

Mirada Legislativa

Núm. 4, marzo 2013

La reforma energética en México

Síntesis

Este trabajo analiza la reforma energética en nuestro país con especial énfasis en la industria petrolera. Dicho análisis parte de la realización de un ejercicio comparativo de la producción de hidrocarburos en México y otros países de Latinoamérica. El objetivo es examinar los indicadores de producción tomando en cuenta que algunos de esos países ya han instrumentado su reforma energética y otros se encuentran en la puesta en marcha de dicho proceso, tal es el caso de México. Entre los principales resultados del análisis se encuentran los siguientes:

- Una semejanza entre la industria petrolera latinoamericana y la mexicana es que ambas están dejando de ser consideradas sectores de control exclusivamente estatal. Esta nueva orientación constituye un verdadero cambio estructural en la región. Dependiendo de los acuerdos políticos que los actores puedan lograr en cada país, se están tomando decisiones que van desde la privatización total de la industria (Argentina) hasta la desmonopolización (Brasil y Perú), pasando por la apertura a la inversión privada de ciertas actividades (Brasil y Venezuela), con modificación integral o parcial de los marcos regulatorios (México y Bolivia). Sin embargo, Pemex es muy diferente a Petrobras, pues esta última empresa se mantiene a la vanguardia en Latinoamérica gracias a que ha celebrado acuerdos internacionales de exploración y producción con otros países del continente y de Europa.
- En 2010, México fue el principal productor de hidrocarburos en Latinoamérica, más de 3 millones de barriles por día de petróleo y 5.3 mil millones de pies cúbicos por día de gas natural; le siguieron en orden de importancia Venezuela y Brasil en petróleo, y Argentina en gas natural. No obstante, el crecimiento interanual de la producción mexicana de petróleo en el periodo 2005-2010 fue de -5%, aunque la compensó con un crecimiento de 4% en gas natural.
- Así, los datos duros indican que la producción de crudo en México disminuye día a día; como consecuencia, también las exportaciones y los ingresos del gobierno se reducen. La respuesta ante la caída de la producción es una presión para una apertura de Pemex al capital privado a fin de intensificar la exploración y elevar las exportaciones. No obstante, no es del todo claro si la caída de la producción petrolera en México es un problema de falta de inversión o de agotamiento de los recursos naturales.

Contexto actual de la producción petrolera en México y Latinoamérica

Las empresas petroleras latinoamericanas presentan algunas similitudes con Petróleos Mexicanos (Pemex). Por ejemplo, mantienen una cadena integrada de producción desde el pozo hasta la estación de servicio. Lo que hace PDVSA en Venezuela, Petrobras en Brasil o Ecopetrol en Colombia, también lo hace Pemex en México; exploran, explotan, transportan, refinan y comercializan crudo y sus derivados. Algunas de ellas se han internacionalizado bastante, por ejemplo, PDVSA y Pemex poseen participaciones en refinerías y sistemas de distribución localizados en Estados Unidos. Sin embargo, Pemex es diferente a Petrobras, pues esta última empresa se mantiene a la vanguardia en Latinoamérica gracias a que ha celebrado acuerdos internacionales de exploración y producción con otros países del continente y de Europa.

Otra semejanza entre la industria petrolera latinoamericana y la mexicana es que ambas están dejando de ser consideradas sectores de control exclusivamente estatal. Esta nueva orientación constituye un verdadero cambio estructural en la región. Dependiendo de los acuerdos políticos que los actores puedan lograr en cada país, se están tomando decisiones que van desde la privatización total de la industria (Argentina) hasta la desmonopolización (Brasil y Perú), pasando por la apertura a la inversión privada de ciertas actividades (Brasil y Venezuela), con modificación integral o parcial de los marcos regulatorios (México y Bolivia).

La inversión privada, extranjera o nacional, tiene ahora en el sector petrolero latinoamericano un conjunto de nuevas oportunidades de negocios. Por ejemplo, países como Argentina, Brasil y

y Colombia fueron testigos de una activa participación privada, fruto de la apertura a la inversión extranjera en exploración y producción y a reformas del régimen de transporte y refinación. Sin embargo, otros países como Bolivia, Ecuador y Venezuela emprendieron procesos de nacionalización o mayor control estatal al renegociar contratos de operación o de servicios.¹

Por su parte, en nuestro país, desde la nacionalización petrolera en 1938, Pemex mantiene el monopolio de toda la actividad de producción de hidrocarburos. Como nunca antes, Pemex intenta equilibrar su rol como fuente de financiamiento del presupuesto público con su obligación de mantener su estatus de exportador de petróleo y realizar inversiones en un panorama de limitada independencia operativa y presupuestaria.

Los datos duros indican que la producción de crudo en México disminuye día a día; como consecuencia, también las exportaciones y los ingresos del gobierno se reducen. La respuesta ante la caída de la producción es una presión para una apertura de Pemex al capital privado a fin de intensificar la exploración y elevar las exportaciones.

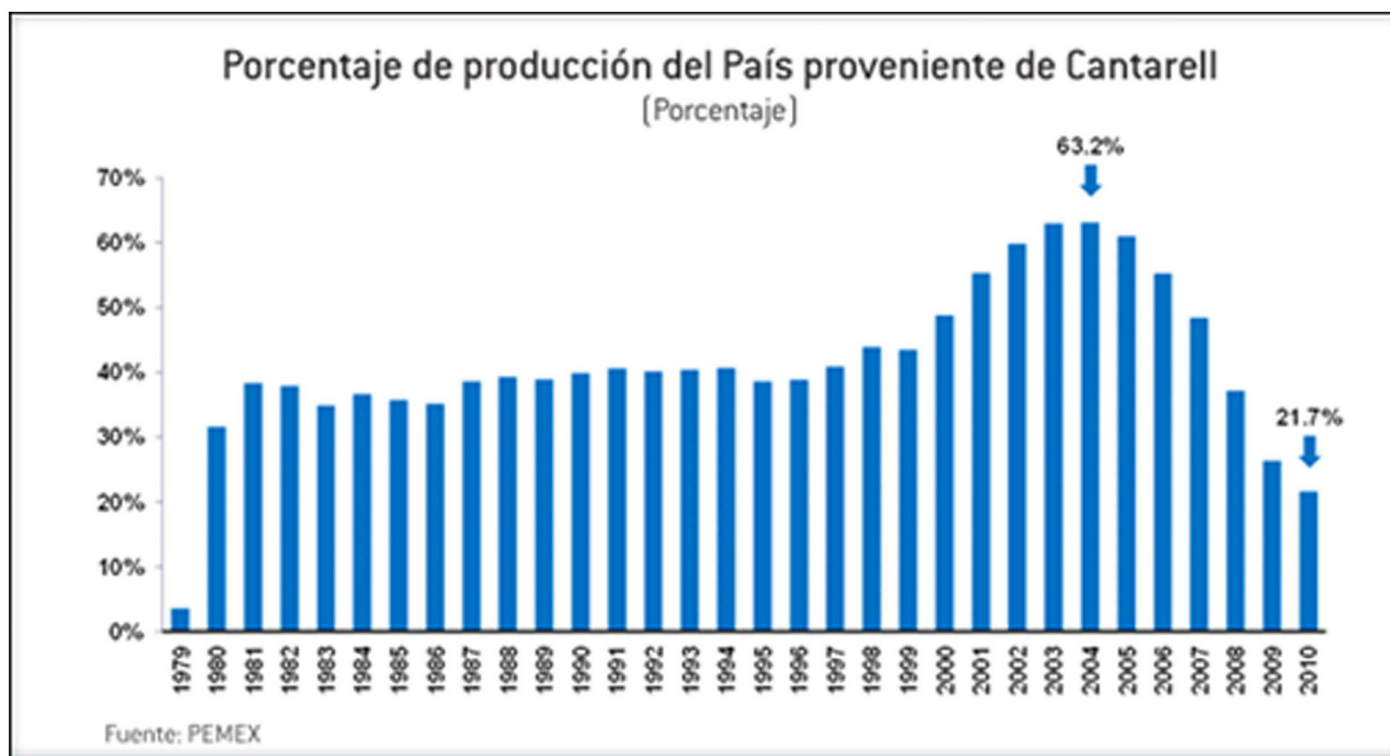
No obstante, no es del todo claro si la caída de la producción petrolera en México es un problema de falta de inversión o de agotamiento de los recursos naturales. Cuando comenzó la caída de Cantarell, los porcentajes de producción de este campo en el total nacional pasaron de 63.2% en 2004, a 21.7% en 2010 (gráfica 1). Así, el problema se convirtió en un asunto de debate nacional. Por ello, en 2008 se inició un proceso

1 El sistema contractual se subdivide en Contratos de Servicio y Contratos de Producción Compartida, en el primero el pago al contratista es en dinero mientras que en el segundo es en petróleo o gas natural. De igual forma, el Contrato de Servicio se subdivide en Contrato de Servicio Puro y Contrato de Servicio de Riesgo; en el primero el pago es fijo mientras que en el segundo es en función a la rentabilidad y condiciones de mercado.



de reforma energética con medidas tendientes a modernizar la industria petrolera.² Sin embargo, la producción de crudo continúa declinando. De ahí la pertinencia de examinar las tendencias de producción en México y de compararla con otros países, pues –de acuerdo a diversos especialistas- puede ocurrir que aunque se inyecten más inversiones con capital privado, Pemex ya no pueda sostener los actuales ritmos de extracción.³ Este debate provoca el dilema entre transitar hacia una reforma energética, sobre la que existen distintas propuestas, o mantener las políticas actuales.

Gráfica 1



Fuente: Proyectos estratégicos de Pemex: Cantarell.

Documento disponible en: www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=145&catID=12681&contentID=19972 (consultado el 05 de febrero de 2013).

1 El sistema contractual se subdivide en Contratos de Servicio y Contratos de Producción Compartida, en el primero el pago al contratista es en dinero mientras que en el segundo es en petróleo o gas natural. De igual forma, el Contrato de Servicio se subdivide en Contrato de Servicio Puro y Contrato de Servicio de Riesgo; en el primero el pago es fijo mientras que en el segundo es en función a la rentabilidad y condiciones de mercado.

2 Entre los aspectos más destacados de la reforma energética destacan: a) la inclusión de cuatro consejeros profesionales al Consejo de Administración de Pemex; b) establecer un Comité de Transparencia y Rendición de Cuentas; c) crear bonos ciudadanos para que todos los mexicanos accedan a títulos de deuda de Pemex; d) se crea la Comisión Nacional de Hidrocarburos como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía; e) se aprueba la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; f) la Comisión Reguladora de Energía mantiene plena autonomía técnica y operativa; y g) se aprueba la construcción de una nueva refinería en Tula, Hidalgo.

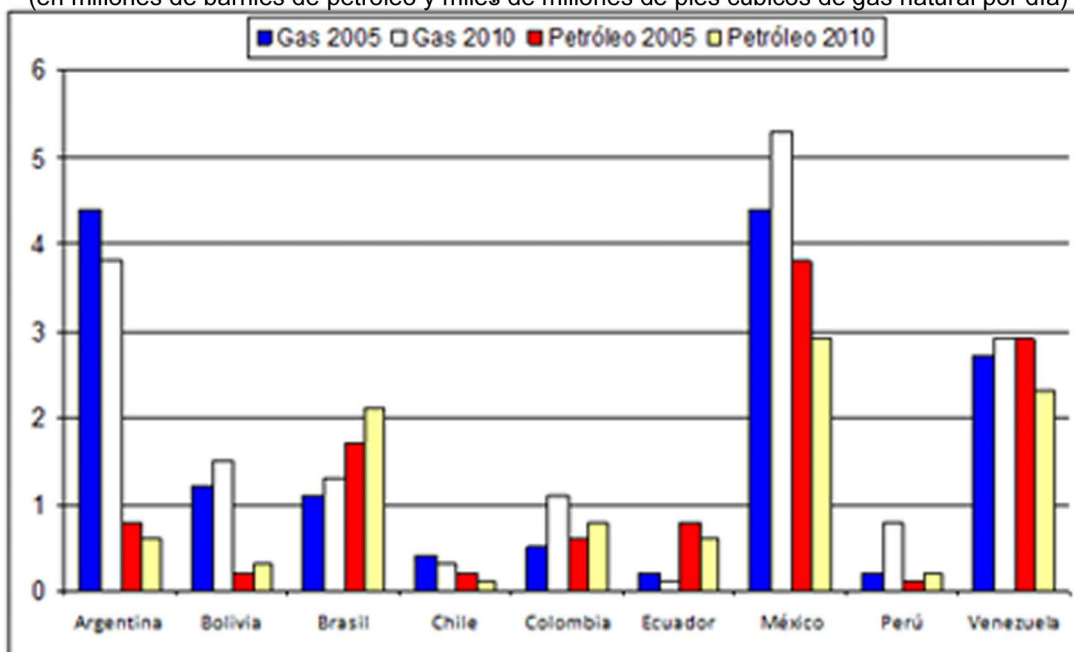
3 Fabio Barbosa, Retos en la exploración y producción de petróleo crudo en el sexenio 2012-2018, México, Instituto de Investigaciones Económicas/UNAM, 2012

Comparación regional de producción de hidrocarburos

Al contrario de la tendencia mundial, en los últimos años la producción de hidrocarburos en Latinoamérica ha ido decreciendo, y viene perdiendo protagonismo a favor de otros países de Norteamérica, Europa del Este, Asia y África; regiones en las que una mayor actividad de exploración permitió incrementar la producción, es el caso de los yacimientos de arenas bituminosas en Canadá, de las reservas de gas no convencional en Kazajstán y Rusia y del petróleo en Angola. Desde 2004, los altos niveles de crecimiento del consumo latinoamericano de hidrocarburos (3% promedio anual) fueron mayores al crecimiento de la producción, dando a entender que si bien el alza de los precios internacionales en un período de bonanza se reflejó en mayores actividades de perforación, ello no fue suficiente para disminuir la declinación natural de la producción en los campos existentes.

De acuerdo con la gráfica 2, en 2010, México fue el principal productor de hidrocarburos en Latinoamérica, más de 3 millones de barriles por día de petróleo y 5.3 mil millones de pies cúbicos por día de gas natural; le siguen Venezuela y Brasil en petróleo, y Argentina en gas natural. Sin embargo, el crecimiento interanual de la producción mexicana de petróleo en el periodo 2005-2010 fue de -5%, aunque la compensó con un crecimiento de 4% en gas natural. De hecho, la producción de gas natural en la mayoría de los países es superior a la de otros hidrocarburos (petróleo, etanos, propanos, butanos). No obstante, el hecho de poseer reservas de gas no soslaya una disminución evidente en la producción de hidrocarburos, fenómeno que se observa en la mayoría de los países latinoamericanos, a excepción de Brasil.

Gráfica 2 - Producción de hidrocarburos en países seleccionados, 2005-2010
(en millones de barriles de petróleo y miles de millones de pies cúbicos de gas natural por día)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Energy Information Administration, "International energy statistics". Disponible en: www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm (consultado el 05 de febrero de 2013).

Así, los casos más evidentes de declinación en la producción total de hidrocarburos se dan en México, Venezuela, Argentina y Ecuador con tasas anuales cercanas al -4%, -3%, -3% y -2% respectivamente. Asimismo, se observan casos exitosos en que la declinación natural de los campos fue compensada con mayor exploración y producción: Perú (con 13%), Colombia (8%) y Brasil (4%). En gas natural casi todos los países de la región (excepto Argentina y Venezuela) tuvieron una producción creciente. El caso de México es digno de mencionar pues campos como Alambra y Arenaria en el reservorio de Burgos contribuyeron con más del 25% de la producción de hidrocarburos en 2010.⁴

En el ramo petrolero parece que no es suficiente el crecimiento en los precios para que México, Venezuela y Ecuador se sobrepongan a la producción declinante en campos maduros. Para algunos analistas, la insuficiente inversión público-privada en infraestructura y en actividades de exploración, mantenimiento y desarrollo de campos, puede ser el problema.⁵ Por otro lado, Perú, Colombia y Brasil abrieron su industria petrolera a la inversión extranjera desde mediados de la década de los 90's. Estos países permitieron una mayor participación privada en intereses hidrocarburíferos al suscribir contratos de concesión con propiedad privada en la producción, habilitaron áreas tradicionales y no tradicionales a subasta internacional, realizaron reformas fiscales con menor régimen de regalías escalonadas y emitieron licencias exploratorias más largas.⁶

Para fines de comparación, en 2011, Perú contaba con cerca de 100 contratos de exploración y explotación suscritos, Brasil y

Colombia firmaron con más de 70 empresas petroleras internacionales para las actividades del *upstream*,⁷ mientras que Venezuela para el desarrollo de la faja del Orinoco se asoció con cerca 19 empresas. Por su parte, Argentina, Bolivia y México no pudieron aprovechar el auge de precios altos para ampliar su actividad de perforación. Entre los problemas más relevantes estuvieron: a) aspectos regulatorios como menores precios de venta al mercado interno; b) altas tasas de regalías e impuestos; c) condiciones más restrictivas en el mercado; y d) mayores costos de inversión, operación y acceso a financiamiento.

Producción mexicana de hidrocarburos y expectativas de la reforma energética

La disminución de la producción es un fenómeno presente en todos los campos petroleros del mundo; las reservas son finitas. Cantarell, no es ajeno a este fenómeno; a partir de 2004 inició su proceso natural de declinación.

Dada la importancia de Cantarell, la caída de su producción impactó la estrategia de producción de Pemex. En consecuencia, se ejecutaron nuevos proyectos como Ku-Maloob-Zaap, Ixtal-Manik y Delta del Grijalva. El objetivo: compensar dicha reducción en la producción, la cual alcanzó aproximadamente 800 mil barriles de crudo diarios desde el inicio de la declinación de Cantarell. Así, en 2010 se logró una producción total de 3 millones 374 mil barriles diarios.

4 Víctor Rodríguez, "Contratos de servicios múltiples en Pemex: eficacia, eficiencia y rentabilidad", en Problemas del Desarrollo, vol. 41, núm. 163, 2010.6

5 Humberto Campodónico, "Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina", en Documento de Proyecto, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2008.

6 Idem.

7 El *upstream* es un término comúnmente utilizado para referirse a la búsqueda, recuperación y producción de petróleo crudo o gas natural. Este sector de extracción también se conoce como exploración y producción.



A pesar de estos esfuerzos, para noviembre de 2012, la producción de petróleo crudo promedió una cifra aún menor: 2 millones 577 mil barriles diarios (mbd). Lo anterior como consecuencia de una caída en la producción del activo Integral Ku-Maloob-Zaap, que aportó 33.5% al total nacional, equivalente a 864 mbd. La producción de Cantarell participó tan sólo con 17.5% del total nacional con una producción de 450 mbd, 4.5% menor que la registrada en 2010.⁸

En México, la situación de declinación en la producción de otros derivados petrolíferos es muy similar a la del crudo, por ejemplo, en noviembre de 2012, la producción de combustóleo promedió 231 mbd, 21.7% menos que en noviembre de 2011. El volumen de ventas aumentó 39.4% y fue equivalente a 201 mbd, pero las importaciones de combustóleo totalizaron 48 mbd. Por su parte, la producción de diesel disminuyó 12.4% en noviembre de 2012 respecto a mismo mes de 2011 al registrar un volumen promedio de 200 mbd. Las ventas aumentaron 3.9% llegando a 420 mbd. Dado lo anterior, se registró un aumento en las importaciones de 0.3%, alcanzando un volumen de 185 mbd. En consecuencia, 44.1 % de las ventas internas de diesel se cubrieron con importaciones. En cuanto al gas licuado de petróleo, la producción se ubicó en 196 mbd, volumen 4.4% menor respecto al mes de noviembre de 2011. Las ventas internas de gas licuado mostraron un aumento de 2.1% en el mismo periodo, al promediar 311 mbd. Además, se importaron 110 mbd, volumen 19.3% menor a lo registrado en noviembre del año anterior.⁹

El análisis de la información sobre el sector sugiere que en los últimos años la industria petrolera de nuestro país ha entrado a una compleja situación: existe una presión por apresurar la explotación y las exportaciones de crudo, pero al mismo tiempo se han causado daños irreversibles a gran parte de los campos gigantes, no sólo Cantarell, sino también Ku-Maloob-Zaap y otros campos han entrado a una fase “terminal”. Los métodos de recuperación secundaria y terciaria no han logrado atenuar su declinación. Como consecuencia de lo anterior, algunos autores afirman que “la propuesta de ampliar la apertura al capital extranjero y dividir el territorio y las aguas territoriales y patrimoniales de México en bloques, para concesionarlos al capital extranjero, sólo significaría acelerar el agotamiento para apresurar los ingresos por exportaciones de crudo, a costa de enfrentar los riesgos que implican las perforaciones profundas y de dañar a otras actividades económicas”.¹⁰

8 Secretaría de Energía, “Estadísticas destacadas del sector energético”, noviembre 2012.

Disponible en: www.sener.gob.mx/portal/estadisticas_destacadas_del_sector_energetico.html (consultado el 05 de febrero de 2013).

9 Idem.

10 Fabio Barbosa, Retos en la exploración y producción de petróleo crudo en el sexenio 2012-2018, México, Instituto de Investigaciones Económicas/UNAM, 2012, p. 128.

Mirada Legislativa

Conclusiones

México, al igual que muchos países petroleros de América Latina (PDVSA en Venezuela, YPF en Argentina, PETROBRAS en Brasil, entre otros), cuenta con una empresa estatal (Pemex) que constituye el principal actor y fuerza rectora en la organización del sector. El análisis de los datos sugiere que en esta región, el alza de precios y la actividad perforadora no fueron suficientes para tener un aumento sostenido de reservas ni producción acorde al crecimiento del consumo regional, por lo que fue necesario impulsar mayor inversión privada en actividades de exploración y producción.

En el análisis comparativo realizado en este documento se mostró que la producción de hidrocarburos en un escenario netamente estatal como el caso de México ó en un escenario privado/mixto como el caso de Colombia o Brasil, pueden traer resultados diferentes, tanto en acumulación de reservas como en el incremento de producción.

Sin embargo, el análisis indica que el éxito de un incremento de reservas y producción se basa en encontrar un equilibrio entre los intereses públicos con los privados referentes a la propiedad de la producción, suministro al mercado interno, tasas óptimas de extracción, seguridad jurídica y estabilidad fiscal; los cuales permitan minimizar los riesgos inherentes dados por precios y costos crecientes, riesgo geológico, entre otros. Queda claro que entre los especialistas hay consenso de que una reforma del sector tiene que tomar en cuenta factores de orden estructural y coyuntural para hacer más eficiente la extracción de los recursos finitos que posee el país.

INSTITUTO BELISARIO DOMÍNGUEZ

Presidente	SEN. LUIS MIGUEL GERÓNIMO BARBOSA HUERTA
Secretario	SEN. DANIEL GABRIEL ÁVILA RUIZ
Secretario	SEN. ROBERTO ARMANDO ALBORES GLEASON
Secretario	SEN. ÁNGEL BENJAMÍN ROBLES MONTOYA

Directora General de Estudios Legislativos:
Política y Estado (Análisis Legislativo)

DRA. MARÍA DE LOS ÁNGELES
MASCOTT SÁNCHEZ

Investigadores de la Dirección General de Estudios Legislativos: Política y Estado (Análisis Legislativo)

DR. ALEJANDRO NAVARRO ARREDONDO

MTRA. GABRIELA PONCE SERNICHARO

MTRO. CORNELIO MARTÍNEZ LÓPEZ

DR. JUAN PABLO AGUIRRE QUEZADA

LIC. IAN MARCK ANDRADE CÁCERES

MIRADA LEGISLATIVA 

Dirección General de Estudios Legislativos
Política y Estado (Análisis Legislativo)

Donceles 14 Piso 1
Colonia Centro
06000, México, DF

Contacto

Tel. (55) 5722-4831 exts 2044 y 4820
amascott.ibd@senado.gob.mx
iandrade.ibd@senado.gob.mx

Este documento no expresa de ninguna forma la opinión de la Dirección General de Análisis Legislativo, del Instituto Belisario Domínguez ni del Senado de la República.
Mirada Legislativa es un trabajo académico cuyo objetivo es apoyar el trabajo legislativo.