

# Prospectiva petrolera a 2025

## Oil production prospects to 2025

### Adrián Lajous

Preside actualmente la Junta de Gobierno del Oxford Institute for Energy Studies  
<<alajous@retrometrica.com>>

*Journal of Economic Literature* (JEL):  
L71, Q32, Q38

Palabras clave:  
Hidrocarburos  
(extracción y refinado)  
Recursos agotables,  
Política gubernamental

Key words:  
Hydrocarbon  
(Extraction and Refining),  
Exhaustive Resources,  
Government Policy

Aquí se reseñan las proyecciones de producción de petróleo y de gas natural de México a 2025, formuladas conjuntamente por la Secretaría de Energía y Pemex, para dar sustento a la propuesta de Estrategia Nacional de Energía que el gobierno presentó al Congreso en febrero de 2011. A mediados de agosto de 2011 ésta aún no había sido aprobada. La intención del presente artículo es mostrar las principales limitaciones metodológicas de las prospectivas y documentar el extraordinario optimismo que permea tanto en las previsiones de producción como de incorporación de reservas, así como la falta de realismo de los requerimientos de inversión que supone el cumplimiento de las metas planteadas. Lo más sobresaliente de los pronósticos es la elevada y creciente participación de la producción proveniente de campos que aún no han sido descubiertos. Para 2025 las dos terceras partes de la producción tendría este origen. [Mexican oil and natural gas production forecasts to 2025, prepared jointly by the Ministry of Energy and Pemex, are reviewed in this paper. These projections were used in the National Energy Strategy that the Government proposed to Congress in February of 2011. In mid-August it has not yet been approved. The intention of this article is to highlight the main methodological limitations of the exercise and document the extraordinary optimism of production prospects and reserve additions, as well as the lack of realism in investments required to reach proposed targets. One of the main issues is the very high and rapidly growing share of production attributed to fields that are yet to be discovered. By 2025 two thirds of production would have this origin.](#)

Como resultado de un ejercicio de planeación conjunta entre la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Pemex Exploración y Producción, en enero de 2011 la Secretaría publicó un pronóstico de producción de petróleo crudo para el periodo 2010-2025.<sup>1</sup> En diciembre pasado había dado a conocer el pronóstico correspondiente de gas natural.<sup>2</sup> Ambos documentos incluyen otros temas relacionados a la demanda y oferta de hidrocarburos primarios. Este artículo analiza las previsiones de producción, de incorporación de reservas de hidrocarburos y de inversión requerida para alcanzar la metas adoptadas por la Estrategia Nacional de Energía.<sup>3</sup> La Secretaría de Energía sostiene que las nuevas prospectivas son congruentes con la estrategia presentada en febrero de 2010 y ratificada en abril de dicho año.

La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que en febrero de cada año el Ejecutivo Federal deberá enviar al Congreso la Estrategia Nacional de Energía, con un horizonte de quince años, elaborada con la participación del Consejo Nacional de Energía. Éste contará a su vez con un Foro Consultivo para contribuir a dichas tareas

1. Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo, 2010-2025*, México, enero 2011. [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/perspectiva\\_crudo\\_2010\\_2025.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/perspectiva_crudo_2010_2025.pdf).

2. Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2010-2025*, México, diciembre 2010. [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/perspectiva\\_gas\\_natural\\_2010\\_2025.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/perspectiva_gas_natural_2010_2025.pdf).

3. Secretaría de Energía, *Estrategia Nacional de Energía*, México, febrero 2010. <http://www.energia.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1646>.

de planeación. Toca al recién nombrado Secretario de Energía conducir este proceso. Él heredó de su antecesora las perspectivas de petróleo crudo y de gas natural que ahora servirán de base a la nueva Estrategia. La Secretaría de Energía está sujeta a una obligación legal, producto de la fallida reforma petrolera de 2008, de difícil cumplimiento: la formulación anual de una estrategia de mediano y largo plazos mediante mecanismos de consulta mal definidos y poco transparentes.

La Estrategia presentada el año pasado fue cuestionada acremente por diputados de los partidos de oposición, pero muchos de sus reclamos no recibieron respuesta satisfactoria. Los legisladores no contaban con información suficiente para evaluar la Estrategia entonces propuesta y finalmente aprobada. La Secretaría hacía alusión a lo que llamó la *Visión 2024*, pero ésta no se vio sustentada cuantitativamente en la Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo, 2009-2024, dado que no fue publicada. Las perspectivas de los demás mercados, incluyendo la de gas natural, se dieron a conocer en diciembre de 2009. En estas condiciones resultó sorprendente la decisión de no publicar el ejercicio de planeación en el que se apoyaba la estrategia.

Las circunstancias descritas hacen imprescindible evaluar críticamente las perspectivas a 2025, ante el inminente envío de una nueva estrategia al Congreso. Por ello es necesario hacer más explícitos los supuestos y premisas en las que muy probablemente se fundamente. La intención de esta nota es mostrar algunas de las principales limitaciones metodológicas de las perspectivas y documentar, en la medida de lo posible, el extraordinario optimismo que permea en los pronósticos, tanto de descubrimientos como de la producción misma.

## Metas

*Las metas para el periodo 2010-2015 adoptadas por las perspectivas son:*

- mantener la producción anual de petróleo crudo entre 2.5 y 2.7 millones de barriles diarios (mmbd);
- sostener la producción anual de gas natural entre 6.1 y 6.5 miles de millones de pies cúbicos diarios (mmmpcd); y,
- obtener tasas de restitución de reservas probadas (1P) y de reservas probadas, probables y posibles (3P) de hidrocarburos de 100% a partir de 2012.

Estas metas parten de una producción de crudo de 2 576 miles de barriles diarios (mbd) registrada en 2010 y un programa operativo de 2 567 mbd en 2011; una producción de gas natural de 6 380 millones de pies cúbicos diarios (mmmpcd) en 2010; así como de una tasa de restitución de reservas 1P de hidrocarburos de 77% en 2009.

*Las principales metas a 2025 adoptadas en las perspectivas son las siguientes:*

- alcanzar una de producción de petróleo de 3.3 mmbd en 2025 y obtener, en promedio, una producción de 3 mbd en el periodo 2010-2025;

- lograr una producción máxima de gas natural de 8.1 mmpcd en 2023 y un promedio de 7.2 mmpcd en el periodo de referencia;
- iniciar en 2014 la producción de gas natural en el campo Lakach en aguas profundas y la de petróleo a finales de 2017 con el proyecto Golfo de México B;
- obtener 2.2 mmbd de producción de petróleo crudo en 2025 de proyectos de exploración en campos que aun no han sido descubiertos, una cifra equivalente a 67% de la producción total en ese año;
- incorporar anualmente reservas 3P de hidrocarburos de 1 877 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) durante el periodo 2010-2025, una cifra total de 30 000 mmbpce;
- alcanzar una tasa de restitución de reservas 1P mayor a 100% a partir de 2012, logrando un promedio de 106% para las reservas 1P en el periodo 2011-2025 y uno de 118% para las reservas 3P; y
- destinar un promedio anual de 312.6 miles de millones de pesos de 2010 a la inversión en exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos primarios en el periodo 2010-2025.

De acuerdo con las prospectivas, el cumplimiento de las metas propuestas está sujeto a un conjunto de riesgos que tan sólo se enuncian, pero que no son analizados y evaluados. Esta es una de las principales debilidades de las prospectivas. Los factores de riesgo más relevantes se refieren a:

- el éxito de la actividad exploratoria que está generalmente sujeta a un alto grado de incertidumbre;
- la disponibilidad y el ejercicio oportuno de los recursos asignados, tanto financieros como técnicos;
- la capacidad técnica y de ejecución de Pemex en proyectos de gran escala y complejidad;
- la disponibilidad de equipos, suministros, tecnologías, materiales y servicios de la industria petrolera nacional e internacional de acuerdo con las necesidades de ejecución de los proyectos de Pemex; y
- la implantación oportuna de iniciativas derivadas de la reforma energética.

Las prospectivas confunden escenarios con pronósticos. La de petróleo crudo ofrece un pronóstico de producción y de incorporación y restitución de reservas, que denomina escenario de planeación, mientras que la de gas natural plantea un pronóstico de oferta y dos proyecciones de la demanda. En cambio la construcción de escenarios y su exploración sistemática son una disciplina de planeación que contribuye a identificar cambios fundamentales, considerar interacciones plausibles entre diversas perspectivas y posibilidades, y dar sentido a complejas dinámicas coyunturales. Uno de los aspectos fundamentales de la formulación de escenarios es precisamente la discusión y justificación de marcos de referencia y de supuestos en los que se basan visiones alternativas del futuro a mediano y largo plazos.

Como referencia conviene revisar la generación más reciente de escenarios de energía de Shell a 2050, publicados en febrero de 2011, denominada *Signos y Señales*.<sup>4</sup> Esta empresa petrolera lleva 40 años elaborando escenarios que ofrecen una comprensión profunda de desarrollos globales y de la oferta mundial de energía, así como de su aprovechamiento y de sus requerimientos. Contribuyen a elegir opciones cruciales en tiempos inciertos y a discernir aspectos fundamentales de problemas energéticos y ambientales.

Las prospectivas de hidrocarburos primarios no presentan proyecciones alternativas a la de planeación. Ésta tiene como origen un portafolio de 80 proyectos denominado Pemex Exploración y Producción (PEP) 2010. Pemex seguramente consideró proyecciones alternativas que no fueron incluidas en el documento publicado. Tuvo que haber elaborado otras proyecciones en relación al mismo portafolio. Ahora, su compromiso con la transparencia lo obliga a compartir las principales alternativas exploradas y explicar la razón por las que fueron descartadas. El análisis de diferentes proyecciones lleva necesariamente a la discusión de sus respectivas premisas y supuestos, asignando probabilidades a su viabilidad. Más interesante y crucial que los resultados de las proyecciones son las bases que las sustentan. Es por esto que empresas y gobiernos hacen hincapié en la construcción de escenarios. En cambio, las prospectivas se circunscriben a describir algunos de los resultados del ejercicio realizado.

La principal función de los pronósticos de las prospectivas es dar apoyo cuantitativo y analítico a las metas fijadas en la Estrategia. Sin embargo, en ningún momento se aclara la interacción dinámica entre pronósticos y metas. Sobresale también la ausencia de una discusión estructurada sobre supuestos y premisas en las que estas descansan y sobre las restricciones que enfrentan. Esto es particularmente grave dada la importancia que ha de cobrar la actividad exploratoria en la determinación de la producción e incorporación de reservas en el periodo de planeación. A la incertidumbre de los resultados de estas actividades debe agregarse, entre otras, la que se refiere al desarrollo de campos que aun no han sido descubiertos. El efecto compuesto de diferentes fuentes de incertidumbre condiciona de manera fundamental las proyecciones publicadas. Asimismo, la baja calidad técnica del ejercicio publicado pone en cuestión las metas de la nueva estrategia.

## Petróleo crudo

En la prospectiva correspondiente se revierte la tendencia declinante de la extracción de petróleo crudo iniciada en 2004, primero estabilizando la producción y después iniciando una recuperación gradual, pero sostenida, a partir de 2013 hasta llegar a 3.3 mmbd en 2025, cifra similar al volumen máximo alcanzado hasta ahora. La trayectoria de la producción total de crudo en el periodo 2010-2025 es el resultado de tendencias contrastantes de sus principales componentes. En la prospectiva pueden identificarse tres fases en dicha trayectoria: en la primera, de 2010 a 2013, la producción se estabiliza en torno a 2.6 mmbd; en la segunda, que va de 2014 a 2019, esta crece a una tasa media anual de 2.7%; y, en la tercera –de 2020 a 2025– el crecimiento se desacelera a una tasa de 0.6 por ciento.

En la construcción de pronósticos de capacidad productiva es usual distinguir con nitidez cuatro componentes básicos: la capacidad que corresponde a campos actualmente

4. [http://www-static.shell.com/static/aboutshell/downloads/aboutshell/signals\\_signposts.pdf](http://www-static.shell.com/static/aboutshell/downloads/aboutshell/signals_signposts.pdf)

en explotación, la proveniente de yacimientos en fase de desarrollo, la capacidad estimada de campos en etapa de evaluación y, por último, la que provendrá de yacimientos aun por descubrir. Esta desagregación se hace tanto para el petróleo crudo como para el gas natural. A cada uno de los componentes se les asignan muy diferentes probabilidades de éxito. El comportamiento del primero está basado en la historia productiva de los campos. Los pronósticos de los componentes subsecuentes cuentan con cada vez menor información dura, lo que aumenta el riesgo asociado a los mismos. La proporción de la capacidad que aporta cada uno de estos componentes a través del tiempo es, por tanto, un elemento clave para evaluar los pronósticos.

Las prospectivas ofrecen pronósticos de producción que resultan de actividades de explotación y de exploración. No queda claro donde se ubican en esta clasificación los componentes integrados por campos en desarrollo y en evaluación, aunque es posible que se hayan incorporado a las actividades de explotación. Las prospectivas también desagregan la producción en términos de proyectos principales y de regiones. En materia de gas natural se ofrece menos información. Lo más sobresaliente de los pronósticos es la elevada y creciente participación de la producción proveniente de campos que no han sido descubiertos. Si bien en el periodo de planeación 69% de la producción resultaría de actividades de yacimientos conocidos, conforme pasa el tiempo esta proporción aumenta sustancialmente. Dada la madurez del acervo actual de reservas, para 2025 las dos terceras partes se originaría en campos que deberán descubrirse como resultado de las actividades de exploración y, una proporción significativa de esta provendría de provincias petroleras en donde aun no se perfora un solo pozo. Debe tenerse en cuenta que es poco frecuente fijar metas ambiciosas de producción a 15 años con una participación tan elevada de yacimientos que no han sido descubiertos. Este plazo se encuentra dentro del ciclo normal de exploración, desarrollo y producción. En la industria petrolera no es considerado como un periodo largo, particularmente por incluir prospectos complejos en aguas profundas.

En 2025, 64% de la producción que resulta de la exploración provendría, de acuerdo con la prospectiva, de campos en aguas someras y terrestres, y sólo un poco más de la tercera parte de aguas profundas. Originalmente Pemex asignaba una mayor importancia relativa a esta producción. Por algún tiempo la empresa y el gobierno, deslumbrados por los prospectos que inferían en aguas profundas, descartaron la preferencia que algunos analistas y miembros de la oposición manifestaban por el trabajo exploratorio en aguas someras y en áreas terrestres, cercanas a las regiones productoras actuales, con las que podrían compartir infraestructura existente. Sorprende ahora que la producción terrestre de la Región Sur, por ejemplo, llegue a superar la producción petrolera de cualquiera de los tres grandes proyectos en aguas profundas y ultra-profundas. Asimismo, la producción en aguas someras en la Región Marina Suroeste es equivalente a 73% de la producción total en aguas profundas previstas en la prospectiva. La visión que permeaba en el diagnóstico de Pemex de hace tres años<sup>5</sup> –y en la campaña masiva de publicidad que le siguió– era muy diferente a la que ahora se presenta.

Otro cambio importante es la producción significativamente menor que ahora deberá alcanzar Chicontepec, con lo que aumenta necesariamente la contribución del trabajo ex-

5. Secretaría de Energía y Pemex, *Diagnóstico: situación de Pemex*, México, marzo 2008. <http://www.pemex.com/files/content/situacionpemex.pdf>.

ploratorio al cumplimiento de la meta de 3.3 mmbd. En la prospectiva actual, la producción de crudo de este proyecto asciende a 377 mbd en 2025, cifra inferior a la producción máxima prevista hace un año de 509 mbd y sustancialmente menor a la consignada en la prospectiva de 2008, cuando se proyectaba que la producción ascendería a 744 mbd en 2016. La evolución de estas expectativas refleja con nitidez el fracaso de Pemex en esta región. Aun hoy, el nivel de incertidumbre asociado a la más reciente proyección es elevado, pues no se cuenta con resultados sustantivos de los llamados laboratorios que se han instalado en Chicontepec.

De acuerdo con la prospectiva, el estancamiento inicial obedece a la trayectoria ligeramente ascendente de Ku-Maloob-Zaap y Chicontepec que compensan la declinación de Cantarell, mientras que la explotación en otros campos conocidos se mantiene estable. Un nivel constante de producción a 2013 constituirá un importante logro que no debe menospreciarse. En la segunda fase, todas las áreas bajo explotación decaerán, salvo por Chicontepec, y cobran rápidamente importancia los resultados de la exploración. Es a partir de 2017 que comienza la producción de crudo en aguas profundas. Sin embargo, este arranque está condicionado en la prospectiva al descubrimiento de reservas de crudo en 2010, que aún no ha sido anunciado.

Hay algunas contingencias que podrían poner en peligro las metas fijadas. La primera es el patrón de producción de Ku-Maloob-Zaap. La prospectiva postula que este activo ya alcanzó su nivel máximo de producción y que podrá mantener la plataforma alcanzada durante los próximos cinco años, al incorporar la producción de los campos Ayatsil y Pit. Elimina la posibilidad de que siga un perfil de declinación similar al de su vecino Cantarell. De no ser este el caso, la trayectoria de producción a 2015, y más allá, no se cumpliría.

La prospectiva no ofrece un análisis de sensibilidad –al que está obligada– de posibles rezagos en los plazos de los descubrimientos, entre éstos y la primera producción y entre ésta y la producción objetivo. Estos rezagos son usuales en los trabajos de los mejores operadores de la industria petrolera y es necesario hacer explícito su probable impacto. Finalmente, se plantea que el primer proyecto de aguas profundas –Golfo de México B– madurará en un plazo de seis años, seguido inmediatamente por los proyectos Perdido y Golfo de México Sur. La complejidad y la probabilidad de éxito de estos proyectos, así como su desarrollo en el plazo previsto, están sujetos a una multitud de imponderables. Esta incertidumbre, propia de proyectos de frontera, no parece estar debidamente incorporada en el ejercicio de planeación.

La comparación de los pronósticos de producción de crudo de la prospectiva más reciente con los de las prospectivas anteriores y con los realizados por otras empresas e instituciones, es esclarecedor. En los últimos cuatro años la Secretaría de Energía y Pemex formularon prospectivas de petróleo crudo. Inicialmente sus pronósticos tenían un horizonte de 10 años que más tarde fue ampliado a 15. Las metas de producción a 2012 descendieron cada año. Entre la fijada en 2007 y la de 2010, la reducción fue de más de 600 mbd. Las metas a 2015 cayeron en cerca de 500 mbd en este mismo periodo. Si bien los objetivos planteados en la prospectiva más reciente son muy ambiciosos –como se argumenta a lo largo de este artículo–, a corto y mediano plazos –a 2015– su cumplimiento supone un esfuerzo vigoroso, son razonables y en principio alcanzables. A más largo plazo, se vuelven inequívocamente imprudentes.

Hay un amplio número de proyecciones de capacidad productiva y de producción petrolera de México. Todas pronostican una producción declinante en el periodo de pla-

neación. La diferencia fundamental con la correspondiente a la prospectiva se debe al tratamiento que ésta da a la producción de campos aun no descubiertos. Para fines ilustrativos se seleccionan aquí las proyecciones más recientes de la Agencia Internacional de Energía,<sup>6</sup> la Energy Information Administration del gobierno estadounidense<sup>7</sup> y la de Cambridge Research Associates.<sup>8</sup>

En el primero de estos ejercicios, la producción asciende a 2.5 mmbd en 2015 para descender a 2.4 mmbd en 2025 y recuperarse nuevamente a 2.5 mmbd en 2035. Se trata de un escenario de gran estabilidad. En el segundo, la producción de líquidos –crudo, condensados y líquidos del gas– desciende a 1.4 mmbd en 2025, recuperándose a 1.6 mmbd en 2035. Este crecimiento modesto es atribuible exclusivamente al desarrollo de recursos potenciales en aguas profundas del Golfo. El ejercicio considera que la magnitud y las fechas de esta recuperación dependerán, en parte, del nivel de acceso que se otorgue a inversionistas y operadores extranjeros, señalándose que Pemex no cuenta con la capacidad técnica y financiera para emprender el desarrollo de dicho potencial. El tercer ejercicio asume una producción de líquidos de 2.2 mmbd en 2015 y 1.8 mmbd en 2025. La cifra de este último año incluye 18% de producción de campos no descubiertos. Las tres proyecciones de producción seleccionadas distan mucho de la prospectiva que conlleva 2.9 mmbd de crudo en 2015 y 3.3 mmbd en 2025.

## Gas natural

A pesar de que el gas natural está llamado a jugar un papel importante en la transición a sistemas energéticos menos intensivos en la emisión de carbono, el análisis que contienen las prospectivas en relación a la oferta primaria de este combustible es particularmente pobre. En parte esto se debe a que la Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo sólo toca tangencialmente los temas de producción e incorporación de reservas de gas natural y la Prospectiva del Mercado de Gas Natural hace hincapié en la demanda total y regional de gas, así como en los sistemas de procesamiento y transporte. Las escuetas referencias a la producción en esta última prospectiva se vinculan a actividades de exploración y producción que debieron aparecer en la otra. En futuras prospectivas convendría tratar en una de ellas todos los temas relacionados a la exploración y producción de hidrocarburos primarios y dejar exclusivamente a la de gas las actividades que se encuentran en fases posteriores de la cadena productiva.

Otra razón que explica el espacio limitado que se dedica a la producción de gas en las prospectivas es la mayor complejidad que supone su pronóstico. Gran parte de la extracción provendría de campos de gas asociado al crudo. Las prospectivas consideran que en el periodo de planeación su aportación media a la producción total sería de 63%. Pronosticar el comportamiento de la relación gas/aceite siempre es una tarea difícil. Lo es aún más en campos que aún no han sido descubiertos. Por otra parte, la producción de gas no asociado ha venido declinando y esta tendencia sólo puede revertirse mediante el descubrimiento y desarrollo acelerado de otros campos. Si bien la producción de gas natural crece a una tasa media similar a la del crudo, la proporción que al final del periodo

6. International Energy Agency, *World Energy Outlook 2010*. Paris, OECD/IEA, 2010.

7. International Energy Outlook 2010. <http://www.eia.gov/oiarf/ieo/index.html>.

8. HIS CERA, *The Future of Global Oil Supply: Understanding the Building Blocks*, <https://www.cera.com/asp/cda/client/report/report.asp?KID=5&CID=10720>

de planeación aportarían las actividades de exploración es de 80%, cifra incluso superior a la correspondiente a crudo.

La caída de la producción de gas no-asociado no se debe, como se ha dicho, a factores coyunturales como son los bajos precios del gas natural en Norteamérica. Su razón se encuentra, más bien, en los altos costos relativos de descubrimiento y desarrollo en cuencas mexicanas, en la fuerte caída de la vida media de sus reservas y en errores de programación. Así por ejemplo, la relación de reservas probadas a producción en Burgos es de sólo 3.5 años y las de Veracruz de 3 años.<sup>9</sup> El desarrollo de Lakach, en aguas profundas, puede mejorar esta situación a partir de 2015, pero no significativamente. Otros descubrimientos recientes de gas no-asociado se han dado en campos pequeños y de baja productividad.

## Incorporación de reservas

Las metas y las trayectorias de producción y de restitución de reservas de hidrocarburos dependen de manera determinante del proceso de incorporación de reservas, dada la madurez del acervo actual de éstas últimas. Es por tanto necesario contextualizar la magnitud del esfuerzo planteado en las prospectivas en términos del tamaño de las reservas remanentes al principio de 2010, el desempeño reciente de Pemex en materia de incorporación de reservas y el volumen de reservas de otros países y provincias petroleras. Antes de hacerlo conviene mencionar la información que no aportan las prospectivas publicadas y que es necesaria para evaluar más formalmente este proceso.

Las prospectivas guardan absoluto silencio respecto al origen geográfico y las fuentes de reservas probadas de hidrocarburos a incorporar en el periodo de planeación. Aunque no ofrece cifras de volúmenes es posible inferirlas con cierta precisión de otras estadísticas consignadas. Desafortunadamente no es factible desagregar los montos totales en términos de la reclasificación de reservas, el desarrollo de campos, la revisión de estimaciones y los descubrimientos, ni hacerlo a nivel regional. Sólo se ofrecen cifras anuales de incorporación de reservas 3P, desagregándolas gráficamente en dos categorías: las que aportarían cuencas terrestres y aguas someras, y las que provendrían de aguas profundas. La información ofrecida es incompleta. Dificulta el análisis la práctica generalizada en documentos de Pemex de presentar una buena parte de ella en forma gráfica, que si bien permite observar tendencias generales, se pierde la precisión que dan los números.

La prospectiva apuesta a que la transformación de recursos en reservas y de reservas en producción permitirá lograr y sostener tasas integrales de restitución de reservas totales y de reservas probadas superiores a 100% a partir de 2012. Lograr esto presupone una gran oleada de descubrimientos de petróleo y de gas natural, revisiones netas positivas robustas y una reclasificación de reservas probables y posibles en reservas probadas. No obstante su falta de sustentación, de acuerdo a las prospectivas, en el periodo 2011-2025 tendrían que incorporarse reservas probadas de hidrocarburos por un total de 26 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, así como 29 mmbbpce, de reservas 3P. De estas últimas, aproximadamente 43% provendrían de aguas profundas.

---

9. Las reservas probadas de gas natural de cuencas terrestres maduras de Texas –excluyendo las de esquistos bituminosos– tienen una vida media de 10 años, EIA, U.S. Crude, Natural Gas and Natural Gas Liquids Reserves, *op. cit.*

Así, la incorporación prevista de reservas probadas es 85% superior al monto registrado a principios de 2010 y es equivalente a 67% de las reservas 3P remanentes en la misma fecha. La apuesta no es menor: se aspira a descubrir e incorporar un volumen de reservas probadas de hidrocarburos mayor a la suma de las reservas originales de Cantarell y Ku-Zaap-Maloob.

Crucialmente, esta perspectiva contrasta con el monto de reservas incorporadas en los últimos cinco años. La discontinuidad con el pasado reciente es sustancial. De acuerdo con la prospectiva, el monto anual medio de reservas probadas de hidrocarburos que serán incorporados en los próximos 15 años es 2.2 veces superior al registrado en los últimos cinco años y el correspondiente a las reservas 3P es 2.5 veces mayor. En estas circunstancias los planeadores están obligados a ser más explícitos respecto a los descubrimientos recientes y los estudios exploratorios en los que fundan estas expectativas y aspiraciones. Tienen que ir mucho más allá de la evaluación de recursos potenciales para lograr un mínimo de credibilidad.

Si bien la mayor inversión en actividades exploratorias ha rendido frutos positivos en los últimos cinco años (2005-2009), estos han sido decepcionantes en términos del volumen total de reservas incorporadas, el tamaño de los campos descubiertos y la ausencia de campos de petróleo crudo en aguas profundas. Los descubrimientos realizados hasta ahora distan mucho de las reservas de hidrocarburos que la prospectiva pretende incorporar. A este respecto, el volumen promedio de reservas que se desea adicionar de manera sostenida durante 15 años es 2.7 veces superior al registrado en los últimos tres años en el caso de las reservas 3P y de 1.8 veces en el de las reservas 1P.

La desilusión es mayor si se considera el tamaño de los campos descubiertos hasta ahora, dada la importancia que los campos gigantes y súper-gigantes tienen en la determinación del nivel y ritmo de expansión de la producción. En los últimos cinco años se han descubierto 9 campos con reservas iniciales probadas y probables de más de 100 mmbpce de hidrocarburos y sólo tres –Pit, Kayab y Tsmín– de más de 200 mmbpce. Estos grandes campos distan mucho de situarse en el grupo de los gigantes. Aun así, han aportado 54% de las reservas 2P descubiertas. Salvo uno, todos se encuentran mar adentro y uno de ellos se ubica en aguas profundas. Del total, ocho se encuentran en las Cuencas del Sureste. En aguas profundas no se han incorporado reservas de crudo y sólo cuatro campos perforados –Lakach, Noxal, Lalail y Leek– cuentan con reservas de gas. Entre ellos sobresale Lakach. Pemex espera iniciar producción en este campo hacia finales de 2014. Estos resultados distan mucho de las expectativas que se habían tenido y anunciado hasta ahora.

Otra forma de dimensionar el volumen de reservas probadas que las prospectivas pretenden incorporar es comparándolo con el monto actual de las reservas de petróleo de otros países. México buscaría incorporar entre 2011 y 2025 reservas probadas de petróleo crudo que equivalen a 75% de las que tenía Estados Unidos a principios de 2010.<sup>10</sup> Asimismo, incorporaría reservas probadas de hidrocarburos líquidos 45% superiores a las reservas de Brasil y 83% mayores a las conjuntas del Reino Unido y Noruega en la misma fecha.<sup>11</sup>

10. U.S. Energy Information Administration, U.S. Crude Oil, *Natural Gas and Natural Gas Liquids Reserves*. [http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/data\\_publications/crude\\_oil\\_natural\\_gas\\_reserves/current/pdf/table04.pdf](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/crude_oil_natural_gas_reserves/current/pdf/table04.pdf)

11. BP, *Statistical Review of World Energy*, junio 2010. [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/)

En el periodo de planeación, se busca incorporar reservas 3P en aguas profundas y ultra-profundas (en tirantes de agua de más de 500 metros) en el sector mexicano del Golfo por un total de unos 12 mmmbpce. Desafortunadamente no se cuenta con cifras de reservas 1P a incorporar en esta región. Las reservas probadas de hidrocarburos en aguas profundas y ultra-profundas (en tirantes de aguas de más de 307 metros, una definición más laxa que la mexicana) del sector estadounidense del Golfo ascendían a principios de 2010 a 4.3 mmmbpce y su producción en 2009 fue de 1.7 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (MMBDPCE).<sup>12</sup> Si la participación de las reservas probadas a incorporar en aguas profundas mexicanas fueran equivalentes a 17% de las reservas totales 3P, México estaría incorporando reservas probadas por un monto similar al reservas probadas actuales en el sector estadounidense. La producción mexicana de aguas profundas en 2025 ascendería a 784 mmbdpce, lo que equivale a 46% de la producción estadounidense actual, también en aguas profundas. Desde luego no puede acusarse a los planeadores mexicanos de falta de ambición o de que sus expectativas sean modestas.

Las metas de producción, de incorporación de reservas y, por tanto, de su reposición son particularmente altas al compararlas con el desempeño reciente de Pemex. La tasa de restitución de reservas de hidrocarburos 3P de los últimos tres años ascendió a 48%. La prospectiva busca que esta sea de 118% en los próximos 15 años. En el caso de reservas probadas ésta ascendió a 66%, nivel determinado en mayor medida por revisiones y desarrollos que por descubrimientos, como es de esperarse de un acervo tan maduro como el de México. La tasa prevista para el periodo de planeación es de 106 por ciento.

Alcanzar en 2012 la meta de restitución de 100% tanto para reservas probadas como para reservas 3P, no va a ser fácil. Supone en el primer caso incrementar el volumen de revisiones, pues es difícil convertir descubrimientos en reservas probadas en tan breve plazo. En cuanto a las reservas 3P estas enfrentan posibles revisiones a la baja en Chicontepec. La Comisión Nacional de Hidrocarburos reconoció las reservas probadas certificadas de 2010, pero no ha dado su visto bueno a las 2P y 3P de la Región Norte, y cuestiona las cifras de Pemex en Chicontepec (y en menor grado en otros activos de Pemex). Sería necesario que la CNH modificara esta postura o que se dieran en 2011 y 2012 descubrimientos muy superiores a los que se hicieron recientemente.

Como es de esperarse en acervos maduros, la tasa de restitución de reservas probadas está más determinada por las revisiones que por los descubrimientos. La tasa promedio de los últimos tres años fue de 66% y más de las dos terceras partes de esta restitución se debió a revisiones. En el caso de la restitución de reservas 3P, si bien se lograron elevadas tasas de descubrimientos en años recientes, las tasas negativas de revisiones han sido también altas. Ahora, para lograr las metas de reposición de estas reservas se va a requerir que los nuevos descubrimientos compensen con creces las revisiones previsibles a la baja. Resulta difícil explicar que Pemex privilegie en el análisis las tasas de reposición de reservas 1P y 3P. En la industria petrolera, para fines de planeación, se utilizan con mayor frecuencia las tasas de las reservas 2P. Quizá sea porque ésta es sensiblemente más baja que las otras dos. En los últimos 3 años fue de sólo 43 por ciento.

[globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2008/STAGING/local\\_assets/2010\\_downloads/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2010.pdf](http://globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf)

12. U.S. Energy Information Administration. U.S. Gulf of Mexico Proved Reserves and Production by Water Depth. [http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/data\\_publications/crude\\_oil\\_natural\\_gas\\_reserves/current/pdf/gomwaterdepth.pdf](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/crude_oil_natural_gas_reserves/current/pdf/gomwaterdepth.pdf)

## Requerimientos de inversión

En el periodo 2005-2009, la inversión a precios constantes de Pemex Exploración y Producción se duplicó, mientras que la producción agregada de petróleo y gas natural disminuyó 14%, por lo que la intensidad de capital de la producción aumentó 175%. Así, la inversión por barril producido aumentó de 70 a 194 pesos. Esta tendencia se revierte en el horizonte de planeación 2010-2025, en el que se proyecta una inversión promedio anual de 312.6 miles de millones de pesos de 2010 y una producción media anual de 4.4 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente. Estas cifras dan una inversión por barril de 194 pesos, cifra idéntica a la registrada en 2009. En el ejercicio de planeación que sirvió de base a la Estrategia Nacional de Energía los resultados fueron similares.

Esta coincidencia numérica es sorprendente dado que la estrategia propuesta es necesariamente más intensiva en capital: 23% de la producción prevista entre 2010 y 2025 se localiza en campos no descubiertos en aguas profundas y súper-profundas y 30% se ubica en cuencas terrestres y aguas someras. Al extraordinario esfuerzo exploratorio que esto supone tendrá que agregarse el gasto de desarrollo de los descubrimientos realizados. Estos yacimientos tienen costos de descubrimiento y desarrollo sustancialmente superiores a los históricos. Es en este sentido que se dice que la era del petróleo fácil ya concluyó y que la perspectiva a futuro es de un petróleo más difícil de descubrir y producir, y desde luego, más costoso.

Pemex enfrenta un doble reto. Por un lado tendrá que desarrollar grandes proyectos, de alta complejidad, difíciles de instrumentar; en localizaciones remotas con severas dificultades logísticas; en condiciones geológicas complejas y yacimientos caracterizados por altas presiones y temperaturas. Al mismo tiempo tendrá que abordar la perforación intensiva de campos con tasas de recuperación final bajas, así como la adopción temprana de procesos de recuperación mejorada, fracturamiento hidráulico e inyección de fluidos al yacimiento. Estas actividades requieren nuevas tecnologías, más y mejor ingeniería y son muy intensivas en servicios petroleros. La inversión en exploración deberá expandirse vigorosamente mediante un programa disciplinado y eficiente para restituir reservas de hidrocarburos. Habrá que pagar por ver: la única forma de constatar que hay petróleo es mediante la perforación. Ello presupone una fuerte inversión en la adquisición y procesamiento de información sísmológica, de estudios geológicos y geofísicos sofisticados y de una mejora sustancial de la capacidad de interpretación y evaluación en Pemex. La posible incursión en yacimientos subsalinas agrega complejidad y costo a la estrategia.

El financiamiento de un programa de exploración de estas características no va a ser fácil, tanto por su monto como por los riesgos a los que está sujeto. Sin embargo, las principales restricciones son de carácter técnico, gerencial y regulatorio. El núcleo de la capacidad exploratoria de las grandes empresas petroleras se ubica el arte y la técnica de la administración de riesgos. Estas habilidades complejas no se pueden improvisar, requieren de una amplia y larga experiencia y son difíciles de transferir. La gestión de grandes proyectos requiere una disciplina económica férrea, gran flexibilidad para hacer frente a eventos imprevistos y rapidez en decisiones de alto valor. Estos procesos tendrán que sujetarse a un marco regulatorio moderno y a instituciones regulatorias capaces de exigir su cumplimiento.

Las prospectivas no establecen las bases en las que descansan los requerimientos de inversión previstos; ni siquiera especifican el perfil anual de la inversión. Sólo ofrecen una cifra promedio de inversión anual, la cual es tan sólo 30% superior a la registrada en 2010. En cuanto a los costos de capital de los principales servicios de perforación y los demás gastos de inversión que Pemex Exploración y Producción normalmente incurre, se asumen precios similares a los del último trimestre de 2009, aun deprimidos por la gran recesión. Asimismo, las prospectivas suponen que el precio promedio de exportación de crudo será de 71.94 dólares por barril, el de gas natural de 5.61 dólares por millar de pies cúbicos y el régimen fiscal aplicable será el adoptado en noviembre de 2009.

## Conclusiones

Los resultados del ejercicio de planeación son poco convincentes. Por un lado proponen metas de descubrimientos, reposición de reservas y producción agresivas a las que no se asignan probabilidades de cumplimiento. A su vez postulan una intensidad de capital de la producción similar a la de 2009 y la permanencia del actual régimen de derechos. Pemex tiene una larga historia de grandes –y pequeños– proyectos en los que subestima costos y magnifica resultados, apostando a que una vez iniciados no será posible pararlos, independientemente de su rentabilidad y de los recursos que en efecto requerirán. Es una táctica que ha funcionado en el pasado. Lo que hoy la distingue es la pobreza técnica del planteamiento.

La gran apuesta que asumen las prospectivas es el descubrimiento de grandes acumulaciones de petróleo y gas natural en aguas profundas y ultra profundas del sector mexicano del Golfo y en prospectos subsalinos de las Cuencas del Sureste. Descubrimientos significativos a corto y mediano plazos abrirían en estas regiones una nueva frontera de la industria petrolera del país. La primera producción de gas en aguas profundas se obtendría en 2014 a partir de la nueva provincia gasífera que Pemex vislumbra en torno al campo Lakach. Prevé también iniciar producción de petróleo crudo hacia 2017 a partir de descubrimientos aun no anunciados. La producción comenzaría en el área conocida como Golfo de México B y un año después en las áreas Golfo de México Sur y Perdido. Hasta ahora poco se ha dado a conocer sobre el potencial subsalino del Sureste. Sin embargo, la mayor incorporación de reservas prevista es en yacimientos localizados en aguas someras y en áreas terrestres de la Región Sur. Frente a la declinación y estancamiento temporal de la producción, las prospectivas plantean una fuga hacia adelante, en la que el volumen de petróleo y gas producido avanza en una trayectoria ascendente. Se trata de una apuesta fuerte a lo desconocido que, de no materializarse, provocará que la producción decline inevitablemente. En estas condiciones, es difícil comprender las razones que llevaron a las autoridades a no mostrar un mayor escepticismo y una mayor prudencia frente a las metas y las trayectorias fijadas.

El balance de riesgos de las prospectivas se inclina en una dirección: es muy probable que no se alcancen las metas planeadas ni se cumpla con el calendario trazado. Ello no excluye la posibilidad de descubrimientos importantes en regiones poco conocidas o inexploradas hasta ahora. Sin embargo, tampoco se puede asegurar que estos se darán en la magnitud y el ritmo planteados en las prospectivas. Por otra parte los costos de capital y

de operación de Pemex Exploración y Producción pueden ser sustancialmente mayores a los supuestos en este ejercicio de planeación. Ello tiene importantes repercusiones potenciales respecto a la estabilidad del régimen fiscal de la industria petrolera. Dados los requerimientos de gasto público –secularmente reprimidos–, una recaudación de los ingresos derivados del petróleo menor a la prevista obligaría a tomar medidas fiscales compensatorias para mantener o aumentar la carga fiscal. Las autoridades hacendarias están plenamente conscientes de los riesgos que supone depender del comportamiento volátil de los precios del petróleo para equilibrar las finanzas públicas.

Ante la incertidumbre asociada a la futura producción e incorporación de reservas de petróleo y gas natural, el gobierno deberá evaluar con rigor la utilización del repertorio de instrumentos de política pública a su disposición para moderar el crecimiento de la demanda interna de hidrocarburos y, eventualmente, reducir el volumen de las exportaciones. Destacan entre estos una política de precios de productos petrolíferos y gas natural que elimine los subsidios generalizados otorgados por el gobierno federal y por el propio Pemex, y aumentar los precios al consumidor con objeto de reducir el ritmo de crecimiento de la demanda de combustibles y la intensidad del uso de hidrocarburos en la economía mexicana. Esta política sería congruente con otros objetivos de carácter ambiental y climático. Sin embargo, tendrían que ir acompañadas de otras políticas en materia de transporte público, desarrollo urbano y de protección a familias de bajos ingresos. De seguir cayendo la vida media de las reservas, convendría también evaluar la conveniencia de introducir una prueba de suficiencia de reservas, que podría restringir la plataforma de exportación de petróleo crudo, con objeto de garantizar el suministro interno de combustibles a mediano y largo plazos.

Moderar la demanda interna de hidrocarburos tendría también un objetivo de balanza comercial. En los últimos dos años, las exportaciones netas de hidrocarburos líquidos descendieron por abajo del umbral de un millón de barriles diarios, y todo indica que seguirá descendiendo en la medida que se recupere la economía mexicana. En 2010, las exportaciones netas disminuyeron a 928 mbd. En las prospectivas, si bien el nivel bruto de las exportaciones de crudo aumenta, el de las exportaciones netas tiende a la baja. Lo que está a discusión es el ritmo al que disminuirán en el periodo de planeación. Debe además tenerse en cuenta la decreciente aportación neta de divisas de la balanza petrolera. Excluyendo al gas natural, que también es deficitario, en 2010 las importaciones de productos absorbieron 53% del valor de las exportaciones de crudo y productos petrolíferos.

Por el lado de la oferta, convendría alentar la extensión y densificación de la red nacional de gasoductos con objeto de complementar la producción interna con mayores importaciones, tanto de gas por ductos como de gas licuado. México enfrenta un déficit estructural de gas natural y este combustible está llamado a jugar un papel importante en la transición a una economía con menor intensidad de emisiones de gases con efecto invernadero.