

América Latina: ¿más petrolera?

LUISA PALACIOS ■ Directora para América Latina de Medley Global Advisors

El panorama petrolero de América Latina ha cambiado significativamente en la última década: mientras su demanda de petróleo ha aumentado, su producción ha caído. Venezuela y México, los tradicionales grandes exportadores, han visto menguar su producción, pero Brasil y Colombia están aprovechando una gran oportunidad en el negocio petrolero.

EL PANORAMA ENERGÉTICO de América Latina está en constante movimiento. Aunque la región continúa siendo exportadora neta de petróleo, su balance petrolero ha estado cambiando significativamente: en diez años pasó de un superávit de casi cuatro millones de barriles por día (b/d) a menos de dos millones. La explicación no está solo en la producción, sino en la creciente demanda de la región.

La producción petrolera de América Latina ha caído poco por ciento en los últimos diez años para situarse en aproximadamente diez millones de b/d. Hoy representa doce por ciento de la producción mundial (dos por ciento menos que hace diez años), según cifras de la base estadística energética de British Petroleum, que presenta información histórica mundial. Esta tendencia, si suponemos una demanda constante, habría empeorado por sí sola el superávit petrolero de la región. Sin embargo, el factor determinante de la caída del superávit petrolero es la demanda de la región que creció casi 18 por ciento en el mismo periodo, hasta superar los ocho millones de b/d.

Las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) para el año 2012 sugieren que la demanda de crudo en América Latina crecerá en tres por ciento. Como en los últimos años, América Latina es una de las regiones donde la demanda interna ha mostrado más dinamismo. Según la IEA, para 2012 el consumo de la región representará veinte por ciento del aumento de la demanda

América Latina es una de las regiones donde la demanda interna ha mostrado más dinamismo. Para 2012 el consumo de la región representará veinte por ciento del aumento de la demanda mundial de petróleo

mundial de petróleo. Pero, aun cuando la oferta en América Latina aumente este año a la misma tasa de uno por ciento que registró en 2011, eso no será suficiente para estabilizar la balanza petrolera. Aunque sigue siendo positiva, el efecto de la creciente demanda ha tornado insuficiente el parque de refinación. La consecuencia es que la región importa cada vez más productos petrolíferos y esto se refleja en el intercambio comercial petrolero con Estados Unidos.

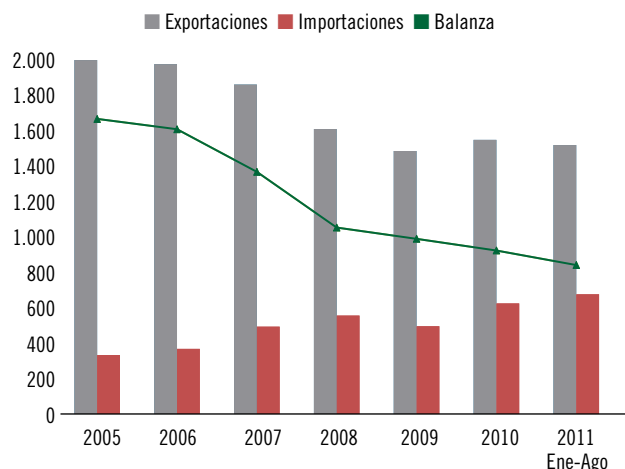
Estados Unidos importa alrededor de 3,3 millones de b/d de América Latina. Esta cantidad representa una caída, en apenas cinco años, de aproximadamente un millón de b/d o más de veinte por ciento. La caída de las exportaciones a Estados Unidos está concentrada en México y Venezuela, que representan aproximadamente el sesenta por ciento de las exportaciones de petróleo a Estados Unidos, según el reporte mensual de petróleo de la IEA. Durante el mismo periodo, Estados Unidos incrementó sus exportaciones de petrolíferos a la región en casi un millón de b/d, para situarse en 1,4 millones: un aumento de 150 por ciento en los últimos cinco años.

La creciente demanda energética es y seguirá siendo un desafío para la región y ha significado una reducción de su superávit petrolero. La rapidez con la que este superávit siga cayendo, o se logre estabilizar, dependerá mayoritariamente de la situación en cuatro países de la región: Venezuela, México, Brasil y Colombia.

Venezuela y México: en busca de mayor producción

Los dos mayores productores de petróleo de la región están haciendo esfuerzos importantes para aumentar su producción. Por ser una de las economías más importantes de la región, el consumo interno en México siempre ha representado una porción importante de la producción (alrededor del sesenta por ciento). Pero su balanza comercial petrolera se ha visto bajo presión por la caída estrepitosa de la producción en el megacampo Cantarell desde 2004: de dos millones de b/d a menos de 500.000 en 2011. México ha logrado estabilizar su producción desde 2010 alrededor de 2,6 millones de b/d (3,4 millones en 2004). Pero las necesidades de inversión siguen creciendo, por el costo y la complejidad de cada nuevo barril con el que México logra sustituir los de Cantarell.

Balanza petrolera mexicana (miles de barriles por día)



Fuente: Pemex. «Indicadores petroleros». <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=16&catID=12155>.

Venezuela ha experimentado un aumento del consumo interno, tanto por el crecimiento económico a partir de 2004 como por la mayor dependencia de combustibles para la generación de electricidad. Ambos fenómenos no solo han reducido el superávit de la balanza comercial petrolera venezolana sino que también han conducido a la importación de derivados.

Estos son también los países con mayores limitaciones políticas y legales para la participación del capital privado. Sus esfuerzos provienen, fundamentalmente, de las empresas estatales Petróleos Mexicanos (Pemex) y Petróleos de Venezuela (Pdvs). Aun así, ambos países se apoyan en el capital privado para lograr sus objetivos, mediante las formas de participación que ofrecen a las empresas privadas.

Los nuevos proyectos petroleros en la Faja del Orinoco, donde Venezuela permite una participación de cuarenta por ciento a empresas privadas, y los nuevos contratos integrales en México que están siendo subastados por Pemex, brindan las bases para prever aumentos de producción en ambos países. Pero, de las dos modalidades, el proyecto del Orinoco en Venezuela tiene más potencial. Venezuela ha constituido siete empresas mixtas en el área, y el gobierno calcula la producción temprana de estos proyectos a partir de finales de 2012. Las proyecciones del gobierno indican que, para 2015, los nuevos proyectos de la Faja logren aportar un millón de b/d.

En 1998 México aprobó una reforma energética que permite a Pemex, por primera vez, traspasar a contratistas privados la operación completa de campos marginales y áreas de gran complejidad. Aunque los nuevos contratos no permiten pago en especie (crudo), por restricciones constitucionales, contienen incentivos según los cuales el pago en efectivo aumenta si la contratista logra una mayor producción. Pemex licitó por primera vez estos contratos en 2011, en tres áreas con campos marginales en el sureste del país, y tiene planeado completar otra licitación este año para la zona norte. Pero el desafío más importante está en aguas profundas y en Chicontepec (*on shore*). Se calcula que Chicontepec tiene 140.000 millones de barriles *in situ*, pero solo el doce por ciento es recuperable dada la complejidad de los yacimientos.

El futuro de Venezuela está en la Faja del Orinoco: esta zona se convertirá en su principal fuente de producción de petróleo. Pero tanto México (Chicontepec, aguas profundas) como Venezuela (Faja del Orinoco) enfrentan el desafío de que sus reservas más cuantiosas están en áreas que requieren inversiones de capital más sustanciales y tecnologías más avanzadas que la producción existente. Estos esfuerzos requerirán mantener importantes montos de gastos de capital (*Capex*) en el futuro.

Brasil y Colombia: los nuevos jugadores

A diferencia de México y Venezuela, que han experimentado deterioros en sus balances petroleros, Colombia y Brasil han mejorado de manera sustancial. En ambos casos, el aumento de la producción petrolera fue la clave.

Brasil pasó de importador neto de petróleo a ser autosuficiente, mientras que Colombia ha duplicado su producción hasta volverse el tercer exportador de petróleo en la región después de Venezuela y México. El aumento de la producción en Brasil y Colombia no solo es significativo para la región; también representa un porcentaje importante del incremento de la producción no OPEP en el mundo. LA IEA espera que estos países representen casi el 25 por ciento del aumento de crudo de los países no OPEP en 2012.

Las compañías paraestatales de ambos países han desempeñado un papel fundamental en esta transformación. Pero su éxito ha sido posible por importantes cambios ins-

Brasil pasó de importador neto de petróleo a ser autosuficiente, mientras que Colombia ha duplicado su producción hasta volverse el tercer exportador de petróleo en América Latina después de Venezuela y México

tucionales. El no ser responsables del ciento por ciento de la producción petrolera les permite ser más eficientes en la utilización de los recursos. El poder aliarse con compañías privadas como socios mayoritarios o minoritarios les permite no solo optimizar recursos sino también acceder a tecnología. El tener participación privada en su estructura accionaria les permite conseguir recursos adicionales a las deudas. El tener regímenes fiscales no predatorios les permite utilizar una buena parte de su flujo de caja para reinvertir. Todos estos factores les dan una gran ventaja a estas petroleras estatales y los resultados están allí.

El régimen institucional no solo brinda oportunidades a las paraestatales sino que, también, permite a un país potenciar su capacidad de producción mediante la inversión privada (extranjera y local). En ambos países, las perspectivas más interesantes del sector privado no están en manos de las compañías petroleras tradicionales de los países desarrollados, sino de empresas con capital o gerencia latinoamericanas: Pacific Rubiales en Colombia y OGX en Brasil. Pacific Rubiales es ya el productor independiente más importante de Colombia, luego de Ecopetrol, y OGX con capital brasileño promete convertirse en la productora independiente más importante de Brasil.

Brasil tiene las perspectivas petroleras más prometedoras, por la magnitud del potencial de los reservorios bajo la capa de sal del *offshore* brasileño conocido como presal. Los yacimientos están situados a una profundidad de 7.000 metros bajo el nivel del mar y se calcula que podrían contener entre cincuenta y cien mil millones de barriles de crudo.

Proyectos de la Faja del Orinoco en Venezuela

Empresas mixtas	Participantes	Participación de Pdvs (%)	Áreas
Petroindependencia	Chevron, Japón, Suelopetrol	60	Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte, Carabobo 5
Petrocarabobo	Repsol, Petronás, ONGC, Indian Oil	60	Carabobo 1
Vencupet	Cuba Petrol	60	Oficina Central, Ada, Lido-Limón
PetroMiranda	Rosneft, Gazprom, TNK-BP, OJSC Surgutneftegaz	60	Junín Bloque 6
Petromacareo	Petrovietnam	60	Junín Bloque 2
PetroUrica	CNPC	60	Junín Bloque 4
PetroJunín	ENI	60	Junín Bloque 5

Fuente: Reporte financiero de Pdvs 2010.

Este descubrimiento es de tal importancia que se considera una nueva frontera petrolera.

Petrobras va viento en popa en el desarrollo de estos reservorios. Luego de anunciar su descubrimiento en 2007, el presal representa aproximadamente seis por ciento de la producción de Brasil. Pero las proyecciones de Petrobras

Estados Unidos importa alrededor de 3,3 millones de barriles diarios de América Latina. Pero esto representa una caída, en apenas cinco años, de aproximadamente un millón de barriles

atribuyen al presal un papel preponderante. La compañía paraestatal calcula que aumentaría su producción a tres millones de b/d en 2015 (dos millones en 2011) y a cinco millones en 2020. Se espera que el presal represente 18 por ciento de la producción en 2015 y 41 por ciento en 2020. Estos volúmenes corresponden solo a Petrobras. Las compañías privadas producen un diez por ciento de la producción, pero tienen grandes planes de inversión.

Este panorama positivo de la oferta petrolera está siendo acompañado por una demanda que crece rápidamente (ocho por ciento en 2010). Petrobras planea invertir alrededor de 15.000 millones de dólares anuales en refinación, de un Capex de 44.000 millones de dólares en los próximos cinco años. Hoy las importaciones equivalen a un doce por ciento del consumo. Petrobras calcula que, de no invertir en refinación, las importaciones podrían llegar a cuarenta por ciento del consumo en cinco años.

Colombia por su parte ha experimentado un incremento de su oferta de crudo desde hace cinco años, que ha significado una duplicación de su producción de 500.000 b/d en 2005-2006 a casi un millón, como resultado de una política de apertura petrolera. Esta política ha permitido también un incremento importante de la inversión extranjera directa (10.000 millones de dólares en 2011), en la cual la inversión petrolera representó más del cincuenta por ciento. Lo más interesante de la experiencia colombiana es que la expansión de la producción de crudo ha sido seguida por un aumento de la exportación. Colombia ha diversificado sus fuentes de energía hacia el gas, lo que le ha permitido liberar crudo para la exportación (alrededor de 500.000 b/d).

La clave está en la política energética

Colombia y Brasil muestran que la evolución de la balanza energética no es algo estático sino cambiante, que no está condicionado por los recursos prospectivos de un país (Venezuela tiene las mayores reservas de la región) ni por su posición inicial (México era el productor más importante de la región hace apenas unos años). La política energética es, por lo tanto, un factor determinante de la evolución de la balanza energética.

Los países de América Latina se están volviendo cada vez más importantes consumidores de su petróleo y la producción es parte fundamental de la ecuación, pero no la única. Cada vez más, la balanza petrolera responderá a los incentivos de la demanda, y esto dependerá de cómo se maneje la matriz energética en su conjunto.

Diseño gráfico editorial

Calendarios corporativos y personales

Fotografía documental

Imagen corporativa

