquema se caracteriza por su sencillez, pues no sería necesario coordinar contrapartes que le compren y vendan crudo a Pemex, ni tampoco determinar el diferencial que deba imperar en el precio de ambas corrientes de crudo para que sea autorizado el *swap*. Para México, éste esquema sólo convendría en la medida de que fuera un instrumento eficaz para mantener su participación de mercado de crudo pesado en el Golfo.

Sin embargo, puede pasar mucho tiempo antes de que se elimine la prohibición a las exportaciones de crudo a México. Quizá sería más factible iniciar el proceso acogiéndose a las reglas existentes que permiten los *swaps*. Antes, sin embargo, tiene que confirmarse que esta posibilidad tiene un claro sentido económico para ambos países y para las empresas que realizarían dicho intercambio. Existe un precedente importante en materia de intercambios de crudo. Entre diciembre de 1998 y febrero de 2000 se llevó a cabo un intercambio en el que Pemex adquirió 11 mmb de Maya y entregó 8.5 mmb de crudo ligero para satisfacer los requerimientos de calidad de la reserva estratégica de Estados Unidos.³⁹ No obstante, la posibilidad de un intercambio se ciñe a una ventana temporal muy estrecha. En primer lugar va a llevar tiempo iniciarla y es probable que deje de tener sentido en el momento en que fluya crudo pesado canadiense por el ducto Keystone XL y, a más tardar, al quedar reconfiguradas las refinerías

³⁹ Strategic Petroleum Reserve, *Historical Oil Sales and Exchanges*, en <http://energy.gov/fe/downloads/spr-historical-oil-sales-and-exchanges>

mexicanas y se incremente la carga de crudo pesado de manera rentable. En cualquier caso, ambos hechos tendrán un fuerte impacto sobre las condiciones de los mercados internos y externos de petróleo crudo.

Obtener la autorización de exportaciones, como parte de un esquema de intercambio, no va a ser fácil. PMI tendría que contar con la opinión jurídica de expertos especializados en esta materia, quienes también tendrían que evaluar otras opciones. Los requisitos son muy exigentes. La sección 7 de la Export Administration Act (EAA) autoriza al presidente de Estados Unidos la exportación de crudo sujeto a prohibición, sólo en el caso de que:

- I) El presidente lo recomiende al Congreso, después de recibir y publicar evidencia específica de que las exportaciones de petróleo crudo, incluidos intercambios:
 - i) no reducirán la cantidad total o la calidad del petróleo refinado, almacenado, transportado y comercializado en Estados Unidos;
 - ii) resultarán, en un plazo de tres meses a partir de la iniciación de las exportaciones, a) en menores costos de adquisición de los refinadores que compren el crudo importado respecto a los correspondientes a la adquisición de petróleo producido internamente, en ausencia de dicha exportación o intercambio, y b) en que no menos de 75% de tales ahorros se reflejen en precios, al mayoreo y el menudeo, de productos refinados obtenidos del crudo importado;
 - iii) se realicen bajo contratos que puedan ser terminados si el suministro de crudo de Estados Unidos es afectado;
 - iv) sean claramente necesarias para proteger el interés nacional, y
 - v) sean consistentes con las disposiciones de la EAA.
- II) El presidente envía las pruebas al Congreso y éste, dentro de un plazo de 60 días después de recibir la recomendación, acuerda una resolución conjunta que aprueba las exportaciones sobre las bases de la evidencia presentada.

En cualquiera de los dos esquemas –*swaps* y exportación– se plantean cuestiones fundamentales: ¿a cambio de qué autorizaría el gobierno de Estados Unidos la exención a las exportaciones de crudo a México?; ¿buscaría un trato similar para las exportaciones mexicanas como el adoptado por Canadá para su petróleo y gas natural en el marco del acuerdo de libre comercio entre Canadá y Estados Unidos? El artículo 605 del TLCAN estipula expresamente que las exportaciones canadienses de energía a Estado Unidos no podrán disminuir como porcentaje de la oferta total de Canadá, si esta reducción es causada por una restricción gubernamental a las exportaciones. En cambio, México se reservó la posibilidad de restringir el otorgamiento de permisos de exportación de hidrocarburos, al igual que Estados Unidos.

Por años se han escuchado reclamos recurrentes respecto a la arrogancia del poder petrolero de los países exportadores. Hoy, dada la dinámica de la industria petrolera estadounidense, se advierten los primeros síntomas de ese mismo mal. Su extraordinaria y reciente expansión ha estado acompañada por una absoluta insensibilidad respecto a los efectos que ha tenido sobre sus principales proveedores históricos de petróleo crudo. En las discusiones públicas en torno a la política de exportación de petróleo crudo en ese país, o en la que se refiere a la producción y exportación de crudo pesado canadiense, ha sido notable la ausencia de análisis sobre las posibles consecuencias de sus acciones y de sus omisiones. Canadá se ha convertido en el principal suministrador de crudo de Estados Unidos, seguido por Arabia Saudita, México y Venezuela. Los cuatro han sido por muchos años la principal fuente de sus importaciones de petróleo y tres de ellos han invertido sumas cuantiosas en la industria de refinación de la costa del Golfo con objeto de garantizar una salida segura a su propio crudo. Ahora, al avanzar su desplazamiento de tan importante mercado, poco se comenta sobre las implicaciones de ese proceso, ni se estudian lo suficiente las repercusiones geopolíticas de este cambio fundamental en la dirección del comercio petrolero. Todo ello refleja la arrogancia de un país que tiende a centrarse en sí mismo. El entusiasmo que provoca el crecimiento de la producción y las perspectivas favorables

a mediano plazo desembocan, casi exclusivamente, en consideraciones sobre la seguridad energética de Estados Unidos y en la eliminación de las importaciones de petróleo crudo provenientes de países fuera del ámbito norteamericano. Sin embargo, si los pronósticos de autosuficiencia petrolera no se cumplen, muy probablemente tendrán que buscar de nuevo a sus proveedores tradicionales después de haberlos descartado sin consideración alguna a sus propios intereses. En adición, las incertidumbres provocadas por la falta de claridad de Estados Unidos respecto a su propia política de comercio exterior de petróleo crudo, inciden sobre sus principales fuentes de suministro y también en relación con las perspectivas del mercado global de GNL.

* * *

El análisis de la posible importación de crudo estadounidense sirve para identificar posibles adecuaciones en el ámbito interno para transportar y procesar un volumen adicional de crudo extraligero, así como los cambios operativos que se requerirían. Estas modificaciones se plantean en el contexto de tendencias básicas en los mercados internos de productos petrolíferos y gas natural, así como de la oferta interna de petróleo crudo y gas natural. Se considera también la instrumentación de una política pública –la estrategia de gasificación– que exige inversiones complementarias en materia de refinación. No deja de sorprender la diversidad de efectos que un cambio marginal en la composición de la carga de crudo, en tres de sus refinerías, podría tener sobre un sistema que enfrenta importantes restricciones de infraestructura. La coordinación institucional y la resolución de intereses encontrados que supone el intercambio ilustran la naturaleza de múltiples problemas que surgirán al liberalizarse los mercados de hidrocarburos en México. Apunta también a la necesidad de desplegar un intenso esfuerzo para comprender y actuar ante las nuevas formas de integración energética en Norteamérica.

BIBLIOGRAFÍA

- Citi Research, *The New American (Gas) Century*, 30 de enero de 2014, en <https://ir.citi.com/IEoEFUHLi1fJORERBNDEJ%2FAoEAjumo%2B1bYN7i77b7vE3Rrya38hVPQ%3D%3D>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013*, en <http://www.cnh.gob.mx/portal/Default.aspx?id=5600>
- Energy Information Administration, “Short-term Energy Outlook”, enero de 2014, en <http://www.eia.gov/forecasts/steo/>
- , *Annual Energy Outlook*, 2014, en <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/index.cfm>
- Lajous, Adrián, “El futuro nos alcanzó: notas sobre el cambio energético en Norteamérica”, *Nexos*, núm. 423, junio de 2013, <http://www.nexos.com.mx/?p=15330>
- Pemex, “Principales elementos del Plan de Negocios de Pemex y sus organismos subsidiarios”, 2014-18, http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/pn_14-18_131031.pdf
- Secretaría de Energía, *Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P., 2013-2027*, en http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_Gas_Natural_y_Gas_LP_2013-2027.pdf
- , “Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos, 2013-2027”, en http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_de_Petroleo_y_Petroliferos_2013-2027.pdf
- U.S. State Department, “Final Supplemental Environmental Impact Statement, Executive Summary”, en <http://keystonepipeline-xl.state.gov/documents/organization/221135.pdf>