

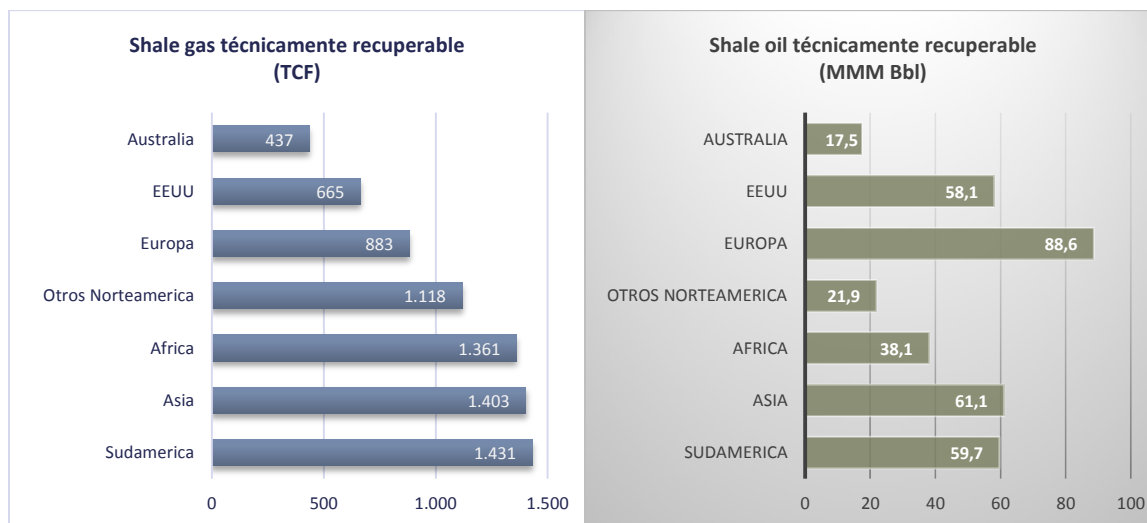
Argentina: ¿hacia la autosuficiencia petrolera?

Hace solo cinco años hubiera sido imposible predecir las profundas transformaciones que las técnicas de perforación horizontal y de fracturación hidráulica desarrolladas en Estados Unidos a principios de los años 90 tendrían sobre el mapa energético mundial o la fundamental alteración que estas producirían en los paradigmas sobre los que la industria petrolera venía sustentando sus actividades y sus proyecciones.

En abril de 2011 la Administración de Información de Energía (EIA) de Estados Unidos dio a conocer un informe preliminar sobre el potencial de reservas técnicamente recuperables de gas natural en 48 cuencas de esquistos distribuidas en 70 formaciones geológicas alrededor del mundo, el que causó gran sensación en la industria y en la opinión pública mundial. El informe fue ampliado en junio de 2013 a 137 formaciones geológicas y a 41 países. El mismo pronto tendría repercusiones en la región y especialmente en Argentina.

El asombro mundial causado por ambos informes fue plenamente justificado: contra un volumen de reservas probadas mundiales de gas natural convencional de 6.557,8 trillones de pies cúbicos (TCF) a fines de 2013, la EIA ha identificado un total de 7.299 TCF adicionales de reservas de *shale gas* técnicamente recuperables, de las que un notable 47 % yace en cuencas localizadas en el hemisferio americano y un 19,6 %, o 1,431 TCF, en Sudamérica.

El informe de 2013 extendió –además– su ámbito de evaluación al potencial de reservas de petróleo de esquistos en las mismas cuencas. Contra un volumen de reservas probadas de petróleo convencional de 1.687,9 mil millones de barriles (mil MMBbl) a fines de 2013, el estudio identificó 170,2 mil MMBbl de reservas adicionales de *shale oil* técnicamente recuperables. De estas, el 50,9 % se encuentra en el hemisferio americano y el 17,8 % en Sudamérica.



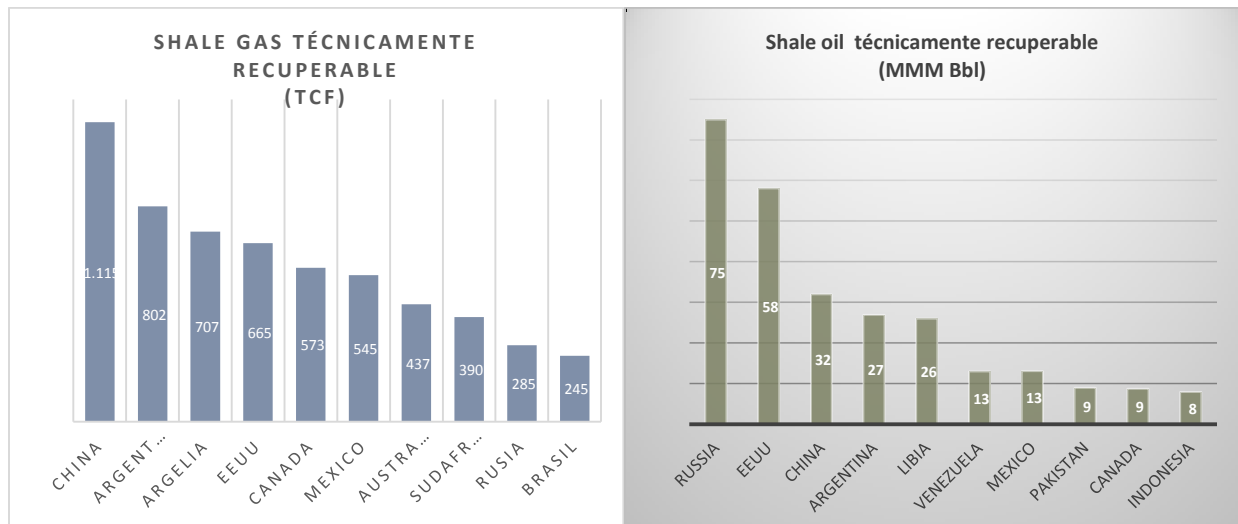
Fuente: U.S. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, June 2013

Shale gas en Argentina

Previsiblemente, la distribución geográfica de las inmensas cuencas de esquistos gasíferos ha desviado la mirada de la industria petrolera mundial hacia Sudamérica, primero, por su enorme potencial gasífero y, segundo, por el hecho de que las cuencas identificadas en la región, de forma similar a las prolíficas formaciones de Estados Unidos y en contraste, por ejemplo, con las identificadas en África, tienen la característica de contener una mayor saturación relativa de líquidos, lo que las hace económica y comercialmente más atractivas.

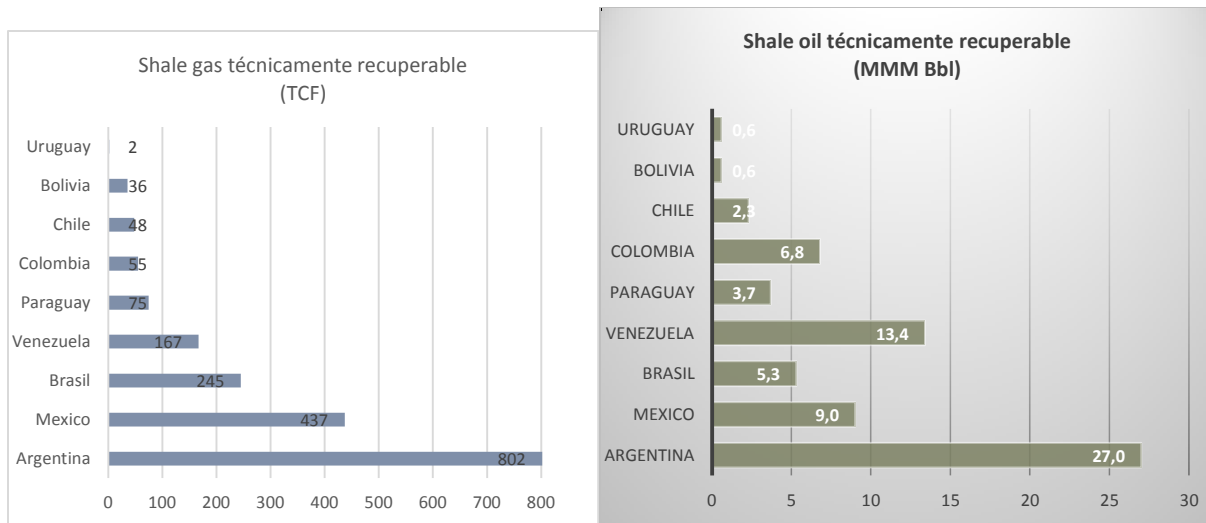
Sin embargo, es Argentina, entre los países sudamericanos, con un inmenso potencial de 802 TCF de reservas técnicamente recuperables de *shale gas* y 27 mil MMBbl de *shale oil*, equivalentes al 56 y al 45,2 % del total regional, respectivamente, que de forma previsible y a pesar de las dificultades que enfrenta la industria petrolera en el país ha logrado atraer el interés y las inversiones para su desarrollo inicial.

El potencial gasífero de las cuencas de esquistos argentinas es suficiente para asumir una segunda posición entre los 10 países con mayores prospectos a escala mundial, solo detrás de China; en términos de potencial en *shale oil*, Argentina se ubica en cuarta posición, solo detrás de Rusia, Estados Unidos y China.



Fuente: U.S. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, June 2013

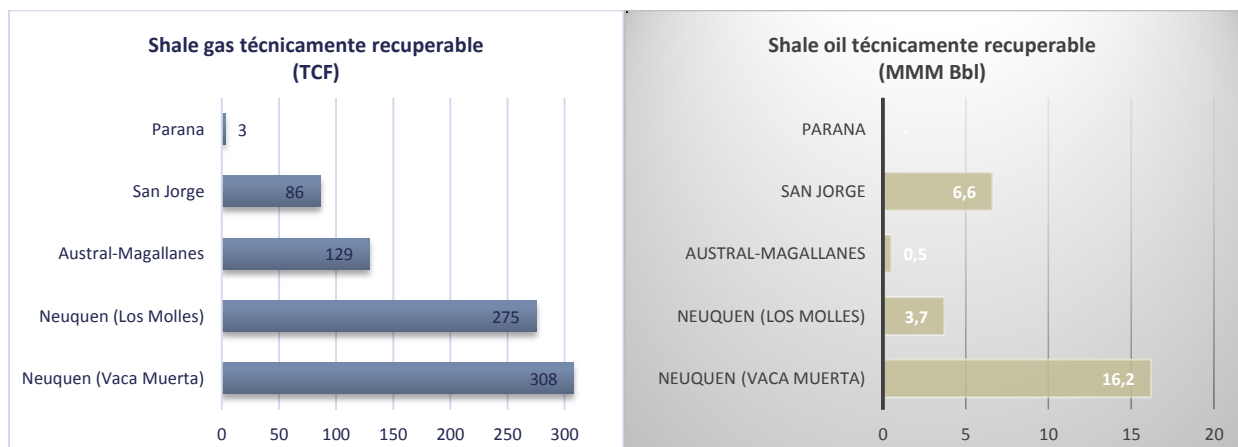
A escala regional, Argentina asume una cómoda primera posición tanto en términos de su potencial gasífero como, especialmente, en función del potencial contenido de líquidos de sus cuencas de esquistos.



Fuente: U.S. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, June 2013

El informe de la EIA abordó la evaluación de cuatro de las principales cuencas hidrocarburíferas de Argentina, incluidas, de norte a sur, la de Chaco/Paraná, Neuquén, Golfo San Jorge y Austral/Magallanes. Entre estas, debido a su magnitud y relevancia, ha prestado especial atención a las formaciones de Vaca Muerta y a Los Molles de la cuenca de Neuquén.

Los valores de las reservas de *shale gas* y de *shale oil* técnicamente recuperables de las cuencas Argentinas, y dentro de estas, de las formaciones de la cuenca neuquina -de por sí la más prolífica de las cuencas productoras de gas y petróleo convencionales y que, adicionalmente, cuenta ya con una desarrollada infraestructura petrolera- permiten entrever las razones del interés que ha generado la formación de Vaca Muerta a la fecha. Esta, por sí sola, ofrece un inmenso potencial de 308 TCF de reservas de gas natural que, a diferencia de las otras, incluida la de Los Molles, incorpora una alta concentración de líquidos.



Fuente: U.S. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, June 2013

La formación de Vaca Muerta cubre un área de 30.000 Km² en el centro de la cuenca neuquina, que se extiende hacia noroeste de la ciudad de Neuquén. Sus características se comparan favorablemente con las de las prolíficas cuencas de esquistos de Barnett, Haynesville, Marcellus, Eagle Ford y Bakken de Estados Unidos y, en términos de

su espesor, superficie y presión, cuentan con características aún más favorables que las de la mayoría de las cuencas americanas.

	Vaca Muerta	Barnett	Haynesville	Marcellus	Eagle Ford	Bakken
Contenido de petróleo (%)	3-10	4-5	0.5-4	2-12	3-5	12
Espesor (m)	30-450	60-90	60-90	10-60	30-100	20-30
Presión (psi)	4,500-9,500	3,000-4,000	7,000-12,000	2,000-5,500	2,500-8,500	4,200
Superficie (Km ²)	30,000	13,000	23,000	250,000	5,000	5,200

Fuente: U.S. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, June 2013*

Según los más recientes estimados, Vaca Muerta podría contener entre 100 y 200 TCF de reservas recuperables de gas natural y entre 20 y 40.000 millones de barriles de petróleo. No sorprende, en consecuencia, dadas sus características geofísicas y su inmenso potencial, que la formación haya atraído a la fecha el interés de las más grandes compañías petroleras, entre las que se cuentan Shell, Exxon Mobil, Total, Chevron y Petronas, las que entre julio de 2003 y agosto de 2014 han suscrito acuerdos con YPF que contemplan inversiones cercanas a los \$us 20.000 millones en su exploración y desarrollo.

Inversiones

En 2007, ante la alarmante declinación de la producción argentina de petróleo y gas, YPF inició un proceso de reevaluación de datos históricos y muestras obtenidos de la perforación de más de 130 pozos en la formación de Vaca Muerta. A base de los resultados, la compañía realizó trabajos adicionales de prospección y perforación que, en julio de 2010, derivaron en el anuncio de un primer descubrimiento de gas de esquistos en área de Loma La Lata. Meses después, en noviembre del mismo año, YPF anunció otro descubrimiento, esta vez de petróleo, en el área de Loma Campana.⁽¹⁾

Entre 2010 y 2011 YPF, aún bajo control de Repsol, encaró la perforación de 12 pozos adicionales en los mismos bloques, con el objeto de delinear la formación; hacia fines de 2011 realizó la primera perforación horizontal en el área. Todos los pozos mostraron pruebas positivas de producción. Hacia fines de 2013, YPF y 10 compañías asociadas habían completado 31 pozos productores con tasas promedio de producción de 0,2 MMmcd y 3.500 Bbld.

Hasta mediados de 2014 YPF ha completado la perforación de 169 pozos en la formación, la mayoría de ellos verticales o direccionales, principalmente en el bloque Loma La Lata. A abril de 2014 su producción rondaba los 19.000 barriles equivalentes de petróleo por día (Bepd).

Desde principios de 2012 a la fecha, YPF ha invertido alrededor de \$us 2.400 millones en Vaca Muerta⁽³⁾; el costo de perforación y terminación de pozos se ha reducido ostensiblemente de \$us 11 millones en 2012 a \$us 7,6 a mediados de 2014; el número de equipos de perforación en actividad en el área ha pasado de cuatro en 2012 a 19 en lo corrido de 2014, y el número de pozos productivos de 42 en abril de 2012 a 161 a marzo de este año. La producción de hidrocarburos proveniente de los esquistos de Vaca Muerta alcanza hoy a más de 20.000 Bepd, compuesta de alrededor de 13.000 Bbld de *shale oil* y de 0,8 MMmcd de *shale gas*.⁽²⁾

Por su parte, la estatal Gas y Petróleo del Neuquén, creada a fines de 2008 por el gobierno provincial como herramienta de promoción y desarrollo de los hidrocarburos de la cuenca neuquina, cuenta con 60 activos petroleros valuados en \$us 1.400 millones⁽⁴⁾, de los que 58 están en actividad. La empresa ha sellado a la fecha más de 54 acuerdos de asociación -con participaciones de 'acarreo' para sí de 5-10 %- para exploración y desarrollo con empresas petroleras, como YPF, Exxon Mobil, Total, Petrobras y Wintershall, y proyecta, fruto de dichas asociaciones, una inversión de \$us 5.500 millones en el área en 2014.

Los esfuerzos realizados en Vaca Muerta por YPF y por Gas y Petróleo del Neuquén, y el interés generado en inversionistas de categoría mundial, son indicios claros de que los resultados alcanzados a la fecha en términos de inversión en actividades exploratorias, de desarrollo y explotación y en términos de producción de gas y petróleo son visiblemente favorables.

Sin embargo, estos no son aún suficientes: contra una inversión total de algo más de \$us 3.700 millones en Vaca Muerta en los últimos tres años, se estima que su desarrollo a gran escala requerirá de entre \$us 140 y 200 mil millones de dólares.⁽⁵⁾ El Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) estima que "en los primeros diez años se requerirán inversiones por alrededor de \$us 70.000 millones si queremos contar con un desarrollo significativo de los recursos no convencionales".⁽⁶⁾ Por ahora, el contexto político, económico y regulatorio reinante en el país representa una fuente de incertidumbre y un freno a la realización plena del potencial de Vaca Muerta.

⁽¹⁾ American Association of Petroleum Geologists (AAPG), "Argentina's Vaca Muerta Draws GTW Spotlight", January 28, 2013

⁽²⁾ YPF, "Vaca Muerta Update", March 17th, 2014

⁽³⁾ Inter Press Service, "Vaca Muerta, Argentina's New Development Frontier", October 11, 2014

⁽⁴⁾ *Ámbito Financiero*, "Gas y petróleo: Neuquén invertirá u\$s 5.500 millones", lunes 28 de abril de 2014

⁽⁵⁾ *The Economist*, "Shale gas in Argentina, Dead-cow bounce", Aug 23rd 2014

⁽⁶⁾ BBC Mundo, *Acuerdo YPF-Chevron, ¿convertirá Vaca Muerta a Argentina en una potencia energética?*, 17 julio 2013

Contexto

En enero de 2002, tras la caída del Gobierno de Fernando de la Rúa y en medio de la crisis económica y social que azotaba a Argentina, el Gobierno promulgó la Ley de Emergencia Económica que, entre otras medidas⁽⁷⁾, convertía el precio del gas natural al consumidor final a pesos, usando una tasa de cambio ficticia de uno a uno con el dólar. La norma venció en diciembre de 2004, pero fue renovada anualmente en cinco oportunidades y por dos años en otras dos ocasiones, por lo que, con su última extensión, aprobada por el congreso en septiembre de 2014, esta cumplirá 13 años de vigencia.

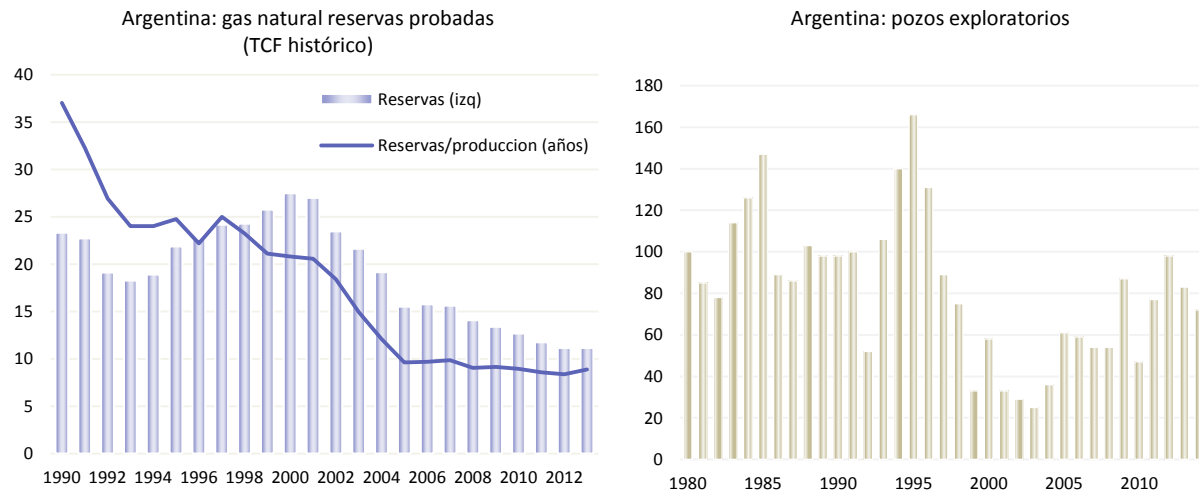
Hacia fines del 2003 existía en Argentina poca preocupación sobre la eventualidad de una crisis energética; sin embargo, frente a la evidencia que se acumulaba gradualmente sobre el congelamiento de las inversiones y el estancamiento de la producción petrolera, el Gobierno se vio forzado a reconocer la crisis energética y a aplicar restricciones -tanto en volumen como en precio- sobre sus exportaciones de gas natural a Brasil, Uruguay y, especialmente, Chile, violando sus compromisos contractuales.

El congelamiento de tarifas y, consecuentemente, de las inversiones petroleras derivó en el estancamiento y eventual declinación de la producción y, en contraparte, en un acelerado crecimiento del consumo interno. Como consecuencia, en abril de 2004, el deterioro de la situación energética argentina influyó en la suscripción de un acuerdo 'temporal' de importación de gas boliviano que, después de repetidas ampliaciones y renovaciones, concluyó en junio de 2006 con la suscripción de un contrato de compraventa de 20 años con la estatal boliviana YPFB que, tras adenda de marzo de 2010, contempla la importación inicial de 7,7 MMmcd de gas boliviano a partir de 2010, a incrementarse gradualmente a 20,7 MMmcd en 2015 y a 27,7 MMmcd a partir de 2021.

Adicionalmente, a principios de 2008 Argentina se vio ante la disyuntiva de tener que acelerar la construcción de instalaciones para la recepción de GNL a través de buques de regasificación; las instalaciones, de una capacidad de procesamiento de 14,2 MMmcd, fueron emplazadas en Bahía Blanca, a 570 Km al sur de Buenos Aires, e inauguradas en junio de ese año. En junio de 2011 se inauguró una segunda planta de regasificación en Escobar, a 48 Km al norte de Buenos Aires, con una capacidad de 17 MMmcd. Argentina pasaba así de ser un país con excedentes gasíferos exportables a convertirse en un importador neto de gas natural.

Los efectos de la crisis energética argentina, cuyos primeros indicios se detectaron ya a fines de 2004, se han agravado gradualmente hasta la fecha.

Las reservas probadas de gas natural, que alcanzaron un pico de 27,5 TCF en 2000, han declinado paulatinamente hasta situarse en 11,1 TCF en 2013, suficientes para cubrir otros 9 años de consumo a su ritmo actual.

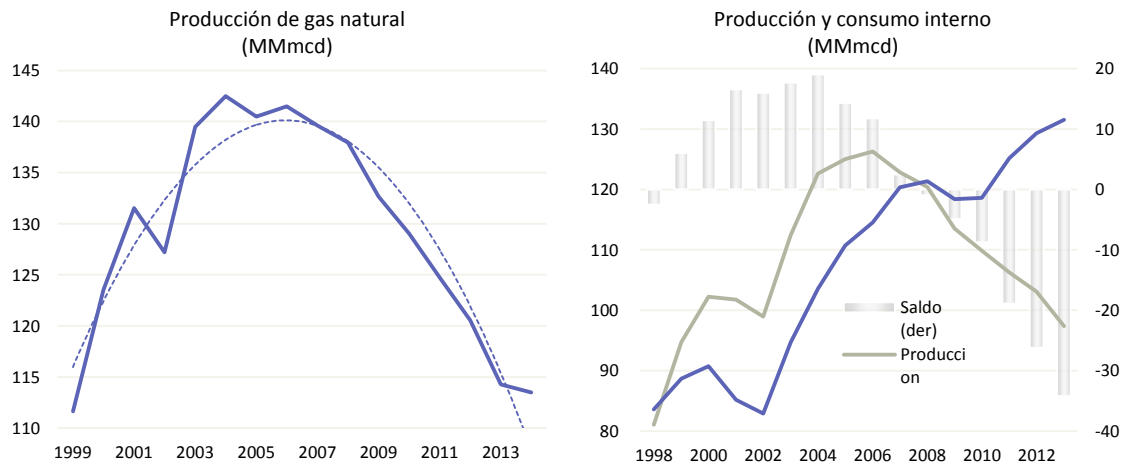


Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, Producción de Petróleo y Gas, www.energia.gov.ar

⁽⁷⁾ La norma delegaba al Poder Ejecutivo la facultad de 'reordenar' el sistema financiero, bancario y del mercado de cambios; de establecer el sistema para determinar la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias.

Ello se explica, previsiblemente, por la perceptible reducción en las actividades exploratorias en el país desde principios de la década pasada: la perforación de pozos exploratorios, que se mantuviera por encima de un promedio de más de 100 ejecutados anualmente entre 1980 y 1995, se redujo a un promedio de no más de 58 a partir de 2000 a la fecha, lo que hasta el momento ha sido evidentemente insuficiente para reponer reservas.

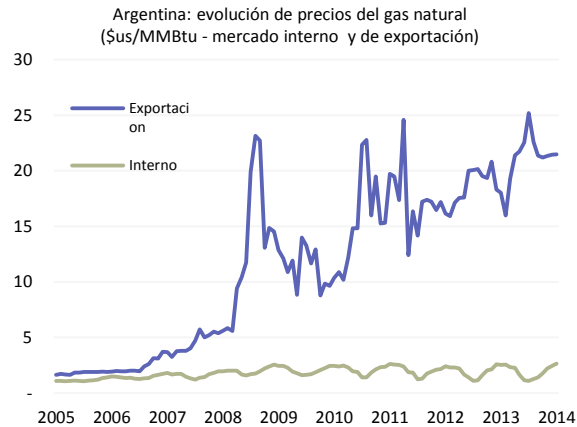
La producción de gas natural ha sufrido una alarmante contracción tras alcanzar su máximo nivel de 142,5 MMmcd en 2004. A agosto de, el promedio de producción correspondiente a 2014, se sitúa en 113,5 MMmcd, similares a los niveles de producción registrados en Argentina hace una década y media y equivalentes a una reducción de más del 20 % en los últimos diez años.



Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, Producción de Petróleo y Gas, www.energia.gov.ar

En contraste, el consumo interno de gas natural, incentivado por precios subsidiados en niveles que, excepto por variaciones estacionales, prácticamente no han cambiado en el curso de la última década, se ha expandido desde

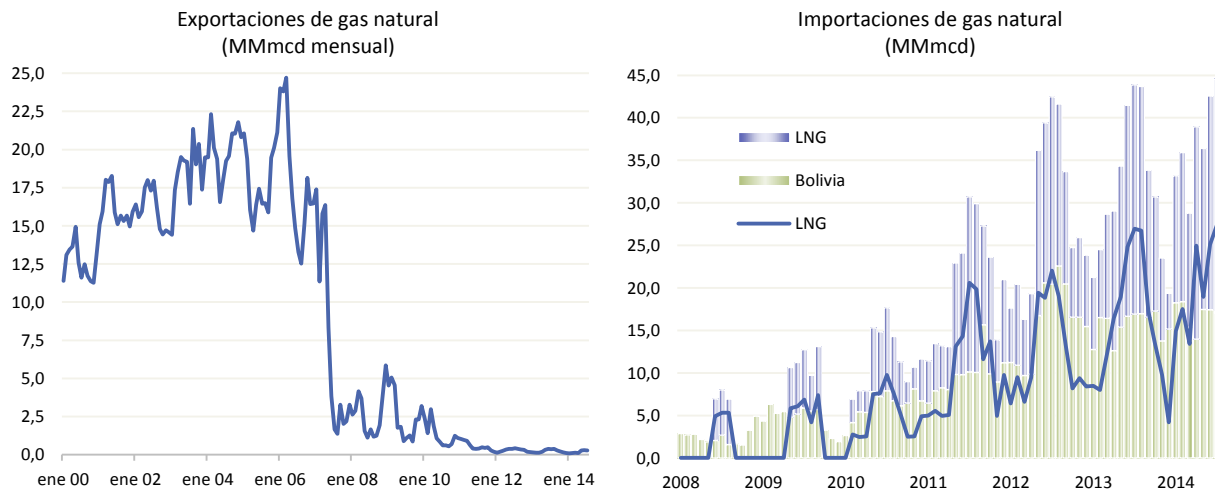
los 83 MMmcd registrados en 2002 a más de 130 MMmcd en 2013. Como consecuencia, el que fuera un excedente de producción de casi 20 MMmcd en 2004 se ha convertido en un déficit de casi 35 MMmcd en la gestión pasada, lo que a su vez explica las crecientes importaciones a las que Argentina ha debido recurrir para cubrir su demanda interna.



Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, Producción de Petróleo y Gas, www.energia.gov.ar

Como se mencionara anteriormente, las exportaciones argentinas de gas natural colapsaron a partir de 2006. Si estas lograron alcanzar un promedio máximo mensual de 24,7 MMmcd en marzo de 2006, un año y medio después, en agosto de 2007, se ubicaron en 1,4 MMmcd, y el promedio entre enero de 2012 y julio de la presente gestión no ha pasado de los 0,24 MMmcd.

Las exportaciones a Chile, que en marzo de 2006 alcanzaron los 22,1 MMmcd, han promediado 0,08 MMmcd a partir de 2012.



Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, República Argentina

En contraste, las importaciones de gas natural han mostrado un crecimiento vertiginoso, desde 2,9 MMmcd en enero de 2008 hasta registrar un máximo de 44,6 MMmcd en julio de 2014.

Si bien las importaciones de gas natural boliviano se han mantenido estables en alrededor de 16,1 MMmcd en promedio desde enero de 2013 y habían superado hasta entonces a las de GNL, el promedio de importaciones a través de Bahía Blanca y Escóbar durante el mismo período, de 17,4 MMmcd, se sitúa hoy por encima de las de

Bolivia y ha alcanzado un pico de 27,5 MMmcd -equivalente a la capacidad conjunta de regasificación hoy disponible- en julio.

Reacción a la crisis

Una vez los efectos de la creciente crisis energética se hicieron evidentes, Argentina tomó una serie de medidas paliatorias consecutivas que no han alcanzado a revertir las tendencias de largo plazo, entre ellas:

- el Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011, homologado en junio de 2007, por el cual se permite a las compañías negociar la colocación de excedentes de producción, si estos existieran, con clientes industriales a precios más atractivos que los establecidos en 2002.
- el Programa de Energía Total, lanzado en julio de 2007, “tiene como objetivo... continuar incentivando la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos”.
- el programa de incentivo a la producción de gas natural "Gas Plus" ⁽⁸⁾, homologado en marzo de 2008, ampliado y flexibilizado en septiembre de 2008 y en septiembre de 2009, que apunta a “implementar un mecanismo de incentivos que fomente las inversiones necesarias para incrementar la producción... en áreas en explotación con características geológicas particulares”.

⁽⁸⁾ También se adoptaron programas de incentivo a la producción de petróleo (Oil Plus) y a la refinación (Refino Plus)

Al amparo del programa Gas Plus y sus posteriores ampliaciones, las petroleras obtuvieron autorización de la Secretaría de Energía para comercializar gas incremental a precios significativamente mayores que los vigentes desde 2002. Los precios aplicables a la producción adicional se establecieron entre \$us 3,00 a \$us 7,00 por MMBtu, muy por encima de los \$us 1,60 a \$us 2,00 por MMBtu que aún recibe en promedio un productor en Argentina.

Más recientemente, al amparo de la Ley 26741, de mayo de 2012, mejor conocida como la ley de nacionalización de Repsol YPF, el Gobierno argentino estableció una serie de lineamientos para el sector petrolero, entre ellos:

- la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales
- la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo
- la incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión

dirigidos, fundamentalmente, a apuntalar la atracción de nuevas inversiones privadas a la exploración y desarrollo de recursos no convencionales.

La Ley fue posteriormente complementada por la recién creada Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que instituye el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, con el objetivo de “reducir en el corto plazo la brecha entre producción y consumo de gas... estimulando la inversión en exploración y explotación”.

Con dicho propósito se establece un nuevo “Precio de Inyección Excedente: [que] se calcula para todas las Empresas Beneficiarias en siete dólares estadounidenses con cincuenta centavos por millón de BTU (\$us 7,5/MMBTU)”.

En julio de 2013 el Gobierno introdujo medidas suplementarias de incentivo a las inversiones petroleras a través de las cuales se dispone la creación de un Regimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos y se define la acepción de hidrocarburos no convencionales, incluidos, explícitamente, el *shale oil* y *shale gas*.

Como beneficios del régimen se establece:

- el derecho a exportar libremente el 20 % de su producción a partir del quinto año de producción
- la aplicación de una alícuota de derechos de exportación del 0 % sobre dichos volúmenes
- la libre disponibilidad del 100 % de las divisas provenientes de dichas exportaciones
- a partir del quinto año, en los períodos que la producción nacional no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento, el derecho a obtener por el porcentaje de producción susceptible de exportación un precio no inferior al precio de exportación de referencia
- el derecho prioritario a obtener divisas de libre disponibilidad por hasta un 100 % del precio obtenido por la comercialización interna de dicha producción susceptible de exportación

Finalmente, el 9 de octubre fue sancionado por el senado el proyecto de la nueva Ley de Hidrocarburos impulsada por el Poder Ejecutivo, el que ha sido remitido a consideración de la Cámara de Diputados.

Entre sus principales contenidos:

- se establece que será el Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, según corresponda, quien otorgue las concesiones de explotación
- se establece el proceso de licitación competitiva como forma de adjudicación de permisos y concesiones
- se establece un 12 % el porcentaje de regalía sobre el producido de hidrocarburos a favor del Estado Nacional o Provincial, según corresponda
- se dispone que las Provincias y el Estado Nacional no establecerán en el futuro nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal
- se incorporan al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos en proyectos que impliquen una inversión directa no inferior a \$us 250 millones, reconociéndose los beneficios previstos a partir del tercer año
- se establecen disposiciones complementarias y transitorias entre las que se destacan la adopción de un tratamiento fiscal uniforme a las actividades hidrocarburíferas a desarrollarse en los territorios del Estado Nacional y los Estados Provinciales
- se dispone el establecimiento de una legislación ambiental uniforme a las actividades hidrocarburíferas a desarrollarse en los territorios del Estado Nacional y los Estados Provinciales

Es al amparo del programa Gas Plus y, más recientemente, al amparo del Programa de Estímulo que se ha logrado atraer el interés de capitales privados nacionales y extranjeros a la exploración y desarrollo de los recursos petroleros no convencionales en el país en general y de *shale gas* y *shale oil* en Vaca Muerta en particular.

Sin embargo, es evidente que la serie de medidas paliativas, sujetas a consideraciones no siempre comerciales y aplicadas por medio de decretos y resoluciones supeditados a cambios repentinos que, determinan nada menos que los precios de venta de hidrocarburos en el mercado interno, las tasas de exportación y los porcentajes de utilidades de las empresas que pueden ser repatriados, entre otros- no representan un sustento legal y regulatorio estable para la atracción de los miles de millones de dólares requeridos para el desarrollo de los recursos no convencionales de Argentina.

Finalmente, las dificultades económicas y financieras de Argentina, incluido el reciente default parcial de su deuda externa y sus efectos sobre la disponibilidad de financiamiento y sus condiciones, la inflación que, según datos independientes, bordea hoy el 40 % anual y la escasez de divisas para la importación de equipos e insumos petroleros han representado escollos adicionales a ser franqueados por los inversionistas.

Los costos de las medidas adoptadas hace más de una década en Argentina han sido eventualmente reconocidos en el país y el Gobierno ha adoptado una serie de medidas que flexibilizan el tratamiento aplicado a la inversión

privada y extranjera y a la producción y comercialización de hidrocarburos. Los decretos y resoluciones adoptados a partir de la introducción del programa Gas Plus y Oil Plus han transitado en la dirección correcta; sin embargo, el marco legal y regulatorio aún vigente, sujeto a modificaciones coyunturales, no ha sido suficiente para que el país logre recapturar su inmenso potencial hidrocarburífero. La consideración y eventual sanción de una nueva Ley de Hidrocarburos que allane los actuales impedimentos al desarrollo de los recursos no convencionales de *shale gas* y *shale oil* podrían finalmente recuperar el promisorio futuro energético argentino.