



Petróleo y Gas

**Balance de la década,
perspectivas y desafíos
del sector en la Argentina.**



Febrero 2016

kpmg.com.ar

Introducción

Un análisis de la década 2005-2015 permite apreciar la evolución del sector del petróleo y gas en la Argentina que enfrenta importantes desafíos para recuperar el autoabastecimiento perdido.

El presente documento busca exponer cuál ha sido el comportamiento y desempeño general de la industria del petróleo y el gas (P&G) en los últimos diez años (sección I) como así también sus perspectivas inmediatas (sección II). Mientras para la primera se recabaron datos de fuentes públicas que permiten exponer la realidad cambiante que mostró la industria durante el período 2005-2015, para la segunda KPMG reunió información sobre las expectativas de corto y mediano plazo de los principales actores del sector. Como podrá concluirse, las principales preocupaciones de la industria residen en el aumento de la producción, las fuentes de financiamiento, la inversión, los precios y el desarrollo de los recursos no convencionales.

En términos generales, desde 2003 y hasta 2013 los mercados internacionales de commodities observaron incrementos sin precedentes en los precios gracias al empuje de las economías emergentes que crecían a tasas elevadas (o chinas, como fue finalmente acuñado el término a razón del crecimiento que venía dándose en ese país asiático) y a las presiones que éstos ejercían sobre la demanda de alimentos e insumos para la producción, lo que representó, en lo referido a la industria del P&G, una oportunidad para la Argentina que no pudo ser totalmente explotada en el período en cuestión. La década que pasó ha visto el fin de esos eventos generando ciertas complicaciones en el desempeño global y local de la industria del P&G, principalmente

en lo referido a los proyectos de exploración y extracción ya iniciados (que sobre-estimaron los precios de venta respecto a lo observado) como también a la producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Y ello es especialmente importante desde que la matriz energética nacional es altamente dependiente de los hidrocarburos (en más del 80%), lo que impone un obstáculo y mayores costos al desarrollo económico del sector.



Los últimos diez años: 2005-2015

El ciclo de incrementos en los precios de los principales commodities energéticos, que tuvo su inicio en 2003, en conjunto con el shock experimentado en los precios de otros primarios tales como la soja y algunos minerales, y que comenzó a mostrar una tendencia desfavorable durante 2013, expuso la potencialidad y perspectivas de desarrollo de los commodities como así también la de sus productores y exportadores. De hecho, es lícito resaltar que en el período que cubre los años 2003 a 2013 los energéticos como el petróleo y el gas fueron algunos de los commodities que más incrementos vieron en sus precios,

con un 260% para el primero (promedio de los precios del WTI, Brent y Dubai) y un 122% para el segundo (promedio de los precios del gas EE.UU, UE y Japón). En los dos últimos años (2014-2015), siguiendo la tendencia negativa que viene registrándose en los precios externos, tanto uno como otro commodity ha sufrido caídas que alcanzan el 51% para el petróleo y el 36% para el gas (respecto del valor registrado en 2013).

La primera figura de este informe (Figura 1) expone la evolución que han seguido los precios internacionales del petróleo y el gas durante los últimos diez años, disgregando además el comportamiento reciente de éstos entre enero y diciembre del 2015. Como puede apreciarse, el período estuvo signado por un patrón de aceleración y desaceleración de los precios internacionales del petróleo y el gas. Luego de experimentar

Figura 1
Evolución de los precios del petróleo y el gas. 2005-2015.
(En dólares por barril / por MMBtu)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Mundial, 2015.

importantes incrementos durante 2005-2011 (el precio del petróleo creció un 94% promedio)¹, la evolución del precio de uno y otro hidrocarburo comenzó a estancarse y a mostrar importantes caídas con relación al promedio de 2014 y de 2015. En ese sentido, si bien el precio del petróleo y el gas observaron caídas exiguas en el primer caso (respecto a 2011), en 2015 éstos han mostrado desplomes del 51% y 30% respectivamente (también respecto a 2011). Exponiéndolo en cifras, el precio promedio del petróleo y el gas natural registrados en 2011 habían alcanzado los U\$S 104 (U\$S 95 para el WTI) el barril y los U\$S 7,2 por MMBtu respectivamente. Para principios de 2015 esas cifras habían caído a U\$S 47,11 el barril (U\$S 47,27 para el WTI) y a U\$S 6,11 el MMBtu, y para fines de octubre a U\$S 46,9 (U\$S 46,20 para el WTI) el barril y a U\$S 4,37 el MMBtu. Los últimos datos siguen dando cuenta de esta tendencia: durante diciembre de 2015 el precio del barril de crudo siguió cayendo llegando a una media de U\$S 36 (U\$S 37,2 para el WTI), en tanto que durante el primer mes de 2016 perforó la barrera de los U\$S 30 (el WTI llegó a los U\$S 29 el barril). Como puede apreciarse, las estadísticas son claras. Los precios de estas mercancías altamente transables en el mercado internacional muestran una tendencia en declive, que difícilmente pueda revertirse en el corto plazo, y que se encuentra explicada por múltiples factores geopolíticos y de mercado,

entre los cuales se destaca un exceso de oferta global que genera presiones hacia la baja de los precios. No obstante ello, otros especialistas del mercado (como por ejemplo la Agencia Internacional de Energía) estiman que podría existir una recuperación en los valores hacia fin de año.

generando así un exceso gradual en la oferta global de estos bienes y una caída proporcional en los precios. De hecho, en un informe anterior², quedó demostrado empíricamente que las variaciones observadas en los precios del petróleo, el gas y el carbón durante el período analizado estuvieron altamente

correlacionadas a las variaciones en las importaciones del gigante asiático, a lo que deben sumarse otros factores tales como el fortalecimiento del dólar, el exceso de oferta fomentado por el incremento en la producción de shale en EE.UU. y la recomposición como

productores de petróleo de algunos países de medio oriente como Libia e Irán; lo que da cuenta de la importancia de este país en la determinación de lo ocurrido, y que hoy también coincide con la morigeración en el comportamiento de los precios internacionales y las moderadas tasas de crecimiento pronosticadas para China hacia el 2020 (6%).

Argentina ha sido históricamente un país productor y exportador de materias primas. Alrededor del 6% de su producto y del 25% de sus exportaciones están explicadas por la producción de primarios, lo que revela en gran parte la fuerte ligazón existente entre las variaciones en el crecimiento económico del país y los vaivenes en los mercados externos. En el período 2005-2015, un tramo de tiempo que cubre gran parte del ciclo de incrementos en los precios externos, el crecimiento promedio nacional del PBI coincidió con la media experimentada por

La década estuvo marcada por un período de aceleración y desaceleración de los precios mundiales.

Como resaltan la mayoría de los analistas, este ciclo de incrementos y caídas encuentra explicación en dos ítems particulares de la coyuntura internacional. En primer lugar, por el crecimiento sin precedentes experimentado por los países emergentes, principalmente China, que en conjunto crecieron a una tasa promedio del 6% entre 2003 y 2013 (10% para China). En segundo lugar, y atado al factor anterior, por la presión ejercida por estos países sobre la demanda internacional de ciertos bienes de consumo (algunos minerales, la soja y el aceite de soja, por dar algunos ejemplos) e insumos necesarios para la producción. Este empuje traccionó los precios de los commodities al generar incrementos en la demanda que superaron largamente la oferta global de entonces. No obstante, la reciente morigeración del crecimiento económico del gigante asiático y del resto de las economías emergentes ha producido el efecto inverso sobre los precios de los principales commodities a aquel que los impulsó a partir del año 2003,

¹ Precio promedio del petróleo (Brent, WTI y Dubai) y del gas (EE.UU. y UE). No obstante vale la pena aclarar que el precio del gas norteamericano de hecho observó una fuerte caída durante este período pasando de U\$S 6 por MMBtu a U\$S 4 por MMBtu (entre otras razones, debido al inicio de la explotación de hidrocarburos no convencionales en ese país durante 2005 y su posterior impacto en la oferta).

² "Cuatro temas relevantes de la industria del petróleo y el gas para el 2015," KPMG Argentina, 2015.

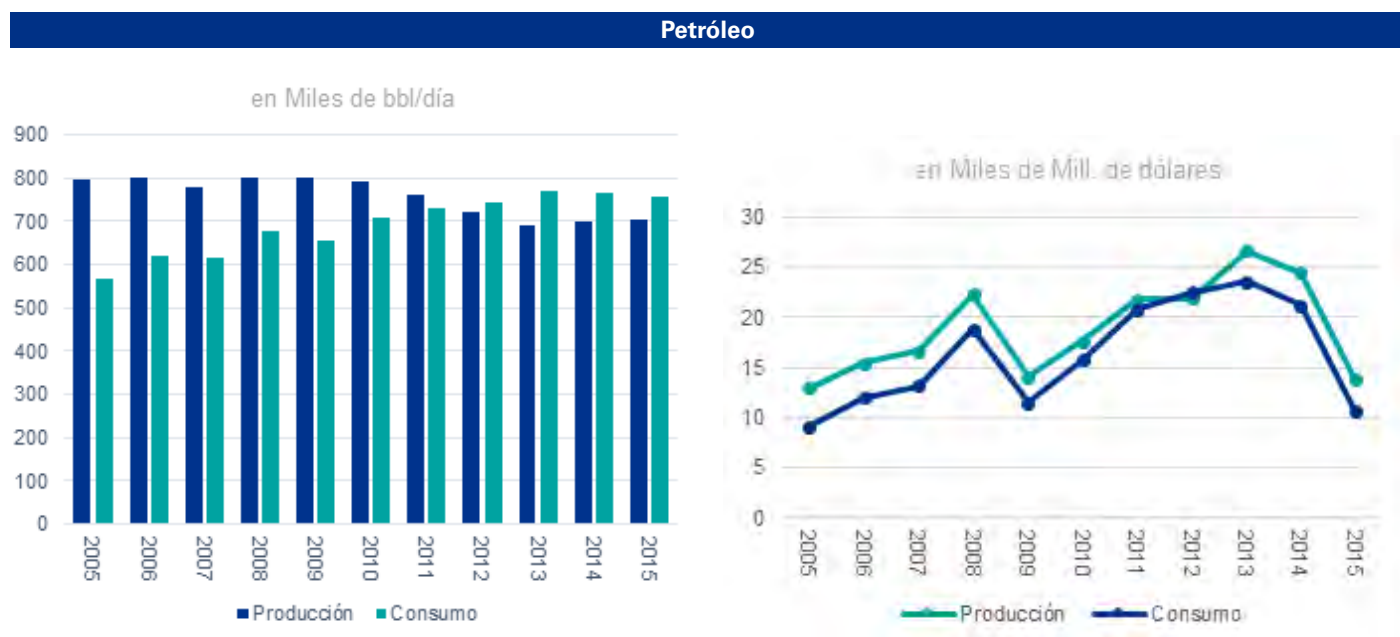
los países emergentes (cerca del 5%). Dos de los principales drivers de este crecimiento fueron las mejoras observadas en los términos del intercambio argentino (gracias al impulso y las presiones que generaron los países emergentes sobre la demanda de commodities y sus precios internacionales) y un tipo de cambio depreciado, que se tradujeron en una ventaja competitiva que mejoró sustancialmente las exportaciones y las reservas internacionales durante la mayor parte de esa década. No obstante, otros sucesos de orden interno y externo tuvieron lugar en igual período y que, a la inversa de los anteriores, impactaron negativamente sobre las perspectivas de desarrollo del país. Entre ellas, cabe destacar la devaluación del peso respecto al dólar ocurrida en 2014 (cercana al 50%) que no pudo traducirse en una mayor competitividad debido a la inflación doméstica, el des-aceleramiento de los países emergentes en el último bienio, una notoria caída de las exportaciones

nacionales y un importante déficit energético afectado por el desplome de los precios internacionales (los que por un lado retrajeron los ingresos en divisas provenientes del agro pero, por el otro, abarataron la compra de energía). Este último punto resulta de importancia porque fue el resultado de una política estatal que, por fomentar el consumo interno, impactó negativamente sobre las cuentas fiscales (explicando parte de un déficit público que hoy llega al 5% del PBI) y la inflación.

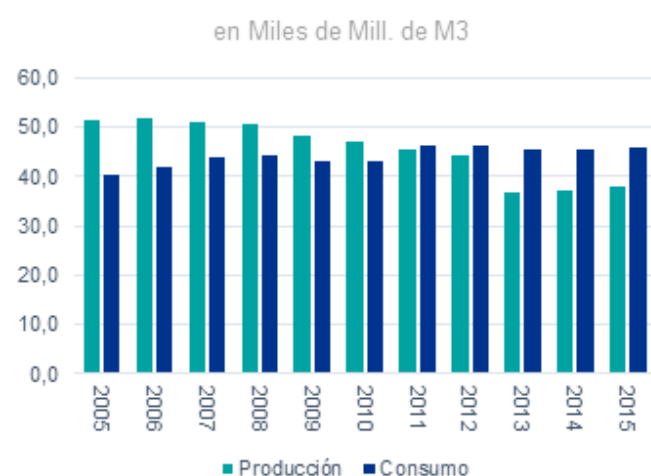
En este contexto, la industria del petróleo y el gas se vio afectada desde que en 2011 Argentina pasó de ser un país exportador a un importador neto (principalmente de gas). Si bien los primeros signos de disminución productiva en los últimos veinte años pueden ubicarse a fines de los '90, la baja en el desempeño del sector quedó recién en evidencia en 2004 cuando el Gobierno se vio obligado a elaborar el denominado Plan Energético Nacional. Para entonces,

el desfase que generaban las políticas aplicadas a la oferta, con precios no rentables y un ambiente incierto que retraía inversiones, y a la demanda, a partir de tarifas subsidiadas que promovieron el consumo, llevaron al país a aminorar el ritmo de inversiones, la producción de hidrocarburos y sus niveles exportados. Esta situación llevó a que, ese mismo año (2011), el país comenzara a importar gas y energía eléctrica de países de la región como Bolivia, Uruguay, Paraguay y Brasil, y extra-regionales como Qatar o Trinidad y Tobago. El resultado directo, como se mencionó anteriormente, fue el deterioro progresivo de la balanza comercial del sector, un fuerte impacto en las cuentas fiscales y la retracción de gran parte del colchón de divisas que se alimentaba de las exportaciones de soja y otros granos, las que luego del 2013 se han visto severamente afectadas por la significativa disminución de los montos en dólares exportados debido a la reciente caída de los precios externos.

Figura 2
Evolución de la producción y el consumo de petróleo y gas. 2005-2015
(En cantidades producidas y en dólares)



Gas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de U.S. Energy Information Administration (EIA) y Business Monitor International (BMI), 2015.

Como puede apreciarse en la Figura 2, la producción local de hidrocarburos ha ido menguando en los últimos diez años siendo la de gas la más afectada. Mientras la producción de petróleo pasó de 800.000 barriles al día en 2005 a un estimado de 700.000 para fines de 2015 (es decir, una caída cercana al 12%), la producción de gas natural se ha desplomado en un 26% pasando de 51.000 millones de M3 producidos en 2005 a un estimado de 38.000 millones de M3 para fines del 2015. Amén de las variaciones experimentadas por los precios a lo largo del mismo período, el valor de la producción medida en dólares ha mostrado un comportamiento similar al de las cantidades. En lo que respecta al consumo doméstico, la misma figura muestra que es a partir de 2011, en el caso del gas, y de 2012, en el del petróleo, que Argentina comienza a observar un déficit en la oferta³. Como puede

apreciarse, el ejemplo del gas es el más emblemático. En 2011 el consumo doméstico de gas natural superó a su producción en alrededor de 600 millones de M3, cifra que iría incrementándose en 2012, 2013 y 2014 hasta llegar a 2015 a un déficit productivo que rondaría los 8.000⁴ millones de M3. Llevando estos guarismos a valores monetarios se aprecia que, a diferencia del petróleo donde los valores de producción y consumo han seguido un patrón similar, el consumo de gas expresado en dólares ha venido superando desde el 2012 de manera creciente a la producción hasta llegar a 2015 a registrar un déficit que podría encontrarse entre los U\$S 2.000 y los U\$S 3.000 millones⁵ (ello, a su vez, fomentado por la imprevisión en

materia energética y la importación de energía a un alto costo, por ejemplo de gas licuado).

Como se observó anteriormente, la reciente caída de los precios internacionales en conjunto con las políticas internas conforman dos de los principales factores que ayudarían a explicar el retroceso observado en la oferta local de hidrocarburos como así también la aparición de una luz amarilla para la mayor parte de los proyectos de explotación. Uno de los más importantes en suelo argentino, Vaca Muerta, destinado a la producción de no convencionales (shale), se ha topado con este inconveniente, principalmente porque el acuerdo YPF-Chevron, el convenio más importante dentro de la industria y que implicaría una inversión que alcanzaría los U\$S 15.000 millones para producir gas y petróleo no convencional, efectuó sus flujos de caja y proyecciones estimando un precio promedio de U\$S 80 a U\$S 100 el barril de petróleo. Teniendo en cuenta que el precio medio del barril ha descendido desde U\$S 96 en 2014 a menos de U\$S 40 en diciembre del 2015 (promediando los U\$S 30 en enero de 2016), resulta lógico que tanto este como otros

consumo de energía eléctrica por habitante se incrementó en un 21% entre 2005 y 2012, pasando de 2400 Kw/h a 2900 Kw/h por habitante por año.

4 Este valor surge de hacer la diferencia entre las cifras de producción y consumo de gas en M3, estimadas por el Business Monitor International (BMI) para el período 2015-2024.

5 Al igual que la estimación efectuada para el déficit productivo del año 2015 (ver nota al pie N° 4), estos valores surgen de hacer la diferencia entre las cifras de producción y consumo de gas en dólares (utilizando el precio promedio del gas de los EE.UU y la UE), estimadas por el Business Monitor International (BMI) para el período 2015-2024.

3 En ese sentido, el congelamiento de las tarifas al consumo de energía eléctrica en conjunto a la política de subsidios conforman dos de los principales determinantes del déficit energético ya que, por un lado, desincentivó la producción doméstica y la inversión a lo largo de toda la cadena de valor del sector, y por el otro, fomentó el consumo irresponsable de la demanda. Como ejemplo puede decirse que, según datos del Banco Mundial, el



proyectos (Los Molles, Golfo de San Jorge, entre otros) queden hoy demorados en su desarrollo, lo que complica en el futuro inmediato el crecimiento de la industria e impacta negativamente en las perspectivas de autoabastecimiento y en la esperada morigeración en la compra externa de energía. No obstante, la potencialidad argentina en materia de recursos no convencionales sigue traccionando la atención de los principales productores mundiales y prueba de ello es el acuerdo entre YPF, Pan American Energy y Wintershall para desarrollar las concesiones Bandurria Sur, Centro y Norte, o el recientemente anunciado entre YPF y DOW Argentina para desarrollar el bloque El Orejano en Neuquén con el objetivo de producir shale-gas (con una inversión estimada que podría llegar a los U\$S 850 millones acumulados a

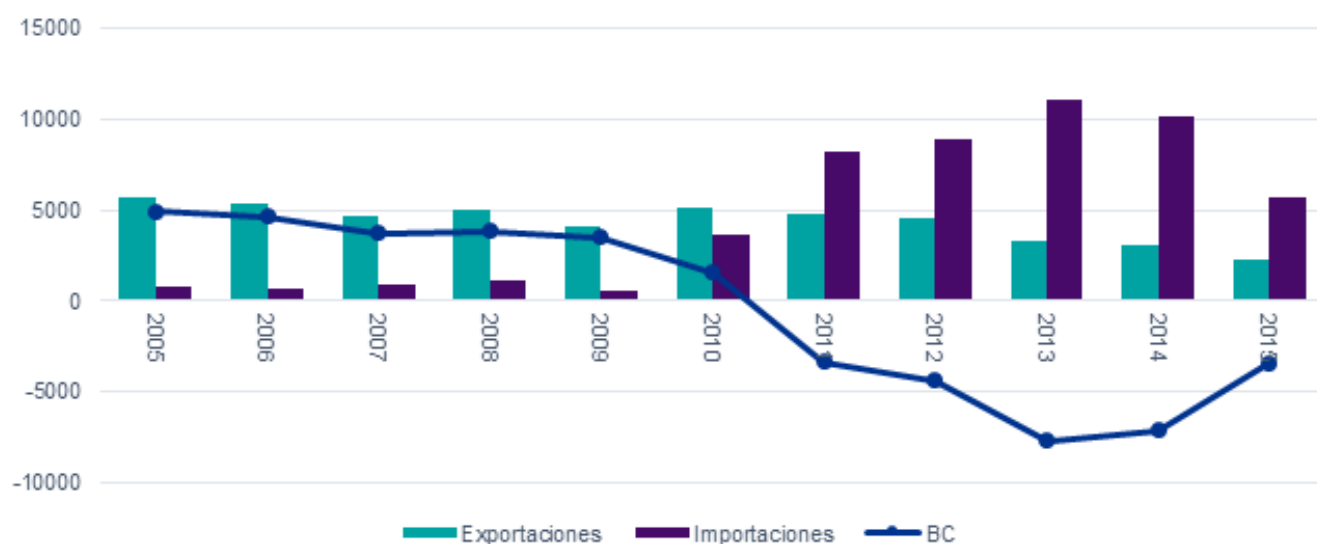
2016). Según expresan los informes elaborados por la EIA⁶, la Argentina, que poseería reservas técnicamente recuperables estimadas en 21.000 miles de millones de M3 de gas y cerca de 27.000 millones de barriles de petróleo, se destaca como el 3er productor potencial de hidrocarburos no convencionales del mundo, solo detrás de China y los EE.UU., lo que resulta un hecho de suma importancia para el futuro energético del país. Asimismo, es importante destacar la vigencia de algunas políticas heredadas del gobierno anterior y otras implementadas por el actual. En el primer caso debe destacarse la que busca incentivar

la producción manteniendo el precio doméstico del crudo por encima del internacional (hasta enero de 2016, en un promedio de U\$S 67 y U\$S 55 según éste sea liviano o pesado). En el segundo, en tanto, pueden ponderarse la liberación del cepo a la compra de moneda extranjera y la unificación del mercado cambiario, la liberalización de las transferencias y pagos al exterior, la eliminación de los depósitos mandatorios a montos en moneda extranjera (inversiones) y, finalmente, el sinceramiento tarifario que busca reorientar a partir de 2016 la estructura de subsidios al consumo de gas y electricidad tal y como la conocíamos hasta diciembre del 2015.

En este contexto, el país necesita imperiosamente reordenar las cuentas y la estructura del sector con el objetivo de mejorar su desempeño

6 EIA, "World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside United States (Abril del 2011)", y EIA/ARI, "World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment: Energy Information Administration-Advanced Resources International", (Junio del 2013).

Figura 3
Comercio exterior de petróleo y gas. 2005-2015
(En millones de dólares)



Fuente: Elaboración en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación y estimaciones propias.

en el mediano plazo y reducir la dependencia de la compra de energía, que solo agrava la situación actual erosionando las reservas en un contexto de precios y exportaciones en caída. El potencial observado en el shale ha funcionado como un motor de creación que ha llevado al gobierno anterior a sancionar una nueva ley de hidrocarburos⁷, a nacionalizar YPF en 2012 y a la implementación durante 2014 y 2015 de acuerdos de precios con los productores, mejoras en el precio del gas en boca de pozo, una reducción de hasta el 20% en las alícuotas del impuesto a la transferencia de combustibles, una baja de las retenciones a las exportaciones

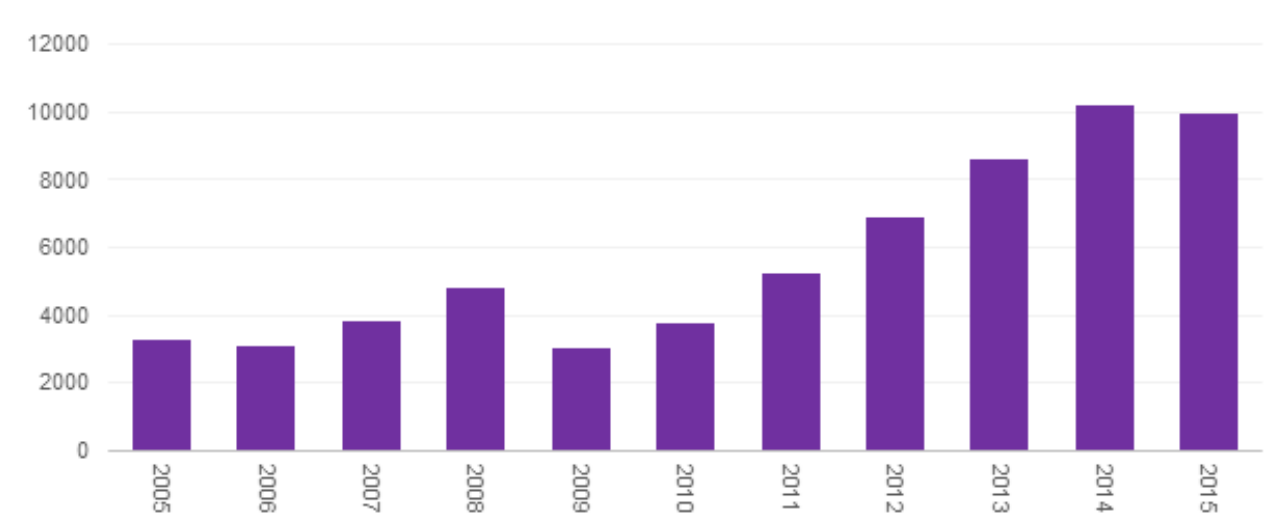
7 En líneas generales la modificación a ley de hidrocarburos N° 17.319 (o Ley N° 27.007 del 2014) extiende las concesiones (en particular para aquellos que exploten yacimientos no convencionales), mantiene las regalías que deben abonar las empresas, fomenta la inversión, y convierte en ley el Decreto 929/2013 (Régimen de promoción de la inversión para la explotación de hidrocarburos) cuyo principal objetivo es el de fomentar inversiones en el sector petrolero estableciendo pautas que liberan al empresariado del pago de aranceles a las exportaciones y da permisos al giro divisas para proyectos con inversiones no menores a los U\$S 250 millones.

y, por último, la ejecución de un subsidio a la producción petrolera. De esta manera, las autoridades aspiraron a compensar las pérdidas que la industria podría registrar a raíz de las caídas en los precios internacionales, haciendo que estas políticas de fomento funcionen como mecanismos de retención de las inversiones petroleras buscando revertir, en el mediano plazo, la tendencia negativa en la producción nacional de hidrocarburos y el déficit en la cuenta de energía.

Los dos últimos ítems de importancia son los referidos al comercio exterior y las inversiones. Como puede extraerse de la última figura (Figura 3), el balance comercial de las transacciones con el resto del mundo (BC) fue superavitario hasta 2011, año en el que el país dejó de ser exportador de energía para convertirse en importador. Hasta ese año, el monto ingresado en las arcas del Banco Central en materia de exportaciones netas de energía había superado los U\$S 4.000 millones en el bienio 2005-

2006 y rozado esa misma cifra en 2007-2008. De hecho, desde la década de los '90 la producción doméstica de hidrocarburos permitía el autoabastecimiento y un nivel de exportaciones que significaban, en términos relativos, el acceso a una energía más barata no solo para los hogares sino también para la industria y el resto de las actividades productivas. Con el fin del autoabastecimiento energético y una demanda creciente en la importación de gas y petróleo, el superávit comercial del sector comenzó a retroceder a pasos agigantados. En 2010 el resultado de esta cuenta cayó en un 56%, pasando de los U\$S 3.500 millones alcanzados en 2009 a tan solo U\$S 1.500 millones en 2010. En los años subsiguientes comenzaron a registrarse déficits que superaron los U\$S 3.000 millones en 2011, los U\$S 4.000 millones en 2012 y los U\$S 7.000 millones en 2013 y 2014. En 2015, en tanto, y solo gracias al desplome de los precios externos, se estima que el país importó energía

Figura 4
Inversiones en equipos y otros activos. 2005-2015.
(En millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación, 2015.

por un valor cercano a los U\$S 6.000 millones, con lo que el déficit comercial debió superar los U\$S 3.000 millones. A ello debe sumarse que, como correlato de este suceso, en los últimos años la importación de energía representó alrededor del 15% de las importaciones totales nacionales, lo que implica un deterioro importante tanto para las reservas internacionales del país (con las que debe abonarse la compra de energía) como para las bases del crecimiento ya que no hay sector económico que no dependa crucialmente de la energía.

En relación a la inversión en equipos y otros activos⁸, la misma fue mostrando importantes incrementos durante el período en cuestión (Figura 4). Con una importante caída en 2009, la inversión creció un 24% en 2010 para superar los U\$S 3.700 millones.

8 Incluye: abandono de pozos, baterías y plantas, conversión de pozos, equipos de bombeo, gasoductos, instalaciones varias, medio ambiente, obras civiles, oleoductos, perforaciones, plantas, redes de captación, reparaciones, software, unidades LACT y otras inversiones.

A partir de allí, el monto de inversión mostró incrementos similares que promediaron el 28% para llegar a los U\$S 10.000 millones en 2014. El 2015, en tanto, se estima que cerró con un monto similar.

En ese sentido, la inversión destinada al sector estuvo signada por distintos drivers, entre ellos, la nacionalización de YPF en 2012 (que le permitió al Estado iniciar un proceso de recuperación de los años de atraso en materia de inversiones), el inicio de las actividades de explotación de recursos no convencionales en la zona de Vaca Muerta en Neuquén a partir del acuerdo YPF – Chevron alcanzado en el 2013, y, aunque ya concluido, el ciclo de incrementos en los precios internacionales de los energéticos, que fomentaron el diseño y la implementación de nuevos proyectos de exploración y producción de hidrocarburos alrededor del mundo, incluida la Argentina (pero que hoy contribuyen al exceso de oferta mundial que presiona aún más la tendencia bajista de los precios).

Perspectivas y desafíos del sector

Descripta la evolución del sector en la década 2005-2015 y asumiendo las incertidumbres que se presentan en la actual coyuntura tanto a nivel mundial como local que afectan el funcionamiento y desarrollo del mercado, vale retomar el análisis sobre las perspectivas futuras del negocio del petróleo y del gas en la Argentina, cuya estructura productiva está diseñada en función del mediano y, esencialmente, largo plazo. KPMG Argentina reunió información de distintas fuentes del mercado acerca de cuatro ejes que hacen al futuro de la industria para los próximos años. Las principales conclusiones recogidas son las siguientes.

Aumentar la producción de petróleo y gas

Hay coincidencias con que el país necesita aumentar la producción de P&G y que, para ello, es indispensable promover y aumentar las inversiones tanto locales como internacionales en un marco de un mejor clima de negocios y certidumbre con relación a las reglas de juego del mercado. Son bien recibidas en el sector las medidas tomadas por el nuevo gobierno argentino en el primer mes de gestión como el levantamiento del cepo cambiario y de las restricciones al giro de divisas al exterior. Estas decisiones marcan una tendencia positiva de confluencia hacia una estabilidad en el mediano plazo de las principales variables macroeconómicas que son indispensables para la industria. También se espera una reformulación de los incentivos fiscales de acuerdo a esta nueva realidad junto a la disminución del tiempo de recupero de la inversión en un marco de seguridad jurídica nacional, provincial y municipal. Asimismo, sigue presente la idea de avanzar en el proceso de complementación energética regional.

Fuentes de financiamiento

Deben ser múltiples, pero en esta primera etapa de consolidación de cambios macroeconómicos del país se acepta que la principal fuente de financiamiento provendrá de las propias empresas que asumirían el riesgo ya sea a través de capitales propios o por reinversión de ganancias, siempre que éstas sean el resultado del mejoramiento de la ecuación costos-ingresos. No se descarta que una de las fuentes de financiamiento alternativa en el corto plazo pueda ser la venta de activos o la llegada de nuevos inversores corporativos. Y se considera que se podrían utilizar para esta etapa préstamos sindicados de bancos, créditos multilaterales y emisión de deuda.

Prioridades para la inversión y el desarrollo: ¿recursos convencionales o no convencionales?

Se acepta que hay que mantener los planes de desarrollo e inversiones en ambos recursos pero que depende de la evolución de la actual coyuntura económica nacional e internacional. Se estima que para recuperar el autoabastecimiento energético perdido se necesitarán importantes inversiones anuales sostenidas en el tiempo, y una gran parte podría venir del extranjero en forma de IED. A lo que debe sumarse la inversión en infraestructura para acompañar el crecimiento del sector. Mejorando el clima de negocios en el país, estabilizándose la macroeconomía, dando señales de una mayor seguridad jurídica para las inversiones y cambiando la tendencia bajista de los precios internacionales, se cree que se acelerarán las decisiones de inversiones en el sector. Con relación a los recursos convencionales se considera que, incorporando nuevas tecnologías, se puede aumentar en un período

Consideraciones finales

relativamente corto la producción y las reservas de petróleo, básicamente; y que éstas inversiones en los convencionales ayudaría a apalancar inversiones para los no convencionales que podrían ser complementadas con una nueva política de incentivos fiscales. Se reconoce que en el largo plazo los recursos no convencionales siguen siendo la gran oportunidad para el país y que el tiempo de desarrollo de los mismos podrá demandar entre 5 y 10 años, pero que algunas señales positivas se pueden lograr a los 3 años, especialmente en el mercado de gas. Por último, se indica que el principal competidor internacional de Argentina en los no convencionales es Estados Unidos y que, por tal motivo, los costos de producción locales deberían ser competitivos para atraer las inversiones disponibles en el mundo que por ahora se dirigen al norte.

Precios internos

Si bien lo ideal es que los precios internos converjan hacia los internacionales, esto difícilmente se produzca en el corto plazo debido al derrumbe que han tenido los precios internacionales en los últimos tiempos, en especial el del barril de petróleo. A su vez, se espera que ese alineamiento no sea brusco y forme parte de un proceso de acople que permita estabilizar las principales variables económicas de la industria, lo que facilitaría las inversiones necesarias en el sector tanto locales como internacionales.

En el actual contexto de necesidades pero al mismo tiempo de oportunidades, es positivo que el país inicie el proceso de reordenamiento de las cuentas macroeconómicas y de la estructura del sector energético con el objetivo de mejorar en el mediano plazo su desempeño y reducir la dependencia de importaciones que siguen erosionando las reservas del BCRA. Argentina mantiene un gran potencial energético aún sin desarrollar y, sin dudas, las empresas nacionales e internacionales que operan aquí estarían dispuestas a asumir los riesgos necesarios para aprovechar todas las oportunidades. Un shock de inversiones productivas para revertir el cuadro de estancamiento del sector es el consenso que hay entre los actores de la industria y, por ello, las medidas que se tomen desde el gobierno, en especial aquellas orientadas a alcanzar un acuerdo de precios que permitan mejorar la rentabilidad del sector, lo cual impactará sobre las inversiones del mismo, serán determinantes para recuperar la confianza perdida y la previsibilidad en un negocio cuyos resultados se ven siempre en el mediano y largo plazo.

La explotación de recursos no convencionales aparece como una solución a los problemas de abastecimiento energético de un país que pasó, en el lapso de dos décadas, del autoabastecimiento logrado en los '90 a la dependencia actual de las importaciones energéticas. No obstante, las inversiones y costos que deben afrontarse para su extracción son significativamente mayores a las

necesarias para la producción de convencionales, por lo que resulta prioritario articular políticas que busquen mejorar el clima de negocios, fomentar las inversiones y contrarrestar los efectos negativos de la reciente caída en los niveles actuales y esperados de los precios internacionales. Hay coincidencias en que esta situación de desequilibrio puede ser considerada como transitoria ya que Argentina cuenta con los recursos y una importante experiencia en materia hidrocarburífera para hacer frente a estos desafíos en un mercado doméstico donde actúan varios de los principales players mundiales. A pesar de los retrasos al desarrollo del sector que pudieran generar estos eventos ligados a la coyuntura externa es importante aclarar que, más allá de sus efectos negativos, la caída en los precios internacionales de los energéticos ayuda al balance comercial del país abaratando la compra de energía que hoy necesita en un contexto de declive de las exportaciones y un elevado nivel de importaciones. No obstante ello, también resulta imperativo diversificar aún más la matriz energética dando mayor participación y desarrollo a las energías renovables, generar un ambiente de negocios previsible, corregir las fallas de mercado y, como ya se lo ha propuesto el actual gobierno, reorientar la estructura de subsidios a las tarifas sobre el consumo de energía. En este último punto, el Ministerio de Energía ya ha ofrecido detalles sobre cuál será el porcentaje de incremento promedio que percibirán los usuarios residenciales y comerciales durante 2016, el cual podría llegar, en lo que respecta a las tarifas de energía eléctrica, a superar el 500%. No obstante, el ente ha anunciado a la par del aumento una tarifa social destinada a quienes cumplan con ciertos requisitos comprobables tales como, por ejemplo, que el ingreso total familiar del usuario que desee acceder a esa tarifa sea igual o menor a los \$12.000/mes.

Asimismo, luego de la nacionalización de YPF en 2012, vale la pena rescatar de políticas que vienen implementándose y que buscan fomentar la inversión y la producción de hidrocarburos en un contexto menos propicio. Si bien parte de estas iniciativas ya han sido comentadas a lo largo de este documento, es importante destacar que la naturaleza de su concepción no es otra más que la promoción de la producción doméstica de hidrocarburos.

La primera medida que resulta importante destacar es la que garantiza el precio doméstico para el gas excedente a U\$S 7,5 el MMBTU. Esta medida, en conjunto con los acuerdos de precio para el petróleo, busca fomentar de manera directa la producción local de hidrocarburos en un contexto internacional cada vez más difícil, mejorando la rentabilidad del sector y morigerando, al mismo tiempo, la importación de energía. Del mismo modo, la modificación a la vieja Ley de Hidrocarburos (N° 27.007), aprobada en 2014, tiene, entre otros fines, el objetivo de facilitar y fomentar la producción de P&G no convencional, al tiempo que convierte en ley el Decreto N° 929 del 2013 sobre promoción de inversiones. A la par de estas iniciativas se han celebrado acuerdos de explotación para la producción de shale en las formaciones Vaca Muerta y Los Molles en Neuquén. Por último, las medidas económicas y financieras adoptadas hasta el momento por el nuevo gobierno argentino son positivas para el sector y se espera que sean acompañadas por políticas de incentivo a la producción de acuerdo a la realidad planteada en este informe. Estas decisiones serán, sin duda, un importante estímulo para asegurar un proceso de inversiones de mediano y largo plazo tanto locales como internacionales que coadyuvarán a la recuperación y el desarrollo de la industria del P&G de cara al futuro.

Autores

Néstor García

**Socio líder de Energía y Recursos Naturales
KPMG Argentina**

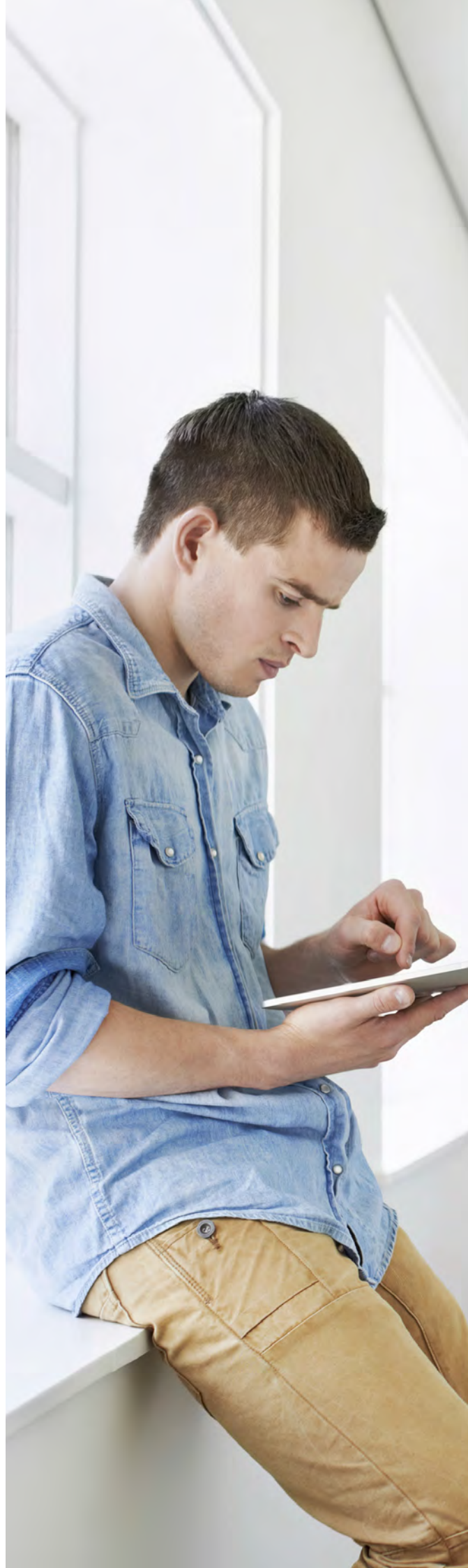
Diego Calvetti

**Socio líder de Petróleo y Gas
KPMG Argentina**

Matías Cano

**Gerente de Business Intelligence
KPMG Argentina**

Diseñado por el equipo de Servicios Creativos -
Marketing y Comunicaciones Externas - Argentina.



Contáctenos

Para más información sobre la práctica de
Energía y Recursos Naturales de KPMG
Argentina contactarse con:

Néstor García
Socio líder de Energía
y Recursos Naturales
T: +54 11 4316 5870
E: ngarcia@kpmg.com.ar

kpmg.com.ar



kpmg.com/app



La información aquí contenida es de naturaleza general y no tiene el propósito de abordar las circunstancias de ningún individuo o entidad en particular. Aunque procuramos proveer información correcta y oportuna, no puede haber garantía de que dicha información sea correcta en la fecha que se reciba o que continuará siendo correcta en el futuro. No se deben tomar medidas en base a dicha información sin el debido asesoramiento profesional después de un estudio detallado de la situación en particular.

© 2016 KPMG, una sociedad civil argentina y firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Derechos reservados.

Tanto KPMG como el logotipo de KPMG son marcas comerciales registradas de KPMG International Cooperative ("KPMG International").

Diseñado por el equipo de Servicios Creativos - Marketing y Comunicaciones - Argentina.