



 Economía

La energía en Argentina

Comisión de Desarrollo Metropolitano, Provincial y de la Región Centro

Resumen efectuado por Leandro Fisanotti, a partir del Ciclo de Conferencias dictado por varios especialistas en el tema energético "Situación Actual y Perspectivas Energéticas en la Argentina". Dicho ciclo fue organizado por la Comisión de Desarrollo Metropolitano, Provincial y de la Región Centro.

La matriz energética primaria de la Argentina ha atravesado un largo proceso de incremento en su dependencia del gas natural. Esto queda de manifiesto en las versiones más actualizadas de los trabajos disponibles sobre composición de la matriz energética primaria.

Considerando tanto fuentes oficiales como privadas, la participación del gas natural como fuente primaria excede el 50% del total y posiciona al país como uno de los más dependientes del gas natural en el mundo. Esto no resulta, per se, algo positivo o negativo sino que debe contextualizarse en el marco de la disponibilidad de recursos energéticos. En este sentido, existen países que reflejan una mayor dependencia del fluido que el nuestro. Sin embargo se trata de países cuya disponibilidad gasífera excede ampliamente la observada en la Argentina.

Como puede observarse en la tabla, aquellos países que superan a la Argentina en la dependencia del gas natural en su matriz energética poseen a su vez mayores reservas del hidrocarburo. El ratio Reservas a Producción (R/P) vincula las reservas probadas con la producción gasífera del año más reciente (en el caso expuesto, 2011).

La fuerte dependencia de nuestro país de un recurso escaso, cuya producción se encuentra en declive desde el año 2004 y sus reservas han disminuido un 56% entre 2000 y 2011, llevó a una creciente necesidad de importación de gas para sostener la demanda residencial e industrial, deteriorando el balance energético al incrementar las importaciones y disminuir las exportaciones. De esta forma, la demanda de divisas que implica este desequilibrio se traduce en una situación crítica que atraviesa los distintos sectores de la economía argentina.

El resultado deficitario en la balanza de divisas se mantuvo negativo durante 2012 y podría haber sido aún peor si las previsiones de actividad económica se hubieran cumplido. La desaceleración de la economía sostuvo, en parte, la situación.

Panorama Hidrocarburífero

A lo largo del siglo XX, la producción de petróleo y gas en la Argentina se incrementó en forma sostenida. Sin embargo, la última década parece haberse revertido esa tendencia. La producción de petróleo alcanzó su máximo en 1998, al superar los 49 millones de metros cúbicos. Desde entonces ha declinado hasta un nivel del orden de los 32 millones de metros cúbicos al cierre de 2012 (una caída del 35% desde el máximo).

En gas natural, por su parte, el máximo se alcanzó seis años después, en 2004, al lograrse un nivel de producción de más de 52.385 millones de metros cúbicos del fluido. En 2012 este guarismo había retrocedido hasta los 44.124 millones de metros cúbicos.

Pág 1





Así como un menor nivel de inversiones fue erosionando la producción, también se detecta que no se realizaron actividades de exploración en cantidad y eficacia suficiente para reponer el stock de reservas de los hidrocarburos. Según el Informe de Reservas 2011 emitido por el Instituto Argentino de la Energía "Gral. Mosconi", las reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2011 alcanzaban 332.510 millones de metros cúbicos. Esto es un 50% de las reservas comprobadas 10 años antes (al 31/12/2002 las reservas comprobadas de gas natural ascendían a 663.550 millones de metros cúbicos).

En el caso del petróleo, el mismo informe citado expresa que las reservas comprobadas del hidrocarburo alcanzan al 31 de diciembre de 2011 los 393.996 miles de metros cúbicos, un 12% menos que en 2002. Tomando los niveles de reservas de gas y petróleo en forma conjunta, homogeneizando las mediciones a equivalentes de toneladas de petróleo, la variación negativa entre 2012 y 2011 es del 41%.

Esto se explica en una persistente caída en la actividad exploratoria, que se materializa en una menor cantidad de pozos exploratorios perforados. Durante la década de 1970 y la década de 1980, el promedio anual de pozos exploratorios perforados alcanzó los 101 pozos. Entre 2001 y 2009, este promedio había retrocedido hasta 38 y en 2010 fueron solamente 18 pozos. Recién en 2011 se observa un nivel similar a la década de 1990, con 85 pozos exploratorios perforados.

Esta situación, puede asociarse con una significativa distorsión en los precios del gas natural en boca de pozo que desincentiva la producción de este fluido. Por ejemplo, el gas importado de Bolivia se paga un 300% más que la producción local. Este sobre costo puede llegar incluso a duplicarse si se considera el precio que debe abonarse por el gas importado por barco, inyectado al sistema de distribución en Escobar sobre el Río Paraná.

Es importante destacar que el Gobierno Nacional en el mes de Noviembre de 2012 informó, en un intento por frenar la caída en la producción, una suba del precio del gas natural en boca de pozo para los campos nuevos. El nuevo precio ascendería a 7,5 dólares por millón de unidades térmicas británicas (MBTU). Para implementarlo, el Gobierno Nacional firmó un acuerdo con YPF para reconocer dicho valor a aquellas petroleras que se comprometían a invertir en el desarrollo de nuevos campos en Argentina.

De todos modos, resulta claro que esta estructura de precios ha desalentado la producción nacional y el nuevo precio fijado sigue estando por debajo de los valores pagados por la importación de gas.

Si se analiza la situación desde el punto de vista del consumidor final, los precios también presentan distorsiones. Al comparar los precios al público de combustibles y gas natural de uso residencial en nuestro país respecto de países del Cono Sur americano, se observan notorias diferencias en lo que hace a gas natural (las diferencias no resultan tan notorias en el caso de las naftas o gasoil).

Hidrocarburos no convencionales

A fin de definir de manera apropiada qué constituye un "Sistema Hidrocarburífero No Convencional" debe partirse de lo que es un Sistema Normal o Convencional. Este último es aquel Sistema Activo (comúnmente denominado yacimiento) que fuera formado por una combinación de fenómenos en los que interviene roca generadora (o "roca madre"), una roca reservorio, una trampa y un sello. Este proceso genera espacios en los que los hidrocarburos





quedan "atrapados" sin salida a la atmósfera lo que permite que puedan ser extraídos tras acceder al espacio en el que se encuentran cautivos.

A diferencia de un Sistema Activo Normal, un Sistema No Convencional se da cuando los hidrocarburos que se forman naturalmente permanecen en la roca generadora, alojado en poros y microporos presentes en la misma. Para su extracción deben "conectarse" estos espacios por medio de un costoso proceso de fractura.

Vale aclarar que no se trata de un descubrimiento o fenómeno nuevo. La explotación de hidrocarburos no convencionales en los Estados Unidos comenzó a fines de la década de 1970. Sin embargo, la temática cobró renovada vigencia tras la difusión de un trabajo de investigación encargado por la U.S. Energy Information Administration (EIA) sobre la disponibilidad de recursos gasíferos no convencionales en 14 regiones a nivel mundial. Este informe resulta particularmente positivo para la Argentina, que resulta posicionada como una de las mayores reservas de gas no convencional (shale gas) del mundo.

El Dr. Gualter Chebli, especialista en exploración de hidrocarburos, resume el potencial de la Argentina - en lo que respecta a recursos no convencionales - en el cuadro adjunto.

No obstante, el especialista plantea algunos reparos. Los proyectos exploratorios realizados en la zona de Chaco-Paranaense (que sería la de mayor potencial según la información expuesta por la EIA) no arrojaron resultados positivos en las perforaciones realizadas en los años '70 sobre la roca madre. Una mención válida en este último punto es que recientemente se conoció un descubrimiento de petróleo en Paraguay, lo que podría considerarse alentador.

Por otra parte, el informe publicado por EIA no hace referencia a las cuencas del Noroeste ni Cuyana, considerando el Dr. Chebli que esta última tiene también un elevado potencial en recursos no convencionales.

