

VACA MUERTA: MITOS Y REALIDADES*

ARIEL COREMBERG**

Introducción

El yacimiento de Vaca Muerta en la Argentina representa el segundo yacimiento de gas no convencional y el cuarto de petróleo de similar condición del mundo. Su descubrimiento ha generado la esperanza en la sociedad argentina de que su explotación permitiría generar ingresos de una magnitud suficiente como para solucionar las restricciones que enfrenta la economía argentina en términos de divisas y crecimiento.

Diversas proyecciones han situado los ingresos generados por el yacimiento en un potencial equivalente a no menos de un múltiplo equivalente a 10 PBI, que supera la *performance* exportadora de la soja. Con estos pronósticos, la Argentina se convertiría en un país rico en combustibles fósiles, cuya exportación permitiría sostener niveles de consumo mucho más elevados, aunque a costa de la extracción de un recurso no renovable, de no cambiar la estrategia de inversión de sus rentas. Mas aun, se afirma que Vaca Muerta podría generar desequilibrios macroeconómicos vinculados con el riesgo de la llamada “enfermedad holandesa”, que afecta a naciones que, como consecuencia del descubrimiento de un recurso natural, sufren dificultades para “administrar la bonanza” de un ingente ingreso de divisas por exportación; generando apreciación de su moneda doméstica y afectando la competitividad de su industria manufacturera.

Este “optimismo económico y político” choca con el escepticismo “geológico” cuando se toma en cuenta el riesgo geológico de comprobación de la verdadera productividad de los pozos, una vez que comienza su explotación, sus costos domésticos de extracción y el esfuerzo productivo y monetario que significa transformarlos en reservas probadas. Por otra parte, no se han realizado y fundamentado diferentes escenarios alternativos que generen proyecciones realistas de las posibles rentas futuras del yacimiento en función de la tendencia futura del precio del petróleo y gas,

* Este texto fue elaborado en el marco de las investigaciones del Centro de Estudios de la Productividad, Proyecto ARKLEMS+LAND; <www.arklems.org>. Agradezco a Franco Mastelli y Guido Lorenzo, que sin su inestimable trabajo de investigación este artículo no habría sido posible. Agradezco también los comentarios, las críticas y sugerencias de Germán Coloma, Mariana Comte Grand, Fernando Navajas, Daniel Montamat, Fernando Risuleo y Carlos Romero.

** Director del Centro de Estudios de la Productividad de la Universidad Torcuato Di Tella, investigador del Instituto Interdisciplinario de Economía Política de Buenos Aires y profesor de la Universidad de Buenos Aires; <acorem@econ.uba.ar>.

los costos de explotación e inversión, su productividad, el crecimiento futuro de la posible demanda interna y las condiciones económicas internacionales.

En este sentido, el actual escenario internacional morigeró las expectativas optimistas realizadas en el momento de pleno auge del precio internacional del petróleo. En efecto, los precios internacionales se encuentran a la mitad de aquel pico optimista en un contexto de ralentización de la economía mundial –especialmente de China–, apreciación del dólar y mayores tasas de interés internacionales que necesariamente implican estabilidad e incluso baja de los precios de las *commodities*. Otras causas abonaron el escenario de ralentización de precios: la menor capacidad de *enforcement* de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y su reciente cambio de estrategia; igualmente, el crecimiento de la oferta originado por el descubrimiento de no convencionales y el progreso tecnológico impactan positivamente sobre la oferta futura de hidrocarburos. Aunque este efecto pueda ser transitorio, su duración es clave para abordar la sostenibilidad macroeconómica basada en la exportación de productos intensivos en recursos naturales.

El cambio de gestión acaecido en 2015 en la Argentina permitía avizorar un escenario más propicio para la realización de inversiones. No obstante, las condiciones que presenta este tipo de inversiones, de elevado costo hundido y horizonte largo, exigen readecuar y otorgar certidumbre respecto de los contratos, especialmente en el caso del gas, principal recurso generado por el yacimiento. Asimismo, resulta clave tomar en cuenta las proyecciones de la demanda del mercado interno en un contexto donde se espera un crecimiento moderado, dado el fin del súper ciclo de *commodities* y la persistencia, al menos por algún tiempo, de desequilibrios estructurales en las cuentas fiscales, inflación y presión tributaria que generan incertidumbre y acortan horizontes, en conspiración contra el hundimiento de costos que la explotación del yacimiento exige.

Por ello, la valuación de Vaca Muerta de acuerdo a metodologías consistentes que permitan su comparación intertemporal y el dimensionamiento de su magnitud e importancia es crucial. La valuación consistente del yacimiento resulta fundamental dada la importancia de este recurso en términos de la riqueza potencial de un país y los ingresos potenciales que pueda generar con su correspondiente impacto en términos de crecimiento económico, generación de divisas y empleo.

Este trabajo se propone una primera estimación del valor de Vaca Muerta tomando en cuenta recomendaciones internacionales de organismos internacionales de estadística como la Organización de las Naciones Unidas, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, el Banco Mundial, la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) y otros organismos del sector adaptadas a los *fundamentals* del yacimiento y las condiciones del mercado argentino.

¿Qué recursos naturales deben incluirse en la riqueza?

La identificación de qué recursos naturales deben incluirse en la riqueza de un país es clave a la hora de determinar sus posibles efectos sobre su economía. Siguiendo a Corrado, Hulten y Sichel (2005) y Hulten (2006), con el fin de medir el capital, la discusión debería distinguir entre “lo que se debe medir” y “cómo debería medirse” con el fin de evitar lo que Koopmans (1947) llamaba “medición sin teoría”.

El capital natural genera diversos impactos sobre el sistema económico. Desde

el punto de vista de la producción, explotación y utilización del capital natural genera rentas y producción que luego se demandan como insumos intermedios por otras actividades económicas, se consumen o se invierten. Desde el punto de vista de la sostenibilidad ambiental, el capital natural genera impactos positivos y negativos sobre el medio ambiente y, por lo tanto, sobre el bienestar de los hogares. Además, el ahorro genuino –definido como el ahorro neto de depreciación de los bienes de capital producidos y del agotamiento de los recursos naturales– es esencial a la hora de determinar si un país sostiene el consumo macroeconómico sobre la base de los ingresos generados en la producción o, por el contrario, se encuentra en un sendero insostenible a costa de la reducción de su *stock* de capital. De acuerdo a Coremberg (2015), el impacto del capital natural sobre la economía de países dependientes de las rentas de hidrocarburos fue significativo durante el reciente auge de precios de *commodities*. Las ganancias de productividad fueron importantes al contribuir a la aceleración del crecimiento, pero en menor proporción cuando se considera la contribución de los servicios del capital natural. Sin embargo, los efectos de la riqueza producidos por el *boom* no resultaron en mejoras del ahorro genuino y comprometieron la sostenibilidad del consumo y el crecimiento. Por lo tanto, es fundamental la contabilización correcta de los activos del subsuelo para la economía de la cual es dependiente.

El Sistema de Cuentas Nacionales de Naciones Unidas (SNA08) es la referencia canónica para determinar lo que debería ser medido como capital. Esta metodología adopta una perspectiva de derechos de propiedad: la cobertura de los activos se limita a aquellos que están sujetos a derechos de propiedad, es decir, los utilizados en una actividad económica, de los cuales sus propietarios pueden percibir ganancias por tenencia o utilización en cualquier actividad económica. En relación con los activos del subsuelo –específicamente los yacimientos de petróleo y gas que aquí nos ocupan–, el tamaño del *stock* es definido en términos económicos, compatible con el SNA08, como las reservas probadas. Las reservas probadas son la parte de la base de recursos que puede ser económicamente extraída o producida en determinado momento. De esta manera, los stocks dependen de las condiciones económicas prevalecientes (tecnología y precios).

En este sentido, la Sociedad de Ingenieros Evaluadores del Petróleo (SPEE, por sus siglas en inglés) establece normas para la estimación y auditoría de la información de reservas (revisadas al 2007). Estas definiciones y el sistema relacionado de clasificación son ahora de uso común internacionalmente dentro de la industria petrolera, que provee una medición de comparación y reduce así la naturaleza subjetiva de estimación de recursos. De acuerdo a la SPEE, los recursos pueden ser clasificados de acuerdo a su grado de incertidumbre y comerciabilidad. Mediante diversos métodos determinísticos o probabilísticos se fija el grado de certidumbre con que los recursos pueden pasar a reservas contingentes, posibles y luego probadas, que son las que efectivamente deben valuarse. La probabilidad de encontrar combustibles fósiles en los yacimientos va a estar dada por las condiciones geológicas, así como también por la tecnología y las condiciones de mercado. Los precios, costos, condiciones contractuales y otras variables económicas permitirán aumentar el grado de comerciabilidad o madurez de los proyectos.

La definición de recursos y reservas de la EIA (2013) coincide con la de la SPEE aquí expuesta. La EIA define los recursos técnicamente recuperables como el volumen de petróleo y gas natural que se podría producir con la tecnología actual, independientemente de los precios del petróleo y gas natural y los costos de producción. Las

reservas probadas son una fracción del conjunto de recursos técnicamente recuperables (TRR, por sus siglas en inglés) definidos geológica y técnicamente factibles, pero no necesariamente comercializables. Los recursos se transforman en reservas cuando su explotación puede ser rentable bajo las condiciones de mercado corrientes con diversos grados de certidumbre. La “recuperabilidad” económica de los recursos de petróleo y gas depende de tres factores: los costes de perforación y terminación de pozos, la cantidad de petróleo o gas natural promedio producido a partir de un pozo durante su vida útil y los precios recibidos para la producción de petróleo y gas. Por lo tanto, los TRR son estimaciones potenciales. Por ejemplo, las formaciones de esquisto potenciales rara vez cubren toda una cuenca. Los TRR se establecen al multiplicar el petróleo o gas natural por el factor de recuperación.¹ La metodología de la EIA (2013) para determinar TRR de formaciones convencionales y no convencionales consiste en los siguientes pasos:

1. Realización de caracterización geológica y de yacimientos de cuencas y formaciones.
2. Establecimiento de la extensión de las grandes formaciones de gas y petróleo no convencional.
3. Definición del área prospectiva para cada gas de esquisto y formación de aceite de esquisto.
4. Estimación del riesgo de encontrar petróleo y gas *in situ*.
5. Cálculo del recurso de los TRR de gas y petróleo no convencional.

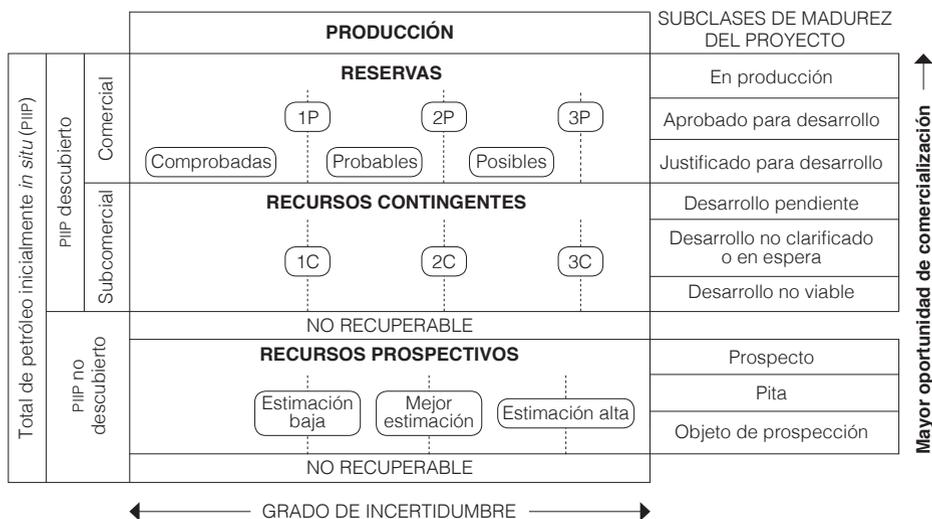
Este tipo de clasificación de EIA de TRR es equivalente al recurso potencial comercial (B) de SEEA (2014). Asimismo, en la clasificación SEEA (2014) de recursos minerales y energéticos, los recursos comercialmente recuperables (A) son equivalentes a las reservas probadas, como las valuamos en la estimación de riqueza.

Sin embargo, el descubrimiento de nuevos yacimientos del subsuelo –los orígenes de la potencial maldición de los recursos naturales– son TRR pero no están incluidos en la frontera de activos del Sistema de Cuentas Nacionales, no solo por la falta de claridad en los derechos de propiedad sino también porque no se consideran probadas en las estadísticas tradicionales de petróleo y gas, ya que no son rentables dadas las condiciones económicas imperantes.

Una vez determinadas las TRR, deben realizarse las estimaciones probabilísticas del riesgo del recupero y comerciabilidad para clasificar los TRR en reservas comprobadas, probables y posibles. El cuadro 1 sintetiza estas clasificaciones. El “grado de incertidumbre” refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por proyecto, mientras el eje vertical representa la “oportunidad de comerciabilidad”, o sea, la oportunidad de que el proyecto se desarrolle y llegue a un estado de producción comercial. Para reservas, los términos acumulativos generales de estimación baja/mejor/alta son mencionados como 1P/2P/3P, respectivamente. Las cantidades incrementales asociadas se mencionan como comprobadas, probables y posibles. Para recursos contingentes, los términos acumulativos generales de estimaciones bajas/mejores/altas son mencionados como 1C/2C/3C, respectivamente.

¹ Para más detalles acerca de la metodología de estimación sobre riesgos y factores que determinan áreas potenciales, su calidad y potencial producción, véase EIA (2013).

CUADRO 1
Clasificación de recursos y reservas



Fuente: Elaboración propia con base en SPEE.

El grado de contingencia determina como reservas probadas aquellas en que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación realizada con por lo menos una probabilidad del 90%. Las reservas probables son aquellas con una probabilidad del 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P. Las reservas posibles son aquellas reservas adicionales cuyas cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de reservas comprobadas más probables más posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad del 10% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

Los volúmenes descubiertos recuperables (recursos contingentes) pueden ser producibles comercialmente –por lo tanto, considerarse reservas– si la entidad que afirma comerciabilidad ha demostrado una intención firme en proceder con el desarrollo y dicha intención se base en los siguientes criterios:

- Evidencia para soportar un plazo razonable para el desarrollo.
- Una evaluación razonable en la que la parte económica futura de dichos proyectos de desarrollo satisfarán criterios definidos de inversión y operación.
- Una expectativa razonable de que habrá un mercado para todas las cantidades de producción, o por lo menos las cantidades esperadas de ventas requeridas para justificar el desarrollo.

- Evidencia que las instalaciones necesarias de producción y transporte están disponibles o pueden estarlo.
- Evidencia de que los asuntos legales, contractuales, ambientales y otras de índole social y económica permitirán la implementación real del proyecto de recuperación que se evalúa.

A medida que un proyecto avanza a un nivel más alto de madurez, habrá un aumento en la oportunidad de que la acumulación pueda desarrollarse comercialmente. Para recursos contingentes y prospectivos, este puede adicionalmente expresarse como una estimación de oportunidad cuantitativa que incorpora dos componentes fundamentales subyacentes de riesgo:

- La oportunidad de que la acumulación potencial resulte en el descubrimiento de petróleo. Esto se llama “oportunidad de descubrimiento”.
- Una vez descubierta, la oportunidad que la acumulación se desarrolle comercialmente se llama “oportunidad de desarrollo”.

Por lo tanto, para una acumulación no descubierta, la “oportunidad de comerciabilidad” es el producto de estos dos componentes de riesgo. Para una acumulación descubierta donde la “oportunidad de descubrimiento” es un 100%, la “oportunidad de comerciabilidad” llega a ser el equivalente de la “oportunidad de desarrollo”.

Por lo tanto, de acuerdo a esta metodología y a los fines de evaluar la rentabilidad del yacimiento, en los cálculos prospectivos de riqueza de Vaca Muerta deberían incluirse únicamente las reservas probadas y aquellas probables y posibles ponderadas por su probabilidad de contingencia, consistentes con la extracción posible dadas las condiciones de mercado previstas.

Valor de recursos de Vaca Muerta según escenario optimista

El criterio más difundido entre la opinión pública es que gracias al yacimiento de Vaca Muerta la Argentina se convertiría en una potencia hidrocarburífera, a nivel de los participantes de la OPEP. Las valuaciones de este tipo se basan en valorar directamente los recursos del yacimiento. El propósito de esta sección es determinar la magnitud de las reservas del yacimiento de Vaca Muerta, para luego replicar los resultados y contrastar con las metodologías habituales de evaluación de proyectos de hidrocarburos. Un primer paso consiste en tener noción de cuánto son los TRR del yacimiento. La EIA realizó en 2013 un informe sobre los TRR de *shale* en el mundo –se trata del informe más citado para obtener este valor.

Según la EIA, la Argentina poseería 802 TCF (trillones de pies cúbicos) de TRR de gas natural (equivalentes a 21.659 miles de millones de m³) y 27 mil millones de barriles de petróleo (equivalente a 4.284 millones de m³). Esto representaría respectivamente 67 y 11 veces las reservas probadas actuales de hidrocarburos convencionales estimadas en 323 miles de millones de m³ de gas natural y 394 millones de m³ de petróleo a diciembre de 2011, según la Secretaría de Energía. Tal como se observa en el cuadro 2, en el caso de la Argentina la EIA utilizó un factor de recuperación del orden del 25%. Si, en cambio, se utilizaran los coeficientes del yacimiento de Eagle Ford –yacimiento similar al de Vaca Muerta– con un factor de recuperación del 6,5%, los TRR de *shale gas* se reducen a 211 TCF, equivalentes a 18 veces las reservas

probadas actuales de gas del país. No obstante, la EIA se está refiriendo al conjunto de los yacimientos.

En efecto, según Di Sbroiavacca (2015), la cuenca neuquina representa el 72,7% del total de *shale*. En tanto que el resto lo contribuyen otros yacimientos: San Jorge, Austral Magallanes y Paraná Chaco. Por lo tanto, Vaca Muerta dispondría de 142 TCF si se toman en cuenta factores de recuperación obtenidos para el yacimiento homólogo de Eagle Ford. Ello representa el 18% de los valores originales estimados con factores del informe de EIA (2013), que equivale a once veces las reservas probadas de gas del país. Similar ajuste permite obtener que los recursos de petróleo de Vaca Muerta representan ocho veces las reservas probadas.

Durante el auge de precios del petróleo, era común afirmar que la potencialidad de Vaca Muerta era diez veces el PBI de la Argentina, como se citó anteriormente. Este valor se reproduce si se toma el total de los yacimientos no convencionales

CUADRO 2
Recursos de *shale* en la Argentina (TRR)

Cuenca	Gas			Petróleo	
	<i>In situ</i> con ajuste por riesgo*	TRR	TRR	<i>In situ</i> con ajuste por riesgo	TRR
		Recursos no probados recuperables con tasa de recuperación** de EIA	Recursos no probados recuperables con tasa de recuperación de Eagle Ford		Recursos no probados recuperables con tasa de recuperación de EIA
	TCF		Millones de bbl		
Neuquina	2.184	583	142	331.000	19.880
San Jorge	438	86	29	16.700	500
Austral Magallanes	606	130	39	131.200	6.560
Paraná Chaco	16	3	1	300	10
Total	3.244	802	211	479.200	26.950
TRR / Reservas probadas		67	18		11
Reservas probadas*		323		393	

Notas: *Los recursos *in situ* con ajuste por riesgo se obtienen multiplicando la cantidad de gas cubicado *in situ* por un factor de éxito. Este último representa la probabilidad que una porción de la formación posea tasas de producción atractivas de gas natural o petróleo. Dicho factor en el estudio de la EIA se determinó para cada país por analogía con formaciones geológicas similares a las presentes en Estados Unidos. **Los recursos no probados técnicamente recuperables surgen de multiplicar los recursos *in situ* con ajuste por riesgo por un factor de recuperación, que solo considera la posibilidad técnica de su extracción, sin tener en cuenta ni los costos ni los precios. En el informe, este valor se ubica, en el caso del gas natural, entre el 20% y el 30%, y en el caso del petróleo entre el 3% y el 7%. ***Reservas probadas convencionales en millones de m³ equivalentes de petróleo.

Fuente: Di Sbroiavacca (2015).

ajustados por el factor de recuperación de la EIA, tal como muestra el cuadro 3. Si se valúa el total a 5 dólares por MMBTU y a 50 dólares el barril de petróleo se obtiene un valor de los yacimientos no convencionales de 9 veces el PBI, 6,5 por el gas y 2,4 por el petróleo. Si se valuara el petróleo a 100 dólares/bbl, se duplicaría por supuesto la valuación de los recursos de *shale oil* de todo el país a 4,3, lo que lleva el valor de Vaca Muerta a 11 PBI.

CUADRO 3
Valor de recursos *shale* en la Argentina según escenario optimista

Cuenca (ratio valor directo/PBI)	Precio del gas (dólares/MMBTU)	Precio del petróleo (dólares/bbl)	Total	Precio del petróleo (dólares/bbl)	Total
	5	50		100	
Neuquina (factor EIA)	4,7	1,8	6,5	3,2	7,9
Neuquina (factor Eagle Ford)	1,2	1,8	2,9	3,2	4,4
Total (factor EIA)	6,5	2,4	8,9	4,3	10,9
Total (factor Eagle Ford)	1,7	2,4	4,1	4,3	6,1

Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS.

Sin embargo, este valor está sujeto a importantes críticas. En primer lugar, dada la composición de los TRR, la valuación está determinada por el precio del gas y no por el petróleo, dado que el gas constituye el 83% de los recursos no convencionales. En segundo lugar, los TRR de Vaca Muerta –como vimos anteriormente– representan aproximadamente el 72% de los TRR de todo el país, por lo cual el valor de Vaca Muerta supone 6,5 PBI y no 9 como se había calculado originalmente. En tercer lugar, si se consideran los factores de recuperación del yacimiento homólogo de Eagle Ford, Vaca Muerta multiplicaría el PBI por solo 3.

Estos valores, que a *prima facie* no se basan en una metodología rigurosa, fluctúan en una magnitud importante, incluso con los supuestos de factores de recuperación que están sujetos a un elevado grado de incertidumbre geológica, así como también la incertidumbre respecto de los precios y costos futuros de la producción esperada.

Por lo tanto, resulta esencial valorar el yacimiento por las prácticas más comunes de la evaluación de proyectos de inversión. Efectivamente, el cuestionamiento más importante es que se debe tomar en cuenta que las TRR de Vaca Muerta son recursos, no reservas probadas. Las reservas probadas constituyen, como vimos anteriormente, una fracción de los TRR que se corresponde con la cantidad de combustibles fósiles que se pueden producir de manera rentable mediante proyectos de desarrollo bajo las condiciones de mercado actuales y previstas. Desde el punto de vista de la evaluación de proyectos de inversión, el criterio metodológico correcto es el valor presente de los beneficios futuros que puedan generar el yacimiento, criterio análogo a la definición de reservas de la SPEE y la EIA.

A la fecha, no habría dato oficial acerca de las reservas 3P (probadas, probables y posibles) para todo el yacimiento. La única fuente disponible para desagregar los recursos del yacimiento corresponde a un estudio de la consultora Ryder Scott realizado para Repsol YPF publicado a inicios de 2012. Cabe destacar que de los 30.000 km² que abarca Vaca Muerta, dicha empresa analizó información geológica de una superficie de 8.071 km² (equivalente al 27% del total). La desagregación entre las distintas tipologías de recursos y reservas según el estudio citado se observa en el cuadro 4.

CUADRO 4
Clasificación de recursos y reservas de Vaca Muerta

	Petróleo (Mbbl)	Condensado (Mbbl)	Gas (Mbep)	Total
Recursos prospectivos	82,7%	100,0%	97,1%	92,8%
Recursos contingentes	16,1%	0,0%	2,6%	6,7%
Reservas 3P	1,2%	0,0%	0,3%	0,5%
Posibles	0,5%	0,0%	0,1%	0,2%
Probables	0,4%	0,0%	0,1%	0,2%
Probadas	0,3%	0,0%	0,1%	0,1%
TRR	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Repsol YPF (2012) y Di Sbroiavacca (2015).

Las reservas 3P tienen una incidencia muy baja tanto en petróleo como en gas. En efecto, las reservas 3P representan el 1,2% del total de recursos recuperables, en tanto que solo representan el 0,2% en el caso del gas. La suma ponderada de las reservas 3P de ambos combustibles representaría el 0,5%. En una perspectiva más amplia, si se incorpora al análisis los recursos contingentes, estos representarían el 6,7% del total de los recursos de Vaca Muerta, el 16,1% de *shale oil* y el 2,6% de *shale gas*. Sin embargo, debe tenerse presente que los recursos contingentes son aquellas cantidades de hidrocarburo potencialmente recuperables con base en una actividad exploratoria previa, que incluye descubrimientos pero que no pueden ser considerados comerciales al momento de la evaluación.

Por lo tanto, Vaca Muerta es un yacimiento donde los recursos prospectivos representarían una gran parte del total de los recursos (más del 90%), y por sus características –si bien son geológicamente recuperables– no deberían incluirse en la valuación de acuerdo a la metodología de SPEE, ya que –como vimos anteriormente– no son comercializables y ni siquiera se hicieron pozos descubridores.

No obstante, se debe tomar ciertos recaudos. En primer lugar, porque la determinación de reservas basada en una muestra realizada en su momento por Repsol YPF seguramente está sesgada por sus yacimientos –especialmente basados en *shale oil*–, como en el caso de Loma de la Lata. Más importante aún es que el valor del yacimiento es necesariamente prospectivo y por lo tanto debe ponderarse no solo

una proyección de precios y costos ajustada a la cartera de proyectos existentes en el presente, sino también la posibilidad de que esos proyectos maduren e incentiven la exploración y explotación futura de nuevas reservas. En consecuencia, más que valorar directamente las reservas probadas o contingentes, se debe valorar el flujo futuro de las rentas que va a generar el yacimiento, tomando en cuenta la proyección del mercado –cantidades, costos y precios– análogamente a la típica evaluación de proyectos de inversión de activos producidos.

El valor de Vaca Muerta

Esta sección describe la metodología propuesta para estimar el valor de Vaca Muerta. Para ello es necesario demarcar previamente dos cuestiones: los límites de inclusión de los recursos y los criterios de valuación.

Metodología

Los límites de inclusión fueron determinados en términos económicos por la parte de la base de reservas que puede ser extraída o producida en determinado momento en función de las condiciones prevalecientes de tecnología y precios. Claro que como veremos en seguida, la cartera de inversiones implica tomar en cuenta la producción posible de la concesión otorgada, lo cual implica prever no solo la probabilidad de descubrimiento sino también el desarrollo y explotación y su posible valorización futura. En efecto, la valuación implica prever los escenarios posibles de precios, costos y producción que tendrá la cartera de negocios a lo largo de su vida útil. En otros términos, la evaluación de las inversiones en *shale* implica realizar una previsión no solo de las condiciones geológicas del yacimiento sino también de las económicas.

De existir mercados que “tradeen” y revelen el valor de los yacimientos, la valuación no mostraría mayores dificultades, más allá de que no surjan distorsiones en los precios por fallas de mercado y regulatorias: desde la posibilidad de mercados futuros de los activos y su completitud hasta la incertidumbre regulatoria y seguridad jurídica. Pero los recursos y reservas de combustibles fósiles, así como el resto de los recursos mineros, no presentan una cotización de mercado como en el caso de la tierra del uso agropecuario, donde su valor se revela a través del precio de la hectárea. Cabe notar que aun cuando el recurso o activo muestre una cotización de mercado, surge la dificultad de si el precio presente del activo revela perfectamente el valor prospectivo de sus beneficios o rentas futuras, incluyendo todas las contingencias posibles. Por lo tanto, en los casos de recursos energéticos que no cotizan directamente en el mercado, se debe evaluar el valor prospectivo del recurso como el valor presente descontado de los beneficios económicos (rentas) a lo largo de la vida del recurso, como cualquier proyecto de inversión. Este valor, para los recursos energéticos, resulta en la siguiente expresión:

$$V = \sum_{i=t}^{t+T-1} \sum_j \frac{\pi_{ij} Q_{ij}}{(1+r)^{(i-t)}} - \sum_j \frac{I_j}{(1+r)^{(i-t)}} \quad (1)$$

Donde:

V es la riqueza de Vaca Muerta que resulta igual al valor presente de las rentas futuras de cada recurso energético j (petróleo, gas)

$\pi_i q_i$ es la renta total en el momento i (π_i denota la renta unitaria y q_i el volumen producido)

r es la tasa de descuento que permite valuar en tiempo presente las rentas futuras
 t es la vida útil del recurso

$\pi_i = p_i - c_i$ es la diferencia entre el precio del producto p_i y sus costos de extracción c_i . La vida útil del recurso va a estar dado por el cociente reservas probadas a producción

i es el monto de inversión necesario para extraer la producción prevista, dado por el costo de inversión por pozo, i multiplicado por la cantidad de pozos q^w .² $I_i = I_j + q^w$.

Dado que el valor riqueza de Vaca Muerta es un valor prospectivo, resulta necesario proyectar las rentas (precios, costos de extracción y producción) así como también los costos de inversión, por lo cual el valor de los recursos por cada tipo de recurso resulta en:

$$V = \sum_{i=t}^{t+\tau-1} \sum_j \frac{\{p_{i,j}(1 + \Delta p_{i,j}) - c_{i,j}(1 + \Delta c_{i,j})\} * q_{i,j}(1 + \Delta q_{i,j})}{(1 + r)^{(i-\bar{t})}} - \sum_j \frac{i_j(1 + \Delta i_j) * q^w(1 + \Delta q^w)}{(1 + r)^{(i-\bar{t})}} \quad (2)$$

El valor entre llaves es la proyección de la renta petrolera o gasífera tomando en cuenta las respectivas de precios y costos futuros de extracción, así como también las proyecciones de producción/extracción de cada tipo de combustible.³ Los costos de inversión futuros estarán dados por el crecimiento esperado de los costos unitarios de inversión y la cantidad necesaria de pozos para cubrir la producción esperada. Ambas variables pueden estar afectadas por la curva de aprendizaje. Un resultado notable de la producción de *shale* ha sido la reducción de costos por efecto del aprendizaje que realizan los productores a medida que se va acumulando experiencia. El aprendizaje puede impactar tanto en una reducción de los costos monetarios unitarios como en un aumento de la productividad de los pozos. Este efecto es denominado en la literatura económica como “aprendizaje por la práctica” (*learning by doing*), planteado por primera vez por Arrow (1962) y utilizado por Romer (1986) en sus primeros modelos de crecimiento endógeno. Los productores, al invertir continuamente, acumulan experiencia y generan un impacto en el *layout* y en la organización de la producción, que se traduce en aumentos de productividad-ahorro de costos. Ello no

2 Donde w indica la palabra *wells* ('pozos' en inglés).

3 La valuación prospectiva de la riqueza en recursos no renovables es un elemento central de los trabajos del Banco Mundial (2006 y 2011) basados en Hamilton y Hartwick (2005). Sin embargo, en esta propuesta nos apartamos en varias partes de la estimación tomando en cuenta la especificidad del recurso valuado y de la economía argentina. El Banco Mundial proyecta las rentas futuras bajo el supuesto restrictivo de renta total constante y optimalidad en el sendero de extracción. Esto es suponer una tasa de crecimiento nula para las rentas futuras. Sin embargo, dicho supuesto, si bien permite simplificar la estimación al suponer que la renta es constante durante toda la vida útil del yacimiento, es sumamente restrictivo y poco informativo y deja demasiadas incógnitas. El supuesto de masa de renta constante puede implicar la suposición de senderos muy divergentes de los componentes de la masa de rentas: precios y costos de extracción constantes. Precios crecientes exactamente compensados con costos decrecientes y viceversa; y sus combinaciones con senderos crecientes vs. decrecientes de producción. Tampoco el Banco Mundial toma en cuenta los costos de inversión. Para una valuación alternativa del capital natural de países dependientes de hidrocarburos, véase Coremberg (2015).

obsta de que se siga manteniendo el supuesto de reducción de la productividad por pozo como consecuencia del agotamiento previsto. En este último caso, la cantidad de pozos necesaria para cubrir la producción pronosticada se reducirá en la medida en que se prevea un aumento de productividad de los nuevos pozos.

Por lo tanto, el desafío es estimar los componentes necesarios para estimar el valor de la riqueza petrolera y gasífera de Vaca Muerta, cuestión que se describe a continuación.

Escenario base: datos y supuestos

Toda proyección de producción de combustibles fósiles está condicionada a la incertidumbre propia de este tipo de recursos, ya que existe siempre un riesgo relacionado con cuestiones geológicas, pero de las cuales no se posee total certeza. También existen otras variables que podrían afectar las producciones futuras, como el precio, las políticas de gobierno, etc. Asimismo, las proyecciones implican realizar un análisis prospectivo del ritmo de extracción por pozo y tipo de combustible. Si bien el cálculo de las curvas de producción en la extracción de hidrocarburos revisten cierta complejidad, dados los factores intervinientes, para el caso de la evaluación de Vaca Muerta se tomaron en cuenta las curvas típicas de extracción para pozos de tipo de reservas no convencionales, con base en la experiencia obtenida en los primeros pozos *shale* perforados en la Argentina, los cuales tienen una baja productividad –en comparación con los hidrocarburos convencionales– que desciende más aceleradamente.

Las proyecciones presentadas a continuación respetan las lógicas productivas del recurso y las curvas de producción por pozo, y su agregación resulta en línea con cuestiones relacionadas a infraestructura, mercado y perspectivas de inversiones futuras.⁴

Producción

Se plantea un escenario central con crecimientos esperados en la producción total de cada combustible fósil. El crecimiento del total de la producción será cubierto por la expansión de los volúmenes no convencionales dada la madurez existente en las explotaciones convencionales de ambos combustibles. El mantenimiento de los ritmos de producción esperados dependerá de los futuros esfuerzos en exploración para convertir recursos en reservas.

El horizonte temporal determinado por las proyecciones de pozos realizadas a partir de la cartera de inversión actual resulta en un horizonte temporal promedio de veinte años para el período 2018-2037.⁵ Dado que las reservas probadas del yacimiento son un porcentaje ínfimo de los recursos totales, la proyección implica necesariamente la inclusión consistente no solo de reservas probables sino también del resto de las categorías 3P, e inclusive de parte de las contingentes, por lo cual

4 La lógica de mercado racionaliza la producción asociada a la capacidad de evaluación y modificación de la capacidad de evacuación, es decir, del sistema de transporte (caños). No se puede duplicar capacidad de transporte en dos años porque no es factible técnicamente, ya que el tiempo de realización de un proyecto de este tipo toma entre siete y ocho años.

5 Para 2017, se tomó la proyección de YPF que prevé una caída de la producción del total de hidrocarburos de -3%, como consecuencia de las malas condiciones climáticas de la provincia de Chubut y los conflictos gremiales asociados a la implementación de los nuevos convenios colectivos de trabajo para el desarrollo de no convencionales basados en cláusulas de productividad (Reuters, 2017).

resultaría necesario proyectar un monto adicional de gasto en exploración para asegurar la producción proyectada. No obstante –como veremos en la siguiente sección–, la inversión valuada a un costo promedio por pozo incluye una imputación por gastos de exploración y otros costos:

- Gas: el escenario central supone una expansión de la producción total de gas del 5%. Ello implica un crecimiento promedio del 12%, comenzando con un crecimiento anual del 24% en el 2018 para reducirse el ritmo al 6,7% anual previsto para el año 2037. Este supuesto optimista reflejaría los esfuerzos de inversión necesarios, dados por los incentivos otorgados a la producción de *shale*, cuestión a analizar en el supuesto de precios, así como una extrapolación simple del crecimiento del año 2016. Cabe acotar que ello implica generar un aumento factible de la infraestructura necesaria para la evacuación del hidrocarburo.
- Petróleo: se consideró una proyección base del 1% promedio anual de la producción total de petróleo. La proyección puede considerarse como conservadora, sin embargo, si se toma en cuenta la caída continua de producción desde 1998, la expansión es considerable, ya que implica un aumento esperado del petróleo no convencional del 22% para el próximo año y una reducción hacia el 4,5% anual proyectado para 2037. La expansión del *shale oil* sería compatible con la continuación de la producción de importantes plataformas *off-shore* de petróleo convencional, así como también la posible expansión de los biocombustibles incentivada por la Ley de Energías Renovables y un agotamiento tan rápido en el futuro. La producción de YPF se ha concentrado en Loma de la Lata, un yacimiento básicamente de *shale oil*, por lo cual la producción no convencional podría seguir aportando a cubrir la caída del petróleo convencional.

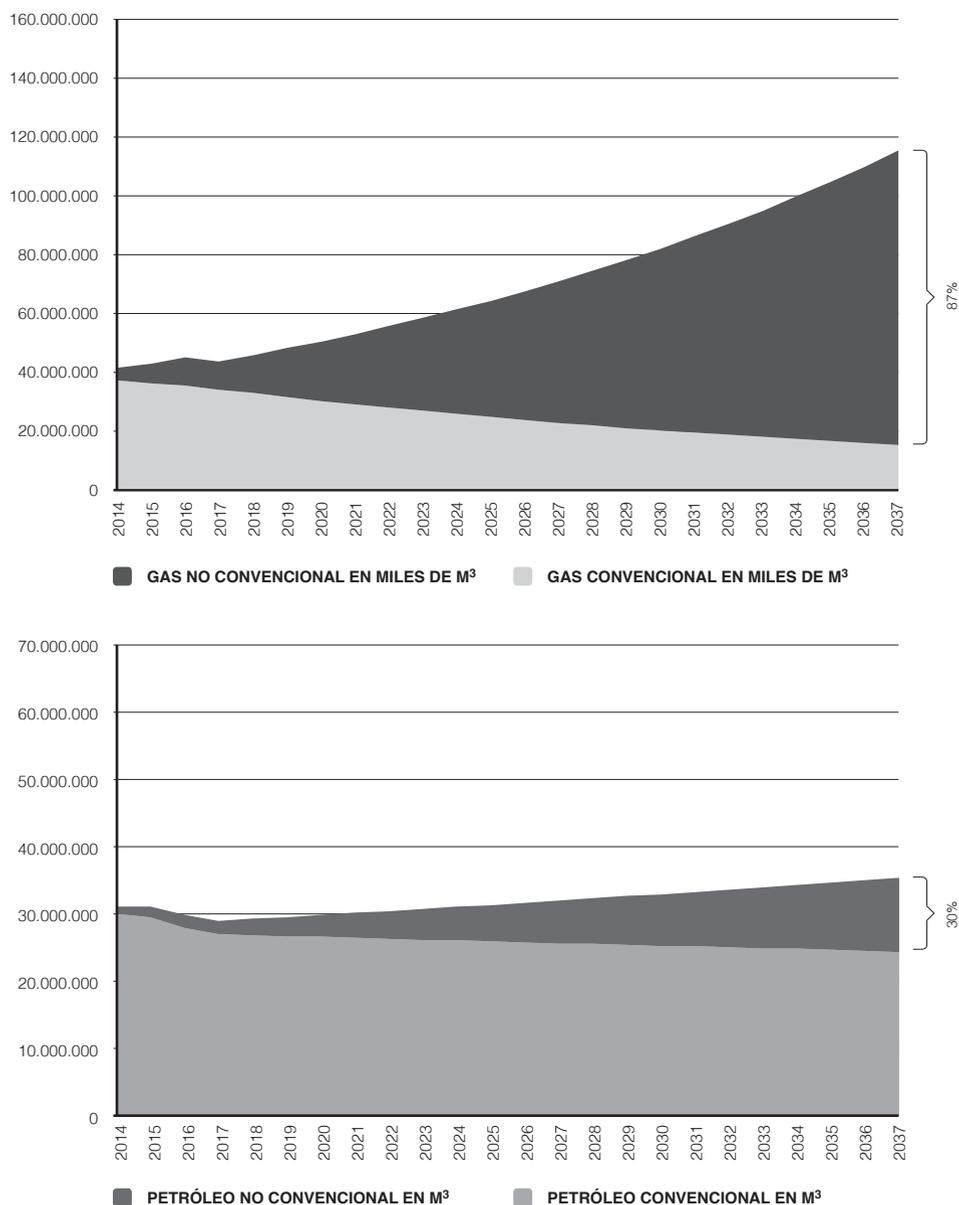
Debe tomarse en cuenta que los incentivos otorgados a la producción de *shale* han sido fundamentalmente dirigidos al gas no convencional. El escenario base implica que la participación del *shale* se incremente del 21% actual al 87% del total de la producción de gas en el año 2037, en tanto que la participación del petróleo no convencional pase del 6% al 30% de la producción total petrolera (gráfico 1).

Productividad

La evolución de la productividad del yacimiento está dada por dos componentes: la productividad por pozo y la productividad conjunta de la explotación. La productividad por pozo refleja la caída de productividad por pozo como consecuencia de su agotamiento (*depletion*). Pero además de la declinación prevista, la productividad inicial promedio de los yacimientos aumenta como consecuencia del avance tecnológico, aprendizaje y otros efectos.

De acuerdo a la EIA, la declinación de la productividad por pozos verticales del yacimiento Permian en Estados Unidos ronda el 33%, mientras que, para Eagle Ford –yacimiento similar a Vaca Muerta–, en pozos horizontales ronda una declinación del 72% en el primer año. Curtis (2016) encontró que la productividad promedio de los yacimientos para una muestra realizada durante el período 2014-2016 reflejaba aumentos del 41% para el primer año de explotación y del 22% para los primeros sesenta meses. Paradójicamente, la productividad de Eagle Ford, si bien refleja patrones similares de la curva de declinación, los aumentos de productividad inicial han sido importantes, pero casi nulos a lo largo de la curva. Los pozos perforados más recientes en yacimientos no convencionales en Estados Unidos han sido horizontales,

GRÁFICO 1
Proyección de producción de gas y petróleo (escenario base)



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

aunque de mayor costo, presentan una duplicación de las secciones horizontales y una triplicación de las etapas de *fracking*, así como un ahorro del 50% del tiempo de perforación. A la fecha no existen relevamientos representativos de la productividad agregada de Vaca Muerta, ya que recién se está recorriendo la curva de aprendizaje. Sin embargo, información parcial brindada por YPF (2016) en sus presentaciones para el caso del yacimiento de Loma Campana brindan datos que parecen respetar los patrones antes comentados.

En los últimos tres años se produjeron elocuentes aumentos de productividad tanto en los pozos marginales como en los pozos en explotación. El desplazamiento hacia arriba de las curvas de productividad es más marcado en la productividad inicial de los nuevos pozos, en tanto que mucho más moderado en los pozos en explotación a medida que aumenta su edad. Otras variables están por detrás de este incremento de eficiencia, como la reducción de tiempos de perforación y el aumento en longitud de las perforaciones durante los últimos tres años.

Las proyecciones deben tomar en cuenta que a medida que aumente la cantidad de perforaciones realizadas, es posible que muchos de los mejores lugares hayan sido perforados, más aún si se toma en cuenta que las petroleras enfocan la inversión en exploración en el descubrimiento de las zonas con mejores rendimientos (*sweet spots*) –aunque estos no son sencillos de encontrar, máxime cuando Vaca Muerta es una formación de 30.000 km² que apenas se está empezando a explorar–. Las mejoras significativas de productividad de los pozos marginales, si bien relevantes en el presente, de aquí a unos pocos años serán cada vez menores a medida que se desarrolle el yacimiento; por lo tanto, los aumentos de la productividad agregada del yacimiento reflejarían en el futuro un promedio ponderado de productividad por pozo mucho más modesto, del orden del 5% anual.⁶

Información parcial relevada del mercado de *shale* indica una dispersión importante de la productividad de los pozos a lo largo de su vida útil: 4-7 bcf y 400-600 kbbl, lo que demuestra una elevada heterogeneidad geológica del yacimiento. Ello sucede porque hasta la fecha no hay información consistente oficial ni tampoco sectorial que haya medido de manera concluyente la productividad del conjunto de Vaca Muerta. Dado que la producción de hidrocarburo no convencional de Vaca Muerta tiene poco recorrido, la imputación al conjunto del yacimiento de productividad de pozos correspondientes a explotaciones cercanas a la frontera tecnológica, así como de los *sweet spots*, puede generar sesgos importantes. En este caso, se armonizaron los parámetros de acuerdo a la producción de los pozos en explotación –no solo de los marginales– y se tomó en cuenta el horizonte de inversión planteado. Este procedimiento resulta en un promedio de productividad EUR de los pozos de 7,1 bcf para gas y 430 kbbl para petróleo. Los aumentos de productividad previstos son del 5%, considerando como *benchmark* que Vaca Muerta podría alcanzar niveles de productividad de Eagle Ford y de Marcellus hacia el año 2037.

Precios

Los precios locales del petróleo han estado desacoplados de los mercados internacionales en la última gestión kirchnerista. Los precios del crudo están desregulados

⁶ Curtis (2016) y otros analistas han señalado este efecto para el caso de los yacimientos no convencionales de Estados Unidos.

formalmente en la Argentina, pero –en la práctica– se establecían mediante un acuerdo entre el gobierno nacional y los productores. Durante muchos años, el desacople se tradució en precios internos por debajo de los niveles de paridad de exportación –en un momento en que la Argentina era un exportador neto–. A partir de la abrupta caída en los precios internacionales del petróleo que se inició en la segunda mitad de 2014, el gobierno de Cristina Fernández decidió mantener los precios internos en niveles más altos que los internacionales, con el fin de mitigar el impacto potencialmente negativo en la industria petrolera y las inversiones en *shale*.

La administración de Mauricio Macri ha indicado su preferencia por la regularización del mercado y el emparejamiento de precios. Sin embargo, ello hubiese implicado una reducción abrupta del precio doméstico y provocar una crisis en las provincias productoras. La gestión macrista apostó en los primeros meses a un “suavizamiento” del proceso de acoplamiento con la esperanza de una recuperación gradual del precio internacional. No obstante, posteriormente y ante la evidencia de una recuperación más lenta, así como de la menor demanda esperada en 2017, el Ministerio de Energía fijó una cláusula automática de aumentos de precios sobre la base de una polinómica que toma en cuenta el precio del Brent pero también el tipo de cambio.

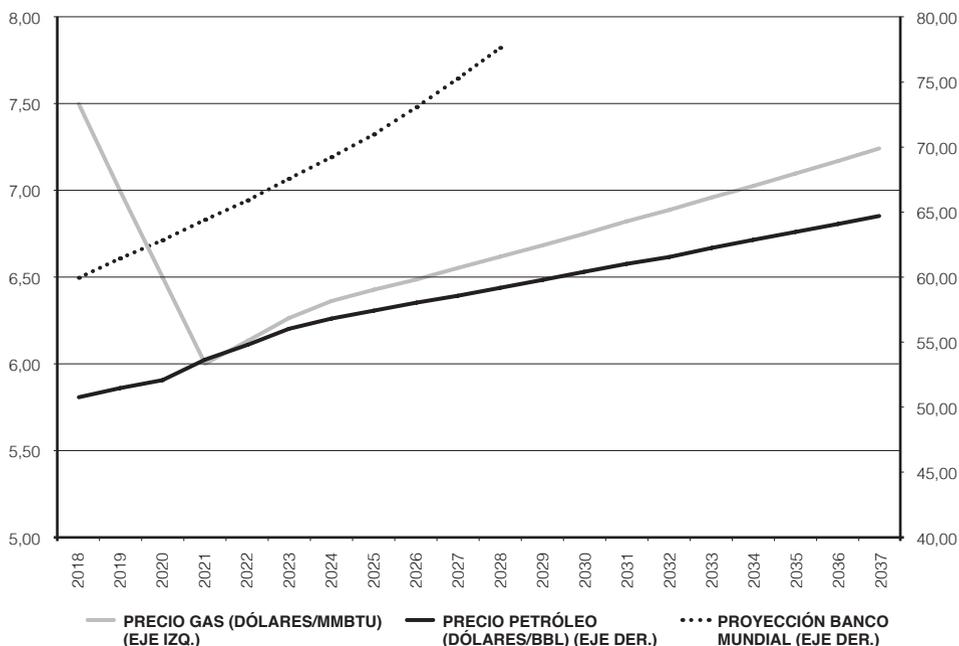
El escenario base implica un precio del petróleo inicial del medanito –precio doméstico de la cuenca neuquina– de 50,7 dólares (abril de 2017). Las proyecciones se basan en los precios del mercado de futuros del barril Brent, que significan una recuperación paulatina en la siguiente década del precio del petróleo hasta un nivel de 60 dólares el barril en diez años. Dado que no hay información en los mercados de futuros para horizontes mayores a diez años, se extrapolaron los precios hasta el año 2037 a partir de la última variación anual del precio *forward* disponible.

La producción doméstica de gas cubre aproximadamente el 51% de los requerimientos de energía de la Argentina. Sin embargo, la producción doméstica de gas cubre el 76% del consumo. Estos desbalances incentivaron la fijación “artificial” de precios. La segmentación de precios entre productores y consumidores fue determinado *ad hoc* mediante precios diferenciales por cuenca, tipología de usuarios finales y subsidios que buscaron el desacople de los mercados internacionales. Ello se tradujo en precios boca de pozo por debajo de la paridad de importación, dando origen a una caída en la inversión en el sector y a importaciones de gas licuado del petróleo (LPG, por sus siglas en inglés) con elevados precios internacionales, lo que originó en épocas de precios elevados un importante déficit comercial energético. No obstante, diversos incentivos fueron introducidos durante 2015 a través de los llamados Plan Gas. La administración macrista determinó incentivar la producción de *shale gas* a través de una nueva normativa: la resolución 47-E/2017. Esta normativa fijó un precio inicial de 7 dólares por MMBTU para el año 2017 y un sendero decreciente hasta converger a un precio de 6 dólares por MMBTU en 2021.⁷ El escenario base asume el sendero dispuesto por la normativa vigente y sostiene los precios relativos al 2021 entre ambos hidrocarburos para el período 2021-2037.

El gráfico 2 sintetiza las proyecciones realizadas y también las elaboradas por el Banco Mundial para el primer trimestre del año 2017. Las proyecciones de este

⁷ La asunción del gobierno de Macri realizó un cambio sustancial en la política orientada al sector con respecto a la incertidumbre regulatoria y precios al productor hasta el momento imperante. La nueva resolución implicó una sustancial mejora de los precios de boca de pozo que viabilizó gran parte de los proyectos de *shale* dados los precios deprimidos iniciales.

GRÁFICO 2
Proyecciones del precio del gas y del petróleo (escenario base)



Notas: Precio del petróleo 2018: mediano; 2019-2023: futuros Brent; 2024-2025: futuros WTI; 2026-2037: extrapolación según variación 2025/2024. Precio del gas 2018-2020 según normativa y 2021-2037 precios relativos gas/petróleo constantes.

Fuente: Centro de Estudios de la Productividad y Banco Mundial.

organismo brindan una evolución mucho más optimista del mercado de precios futuros del petróleo que no se tradujo tampoco en el mercado *spot*. Mientras que en el mercado *spot* refleja a abril de 2017 un precio del WTI (*West Texas Intermediate*) de 47,3 dólares (49,7) por barril, el organismo pronosticaba 55 dólares. Los futuros del petróleo indican que el Brent llegará al *benchmarking* de 60 dólares en 2030, y 2035 en el caso del WTI; el Banco Mundial proyecta ese valor para el año 2018. Más adelante se simularán diversos escenarios ante cambios en los precios esperados para cada tipo de hidrocarburo.

Costos

Los costos se clasifican en:

- Costos operativos (*lifting costs*): asignados por tipo de combustible de acuerdo a la información de mercado y el consenso de expertos, tomando en cuenta el promedio de las explotaciones no convencionales en la Argentina con diversas características geológicas: aproximadamente el 19% para el caso del gas y 30%

para el petróleo. La evolución de los costos operativos unitarios está dada por un porcentaje constante del precio por boca de pozo, análogamente a lo realizado por el Banco Mundial (2011).

- Costos de inversión: aquellos por pozos no convencionales son sustancialmente mayores que los convencionales. Asimismo, se debe tomar en cuenta que los costos de inversión van disminuyendo de acuerdo a su curva de aprendizaje: los productores aprenden a reducir costos en función de que adquieren conocimiento práctico de la geología de la zona y adaptación tecnológica. Los primeros pozos perforados de yacimiento implicaban un costo de inversión entre 18 y 24 millones de dólares, mientras que los actuales pozos, con nuevos equipos que se han traído al país, junto al aprendizaje adquirido, rondan un costo de inversión entre 7 y 8 millones de dólares para los pozos verticales y entre 13 y 15 millones de dólares para los horizontales. Las proyecciones se realizaron tomando como base un costo promedio de 9 millones de dólares. Se prevé que el recorrido de la curva de aprendizaje permita alcanzar un *benchmark* de Estados Unidos aproximadamente de 5 millones de dólares a fin del horizonte, lo que da por resultado un descenso esperado de costos de inversión unitarios del -3% anual promedio.

Tasa de descuento

Para obtener el valor del recurso, hay que determinar la tasa de descuento, que permite transformar en valor presente el valor proyectado de las rentas futuras del yacimiento. La tasa de descuento puede tomar valores sustancialmente distintos si se la considera como parte de una evaluación social o privada de proyectos. El Banco Mundial supone una tasa de descuento social común para todo tipo de activos renovables y no renovables y todo tipo de países intensivos o no en recursos naturales del 4%. Sin embargo, desde el punto de vista de un inversor, la tasa de descuento debe tomar en cuenta el costo de capital del proyecto. Asimismo, la tasa de descuento (WACC, por sus siglas en inglés)⁸ debe tomar en cuenta el promedio ponderado de las tasas de interés por la estructura del capital del financiamiento de la inversión (deuda vs. capital propio), los riesgos propios de la actividad productiva y el riesgo país. Por lo tanto, la WACC para el caso que nos ocupa se define como:

$$WACC = r^* + r^{Arg} + [r_E * E + r_D * D - (r^*)] \quad (3)$$

Donde:

r^* : tasa de interés de bonos de largo plazo de Estados Unidos

r^{Arg} : riesgo soberano (el riesgo propio de la actividad está dado por la expresión entre paréntesis)

r_E : costo de oportunidad de financiarse con capital propio neto de $r^* + r^{Arg}$

r_D : costo de endeudamiento neto de $r^* + r^{Arg}$

E, D : estructura del capital de las empresas entre capital propio y pasivos

Por supuesto, todo depende de las variables idiosincráticas del proyecto que se esté evaluando. La estructura del capital de las firmas inversoras puede variar sustancialmente para cada inversor particular, si es doméstico vs. no residente. Asimismo, el

⁸ WACC: *weighted average cost of capital*.

costo de capital puede incrementarse sustancialmente si el proyecto considerado incluye exploraciones vs. tareas de servicios petroleros y explotación y realización de pozos. En el cuadro 5 se presentan los componentes y fuentes de información para estimar la WACC, tomando en cuenta los valores al momento de realizar este documento.

CUADRO 5
WACC de la Argentina del sector petróleo y gas

Variable	Valor
r^*	2,45%
r^{Arg}	3,15%
Costo de capital estadounidense	8,00%
r_E	10,29%
$E/D+E$	68,03%
r_D	3,12%
$E/D+E$	31,97%
Costo de capital estadounidense neto de r^*	5,55%
WACC	11,15%

Fuente: Centro de Estudios de la Productividad con base en EMBI+ y Damodaran (1995 y 2017).

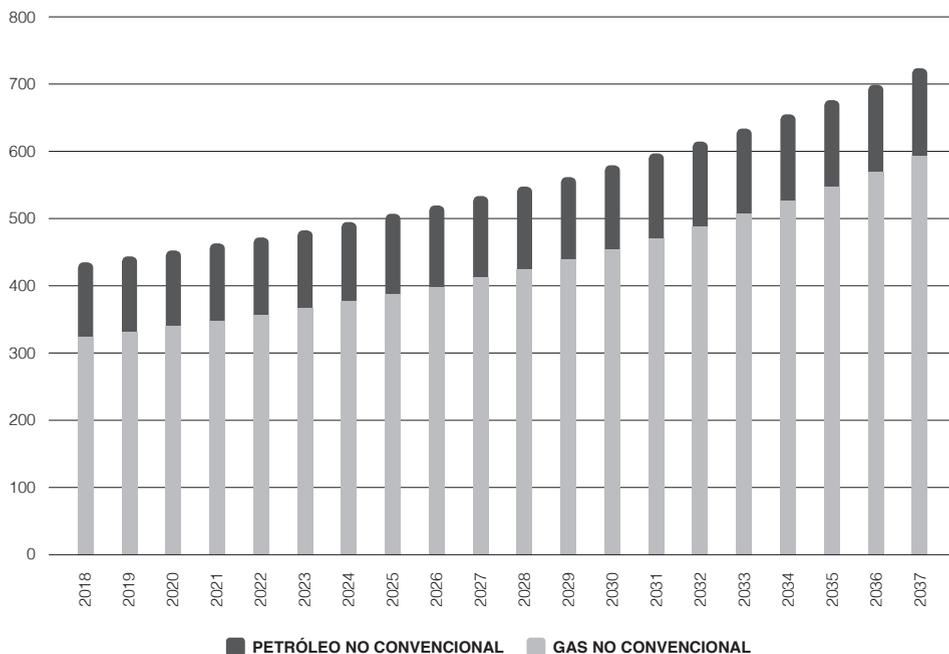
El costo de capital neto de riesgo soberano se definió de acuerdo a las estimaciones de Aswath Damodaran (1995 y 2017) para empresas estadounidenses petroleras y gasíferas que realizan extracción y exploración. La estimación de la WACC de la Argentina se obtuvo adicionando el riesgo país argentino –esperado para 2018– al costo de capital de las empresas estadounidenses neto de la tasa de referencia. Dado estos valores, se deduce que la WACC de la Argentina de petróleo y gas depende sustancialmente de las fluctuaciones del riesgo país y de la tasa de referencia. Por lo tanto, una baja sustancial del riesgo país o menores tasas de referencia de la Tasa de la Reserva Federal (FED, por sus siglas en inglés) implican una reducción sustancial de la tasa de descuento, más allá de las condiciones de financiamiento propias del sector –como se analizará más adelante.

El valor de Vaca Muerta

La proyección de producción de combustible no convencional del escenario base implica la necesidad de perforar 11.100 pozos no convencionales durante el período 2018-2037. Tomando en cuenta la proyección de costos por pozo, significa una inversión total de 65 mil millones de dólares. El 78% del total de la inversión se debería a las necesidades de producción futura de gas (gráfico 3).

La producción valuada según la proyección de precios supera ampliamente los costos de inversión previstos. En efecto, el valor actual (VA) de los ingresos netos de costos operativos resulta positivo tanto para gas como para petróleo, tal como se muestra en el gráfico 4.

GRÁFICO 3
Inversión en pozos no convencionales
(escenario base, en miles de millones de dólares)



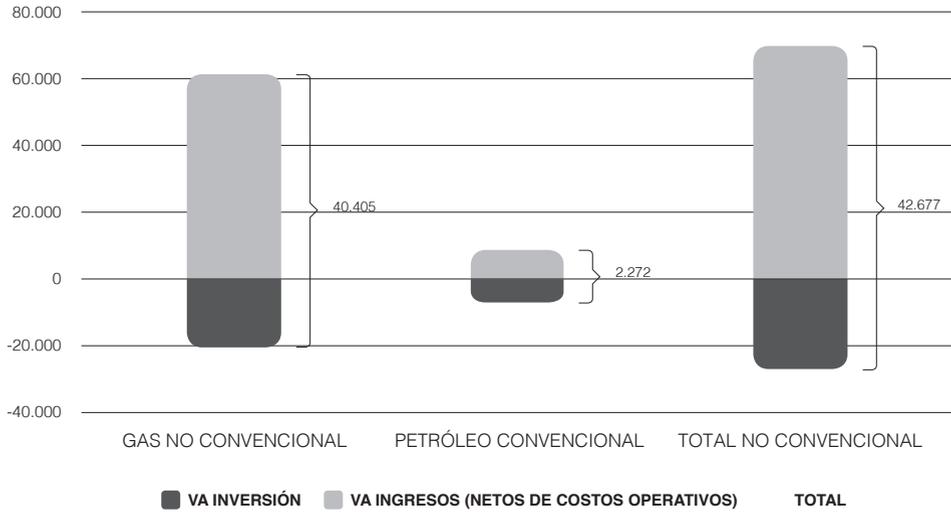
Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

Efectivamente, el valor del yacimiento según la metodología precedente, tomando en cuenta los valores de referencia de las variables, resulta aproximadamente de 43 mil millones de dólares, que representa el 7% del PBI (cuadro 6). Cabe notar que el 93% del valor del yacimiento es de *shale gas*, mientras que el *shale oil* representa el 7% restante, lo que demuestra la oportunidad que ofrece el yacimiento para la producción de gas.

La elevada ponderación del gas demuestra que las inversiones en Vaca Muerta son una oportunidad esencialmente para el desarrollo de este hidrocarburo. Por lo tanto, el valor actual y la rentabilidad serán más sensibles al precio del gas que al precio del petróleo. Si a esta consideración se adiciona que el gas es por ahora un producto relativamente no transable,⁹ ya que no dispone de precio internacional, las políticas

⁹ Por supuesto, el desarrollo de las exportaciones de LPG a nivel internacional, así como su importación en la Argentina —a un elevadísimo precio—, lo han vuelto más transable en comparación histórica, pero aun así, los expertos señalan que las condiciones tecnológicas, transporte, distribución y mercadeo actuales presentan al gas como esencialmente no transable.

GRÁFICO 4
Valor actual del yacimiento de Vaca Muerta (en millones de dólares)



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

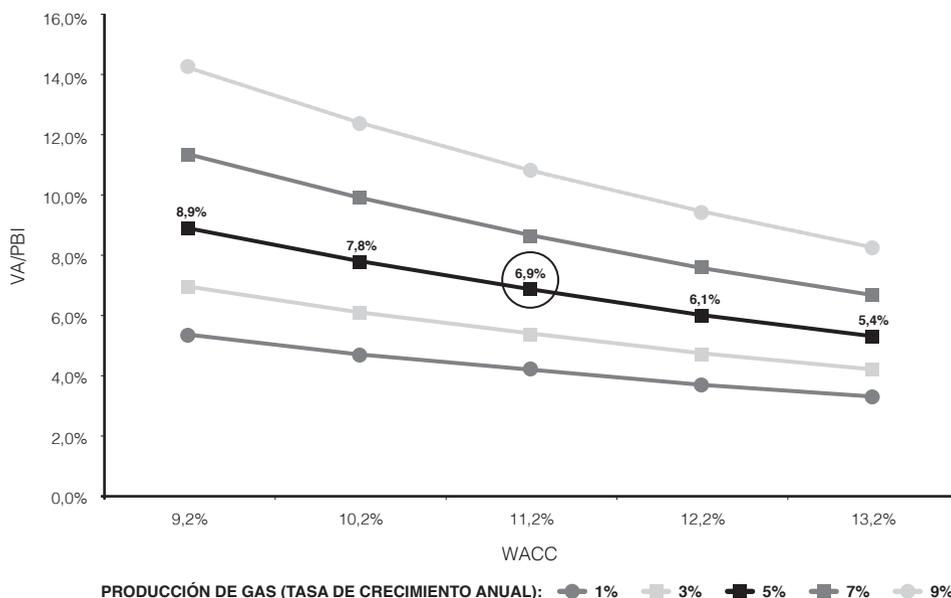
regulatorias y condiciones contractuales de las operaciones tendrán un impacto directo en la valuación de posibles inversiones en el yacimiento. El valor actual del yacimiento puede estar influido por los supuestos realizados para el escenario base. La sección siguiente describe los valores que puede alcanzar el yacimiento si se realizan simulaciones a partir de cambios en los parámetros según diversos escenarios posibles.

CUADRO 6
Valor del yacimiento de Vaca Muerta

	Millones de dólares	% del PBI	% del valor total
Gas no convencional	40.405	6,5%	93,7%
Petróleo no convencional	2.272	0,4%	6,3%
Total	42.677	6,9%	100%

Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

GRÁFICO 5
Valor de Vaca Muerta para distintos valores de WACC y ΔQ_{GAS}



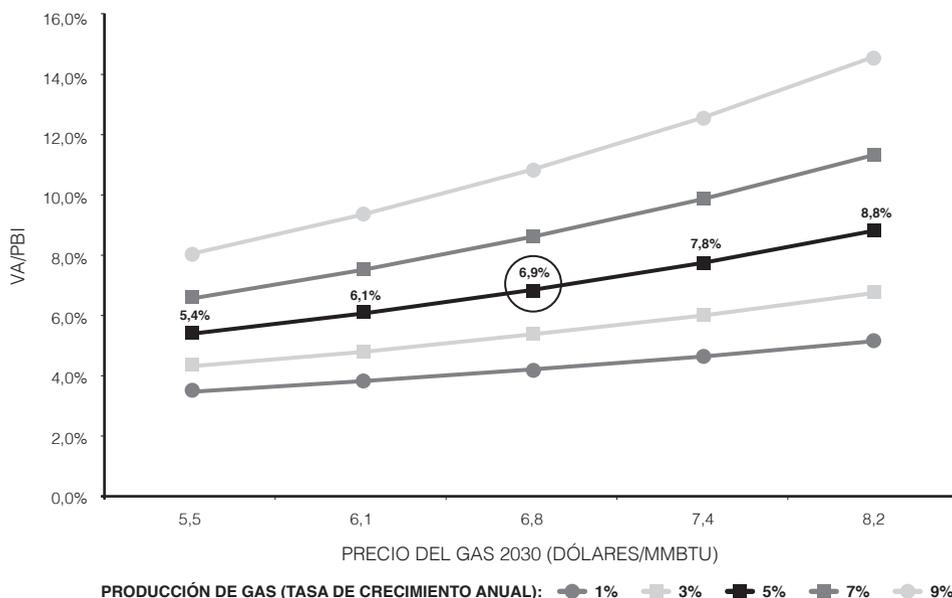
Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

Escenarios alternativos

Debido a la sensibilidad que puedan tener los resultados a diversos escenarios que impliquen cambios en los parámetros, se reportan a continuación los valores del yacimiento como porcentajes del PIB resultantes para un rango de valores razonables de tales parámetros, manteniendo constantes los niveles del resto de los parámetros en los valores del escenario base. En el gráfico 5 se observa la sensibilidad del valor actual del yacimiento ante cambios en la WACC y Δq_{gas} : tasa de crecimiento esperada de la producción de gas (tasa de variación anual promedio). El rango de variación considerado para WACC y Δq_{gas} es $9,2\% < WACC < 13,2\%$ y de $1\% < \Delta q_{gas} < 9\%$.

El VA del yacimiento toma valores que, como mínimo, alcanzan el 3,4% del PIB y como máximo un valor del 14,2% del PIB. Cuanto más alto resulta el crecimiento esperado de la producción de gas, mayor será el va; en tanto este será menor cuanto mayor sea la WACC. El VA del escenario base (6,9%), dada la Δq_{gas} , puede mejorarse en la medida en que se reduzca la WACC. En efecto, por cada 100 puntos básicos de reducción del riesgo país, el VA sube en promedio 1 punto porcentual del PIB. Por ejemplo, una baja de riesgo país de 200 puntos básicos implica que la WACC baje de 11,2% a 9,2%; el valor del yacimiento aumentaría del 6,9% al 8,9%. Por ello, el grado de estabilidad macroeconómica resulta clave para valuar posibles proyectos de inversión.

GRÁFICO 6
Valor de Vaca Muerta para distintos valores de Δq_{GAS} y de P_{GAS}

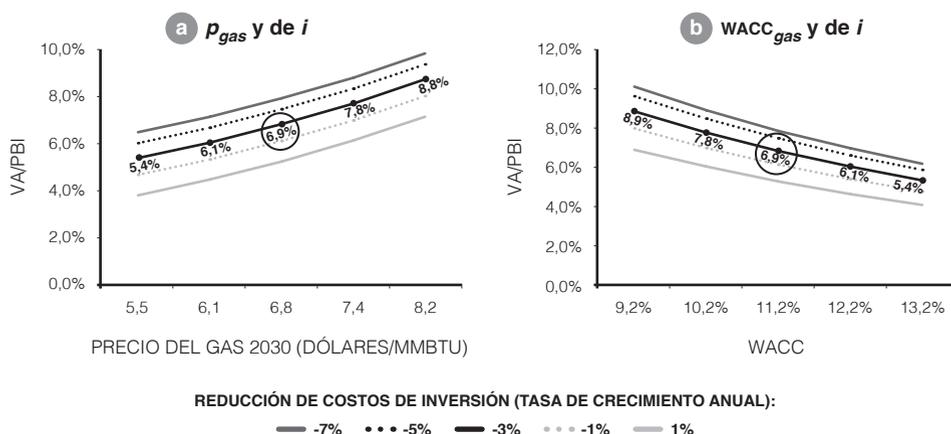


Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

La reducción de la incertidumbre aumenta el valor del yacimiento por dos vías: menor riesgo país y mayor producción esperada. En efecto, si los *animal spirits* reaccionan de modo positivo –independientemente del costo del capital– ante nuevas oportunidades de inversión, el valor del activo será mayor. Dada la WACC del escenario central, por cada punto porcentual en que crezca la producción de gas, el valor del yacimiento crecería casi un punto porcentual del PBI. La combinación de ambos efectos (baja de WACC de 200 p.b. y aumento de Δq_{gas} de 5% a 9% promedio anual) implica que, a partir del caso base, se incremente el va de Vaca Muerta en 4,4% del PBI (del 6,9% al 11,3%): 2% por el efecto WACC y 2,4% por el efecto de producción esperada.

El gráfico 6 muestra las simulaciones para valores de Δq_{gas} y del precio del gas alcanzable en 2030 (p_{gas}). El rango de variación considerado para p_{gas} y Δq_{gas} es de $5,5 < p_{gas} < 8,2$ y de $1 < \Delta q_{gas} < 9$. En todos los escenarios se respeta la curva de precios prevista por la normativa vigente, que supone un precio de 6 dólares por MMBTU para 2021. El escenario base supone una liberación de precios que corresponda al aumento previsto por el mercado de futuros del petróleo, que implicaría un precio de 6,8 dólares por MMBTU para 2030. Un mayor precio esperado del gas para este último año a 7,4 dólares por MMBTU aumentaría el va en un punto porcentual del PBI, mientras que un incremento del 20% implicaría el doble de aumento del PBI.

GRÁFICO 7
Valor de Vaca Muerta ante el cambio en el costo de inversión (*i*)



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

No obstante, la relación entre aumento esperado de producción y precio futuro del gas no es lineal. La rentabilidad del yacimiento se eleva más que proporcionalmente ante incrementos en p_{gas} en la medida en que también sea mayor la curva de producción. Un mayor precio del gas escala el valor esperado del activo más que proporcionalmente, siempre que aumente de forma notable Δq_{gas} desde un mínimo del 1% a un máximo del 9%. Por ejemplo, una mejora del precio del gas del 20%, dado un incremento moderado de la producción del 1% anual, resulta en una suba del valor del yacimiento de un punto porcentual (del 4,2% al 5,2%). En cambio, si se imputa la misma variación de precios para un alza de la producción del 5%, el valor pasa del 6,9% al 8,8% del PBI, en lugar del 1% original.

La sensibilidad del valor actual del yacimiento de Vaca Muerta ante reducciones en el costo de inversión se presenta en los gráficos 7a y 7b.

El costo de inversión por pozo puede reducirse por una mejora de la curva de aprendizaje, como consecuencia del mayor conocimiento de las características geológicas una vez que se hundan inversiones, así como también por la reducción de costos medios que provoca el *learning by doing* del proceso productivo del *shale*. Pero además los costos de inversión y operativos pueden reducirse por mejoras de eficiencia, efectos escala y aglomeración. Asimismo, el efecto puede ocurrir como resultado de una mejora en la tecnología que permita ahorrar costos de inversión, mayor recuperabilidad de los pozos existentes, mayor productividad física vía menor cantidad de pozos por cada m^3 /día de producción y por una reducción del costo monetario de los pozos.

El va del escenario base supone una curva descendente del -3% anual. Un ahorro significativo de costos de inversión del -3% al -7% anual implica un aumento del

valor del activo del 2% del PBI: el yacimiento pasaría de valer 6,9% a 7,9%. Similares resultados se logran con una reducción de la WACC de 200 p.b. Asimismo, el efecto de eficiencia por reducción de costos se potencia en la medida en que sea mayor el precio esperado del gas o menor el costo del capital: un aumento del 20% del precio esperado del gas tiene similares resultados que una reducción de 200 p.b. de riesgo país; en ambos casos el valor presente de Vaca Muerta aumenta 3% del PBI: de 6,9% a 10% aproximadamente.

En los ejercicios de simulación anteriores se han supuesto costos operativos asimétricos para el precio del gas del 19% y del 30% respecto del precio del petróleo, con el objeto de testear la sensibilidad del valor del yacimiento, principalmente determinada por la producción de gas, ante cambios en los precios y producción de petróleo.¹⁰

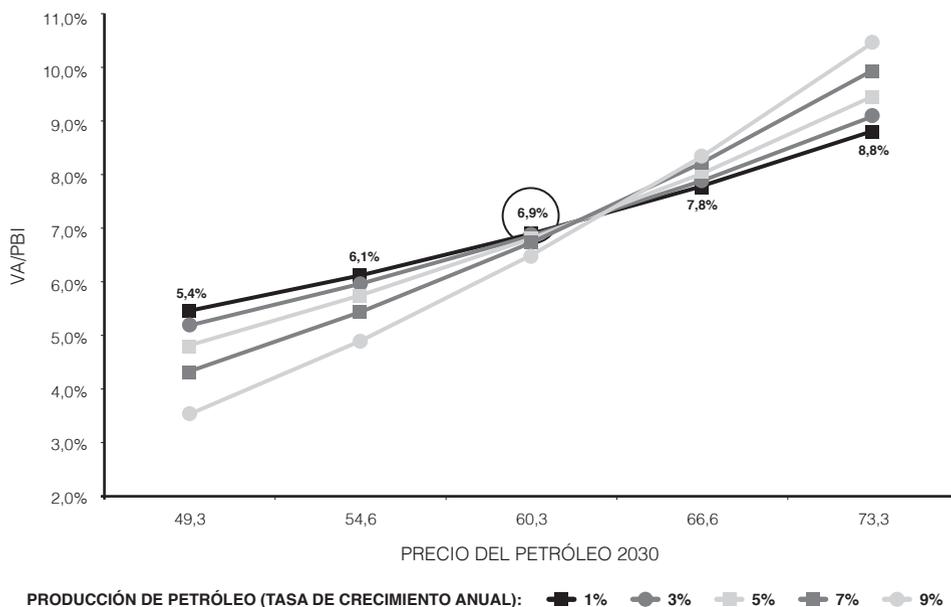
El gráfico 8 demuestra que el VA del yacimiento aumenta ante cambios en el mercado del petróleo. Sin embargo, a diferencia del caso del gas, la curva de valor potencial cambia de pendiente. Ello sucede porque, para que la explotación petrolera tenga un elevado impacto sobre el valor de Vaca Muerta, tiene que subir la producción y los precios esperados del petróleo en una magnitud considerable, dado que geológicamente Vaca Muerta es un yacimiento esencialmente de gas; además, debe compensar la menor rentabilidad operativa del petróleo. El valor del yacimiento es más sensible a variaciones de precios del crudo cuanto mayor sea la producción esperada de petróleo. Por ejemplo, un aumento del precio esperado para 2030 de 60 a 73 dólares el barril, ante un sendero esperado de producción de petróleo del caso base del 1%, el valor del yacimiento incrementa casi 2 p.p. del PBI (del 6,9% al 8,8%). Si las modificaciones en los precios esperados se producen con una producción dinámica de crudo del 9% anual, el valor del activo aumenta 3,6 p.p. del PBI (del 6,9% al 10,5%). En cambio, si el valor esperado del crudo baja 10 dólares, el valor del yacimiento con 9% de $\Delta q_{\text{petróleo}}$ baja a 3,5% del PBI.

En todos los casos parece evidente que resulta rentable la explotación del yacimiento de Vaca Muerta tomado como un conjunto. Los escenarios de simulación demuestran que el valor del activo depende esencialmente de fluctuaciones del costo del capital –riesgo país y costos– y del tamaño previsto del mercado de hidrocarburos. Dado que el yacimiento presenta una disponibilidad concentrada en gas, su precio y las condiciones de regulación impactan de manera notable sobre la rentabilidad. Las oportunidades que constituye para el desarrollo del petróleo no convencional, si bien pueden ser interesantes para desarrollos puntuales, son sustancialmente reducidas si se toman en cuenta las actuales condiciones de precios *spot* y de futuros y el grado reducido de existencia geológica relativa.

Las simulaciones señalan que la riqueza y los ingresos prospectivos del yacimiento –valuados mediante la metodología habitual de evaluación de proyectos de inversión realizada por la industria– presentan un valor actual neto positivo aunque significativamente menor a los valores difundidos en la opinión pública: 7% del PBI, en lugar de diez veces su valor. Como ya se detalló, el valor de oportunismo no contempla los costos, los ingresos posibles del yacimiento compatibles con las inversiones planteadas ni, mucho más importante, los conceptos básicos de reservas

¹⁰ Recordar que la producción esperada de gas evoluciona de acuerdo al caso base (5% promedio anual) y se mantiene la evolución de precios según decreto hasta el 2021, para luego evolucionar según mercados futuros de petróleo; es decir que se estabilizan los precios relativos a partir de 2021.

GRÁFICO 8
Valor de Vaca Muerta ante $\Delta Q_{\text{PETRÓLEO}}$ y $P_{\text{PETRÓLEO}}$



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

compatibles con el riesgo geológico y económico que determinan la rentabilidad de la producción hidrocarburífera.

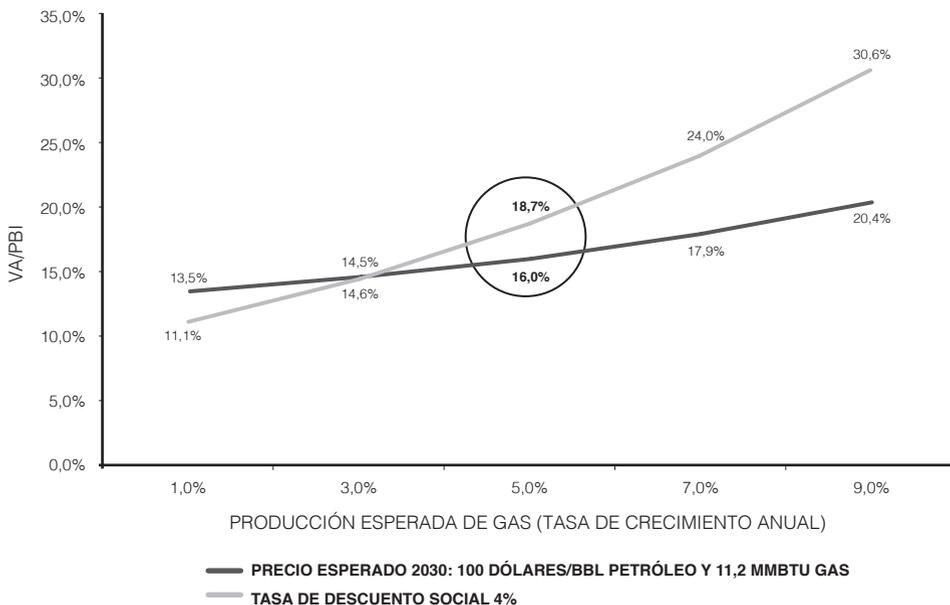
En Di Sbroiavacca (2015) y Gomes y Brandt (2016) hay antecedentes de estimaciones moderadas para Vaca Muerta. Di Sbroiavacca (2015) considera excesivos los factores de recuperación propuestos por la EIA; mientras que Gomes y Brandt (2016) presentan similares resultados para la inversión aquí proyectada. Este trabajo aporta a esta visión realista; aun en los escenarios extremos adoptados, el valor del yacimiento resulta un porcentaje importante del PIB, pero no un múltiplo elevado de este. En uno de tales escenarios, improbable dadas las condiciones internacionales actuales que suponen precios de 100 dólares para el barril de petróleo en 2030 y de 11,2 dólares por MMBTU de gas, Vaca Muerta equivaldría al 16% del PIB; si se considera un crecimiento, también poco probable, del 9% anual de la producción de *shale gas*, el valor del yacimiento alcanzaría el 20% del PIB.

Desde el punto de vista del análisis de la economía del bienestar, un planificador debería tomar en cuenta la situación de las generaciones futuras. Para desarrollar una evaluación social de proyectos de inversión es necesario aplicar una tasa de descuento social. Si en lugar de la WACC se supone una tasa de descuento social de, por ejemplo, 4% y se considera la producción esperada del caso base (5% de gas

y 1% de petróleo), el valor actual de Vaca Muerta podría alcanzar el 18,7% del PBI (gráfico 9). Si, adicionalmente, se supone el escenario improbable de un crecimiento de la producción esperada de gas del 9% promedio anual, el valor presente de Vaca Muerta sería del 30% del PBI.

Sin embargo, las simulaciones hasta aquí realizadas son simulaciones de a pares de variables, dejando constantes el resto de los componentes; tampoco permiten ponderar cuál de las variables tiene una contribución mayor al valor presente del yacimiento. Para suplir esta carencia, se realizó una simulación de impacto conjunto de la tendencia y varianza probable de las principales variables, mediante la técnica de simulación de Montecarlo. Esta técnica permite incorporar la probabilidad con la cual el proyecto puede adoptar escenarios extremos, al analizar la dispersión de nuestro escenario base, considerando ya no solo el movimiento de una o dos variables en forma simultánea sino a través de la generación de miles de escenarios que son iterados modificando los supuestos en forma aleatoria. De esta manera, el resultado ya no es un punto fijo, sino que cada resultado de una iteración es un resultado posible. Si se organizan estas estimaciones a través de un histograma, el resultado de la valuación pasa a ser una distribución de probabilidad.

GRÁFICO 9
Valor de Vaca Muerta para tasa de descuento social:
 $P_{PETRÓLEO}$ 100 dólares por bbl y P_{GAS} 11,2 dólares por MMBTU para 2030



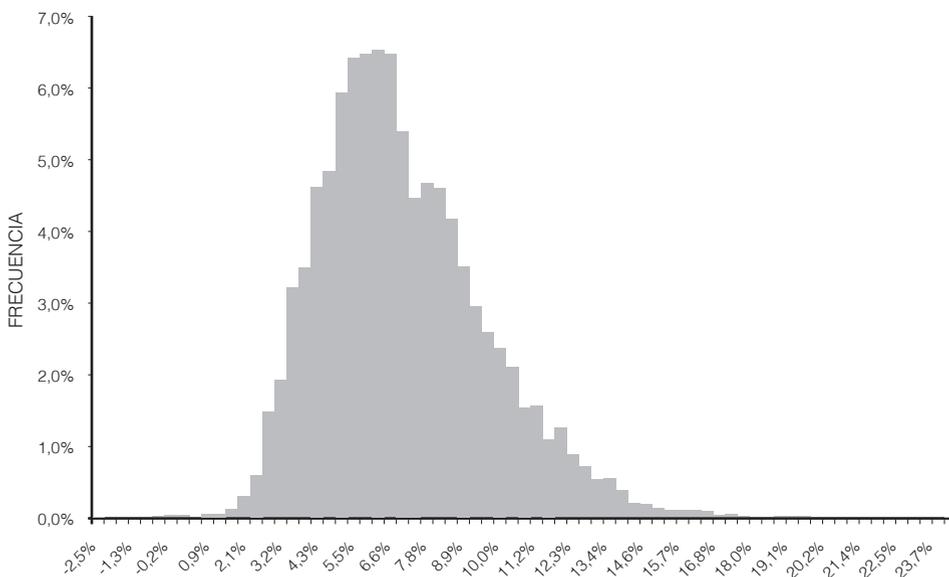
Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

En este ejercicio se ha trabajado con 15 variables corridas en forma simultánea en 5 mil iteraciones, suponiendo una distribución normal para cada variable, con los valores centrados en el escenario base descrito anteriormente. Como resultado, esta técnica genera una serie de escenarios combinados, en los que, por ejemplo, baja el WACC y eleva el valor actual neto del proyecto, aunque lo compensa con un menor margen operativo. Estos efectos de compensación son los que dan como resultado una distribución normal del *output* del modelo. Los resultados de la simulación se muestran en el gráfico 10.

Las simulaciones de Montecarlo reproducen la media estimada: el valor presente de Vaca Muerta es de 6,9%, con una mediana de 6,4% y un desvío estándar de 2,7%. Si se asume que se aproxima a una función de distribución normal, el 68,2% de probabilidad, las simulaciones se concentran entre 4,2% y 9,6%, con valores de Vaca Muerta de $6,9\% \pm 2,7\%$. De la misma forma, el 86% de las simulaciones del valor actual se acumula entre 1,5% y 12,3%. La probabilidad de que el proyecto tenga valor negativo o cero (*value at risk*) o valores mayores al 14% del PIB se corresponde con una probabilidad muy baja, de un orden menor al 0,5%.

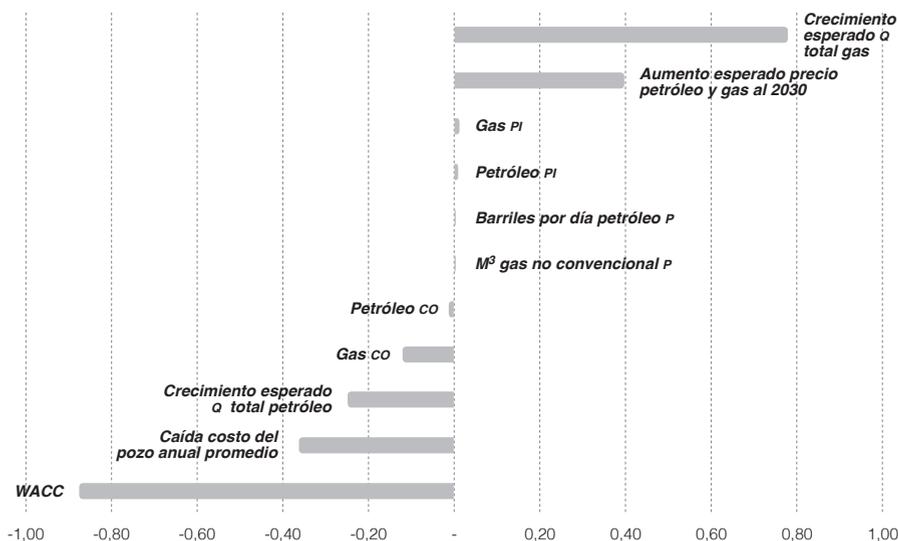
Por último, el resultado de la simulación permite hacer un análisis de sensibilidad: en el gráfico 11 se muestran las variables que más influyen sobre la valuación en orden de jerarquía y se presentan los principales resultados para los coeficientes β de

GRÁFICO 10
Valor de Vaca Muerta (VA/PIB): simulación de Montecarlo



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

GRÁFICO 11
 β esperado del valor de Vaca Muerta por variable



Notas: Q: producción; PI: productividad inicial; P: productividad; CO: costos operativos.

Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

impacto sobre el valor esperado de Vaca Muerta ante variaciones de cada variable. Así, resulta ser una guía práctica para quien realice el proyecto de inversión sobre las variables a monitorear o tomar algún tipo de cobertura.

Todas las variables presentan el signo esperado. Las variables que mayor impacto tienen sobre el valor de Vaca Muerta en valor absoluto son la tasa de descuento WACC, el crecimiento esperado de la producción de gas y el aumento esperado del precio de los combustibles fósiles al 2030. Luego siguen por orden de importancia: la reducción esperada de los costos de inversión por pozo, el crecimiento esperado de la producción petrolera y los costos operativos de producir gas.

Sin duda, las condiciones macroeconómicas impactan sobre el valor de Vaca Muerta; variables macro como el riesgo país impactan en la rentabilidad esperada de los proyectos a través de su componente en la WACC, que representa el costo del capital. Las expectativas sobre el ambiente de inversión impactan directamente sobre la rentabilidad de los proyectos vía valores esperados de producción del mercado de hidrocarburos y su precio, también vía la varianza esperada de cada variable. Una mayor estabilidad macroeconómica permite disminuir la incertidumbre, al reducir la varianza de las variables y aumentar la probabilidad de ejecución de los proyectos.

El análisis realizado para la simulación anterior contiene la llamada Q de Tobin (1969), que indica que la rentabilidad de la inversión crece no solo por la baja en el

costo del capital sino también por la rentabilidad esperada de la inversión que depende de los *animal spirits* de los inversores. A mayor incertidumbre, mayor costo de capital, más bajo *animal spirit*, es decir, menor disposición para invertir; por lo tanto, los inversores tendrán una actitud de esperar y ver (*wait and see*) y postergarán las inversiones para evitar el hundimiento de costos.

Por último, cabe considerar el aporte de la literatura de opciones reales,¹¹ que trata especialmente el caso en que el tipo de inversiones implica un costo hundido, como resulta típico en la industria petrolera. Estas inversiones tienen un elevado costo de salida, irreversibilidad o riesgo de no recuperarlo del total invertido (intangibles: *know how*, capital organizacional, aprendizaje, capital humano, costos conjuntos); en general, los inversores asumen una preferencia por la flexibilidad ante escenarios de elevada incertidumbre. En efecto, cuanto mayor irreversibilidad de las inversiones, mayor rentabilidad exigida para invertir y el efecto *wait and see* será mayor, postergando aun más las inversiones. Análogamente, una empresa con su capital hundido-enterrado en pozos en producción puede optar por la perspectiva de quedarse en la actividad, aun cuando presenta pérdidas (opción de continuar) en caso, por ejemplo, de una caída en el precio internacional del petróleo, siempre y cuando los contratos y el contexto macroeconómico generen los incentivos correctos.

Si bien en este trabajo no se ha realizado una valuación de tipo opciones reales, cabe mencionar que, dadas las condiciones y experiencia reciente en la Argentina, con empresas que ya se encuentran produciendo, se debe considerar tanto la opción de *call* de realizar la inversión por posibles inversores o nuevos proyectos de empresas ya instaladas, como la opción para las empresas existentes de continuar produciendo o la de su posible salida (*put*); es posible que la opción compuesta conjunta a nivel agregado del conjunto del yacimiento compense el valor marginal de las opciones. Más aún, las valuaciones de opciones en el sector petrolero desarrolladas en Lund y Oskendal (1991) y Dixit y Pyndick (1994) demuestran que, aun con volatilidades extremas de los precios de combustibles, las opciones reales en el sector de hidrocarburos agregarían solo entre 9% y 20% a la valuación de proyectos tradicional;¹² manteniendo las principales conclusiones del trabajo en cuanto a la magnitud del valor del yacimiento.

Implicancias macroeconómicas, sectoriales y regionales

Esta sección se propone analizar brevemente las posibles implicancias macroeconómicas, sectoriales y regionales de la explotación del yacimiento de las estimaciones realizadas. El cuadro 7 presenta los ingresos e inversión promedio anuales a los fines de realizar las comparaciones:

El valor del *stock* de recursos de Vaca Muerta, tal como vimos previamente, representaría alrededor del 6,9% del PBI. Sin embargo, la comparación correcta debe hacerse en términos de flujos, de acuerdo al gráfico 12.

La inversión acumulada de 65 mil millones de dólares proyectada para el período 2018-2037 implica un flujo anual de inversión promedio de 3.200 millones de dóla-

¹¹ Dixit y Pyndick (1994).

¹² Ello recortaría la probabilidad de que el valor del proyecto tome valor negativo, muy baja en nuestra estimación, con un traslado positivo hacia la zona positiva, es decir, incentivando la realización de proyectos aun con valores presentes negativos. No obstante, el valor medio aproximado al 7% del PBI y las magnitudes alrededor de dicha media no cambiarían sustancialmente, ni implicarían valores múltiples del PBI, como se analizó anteriormente.

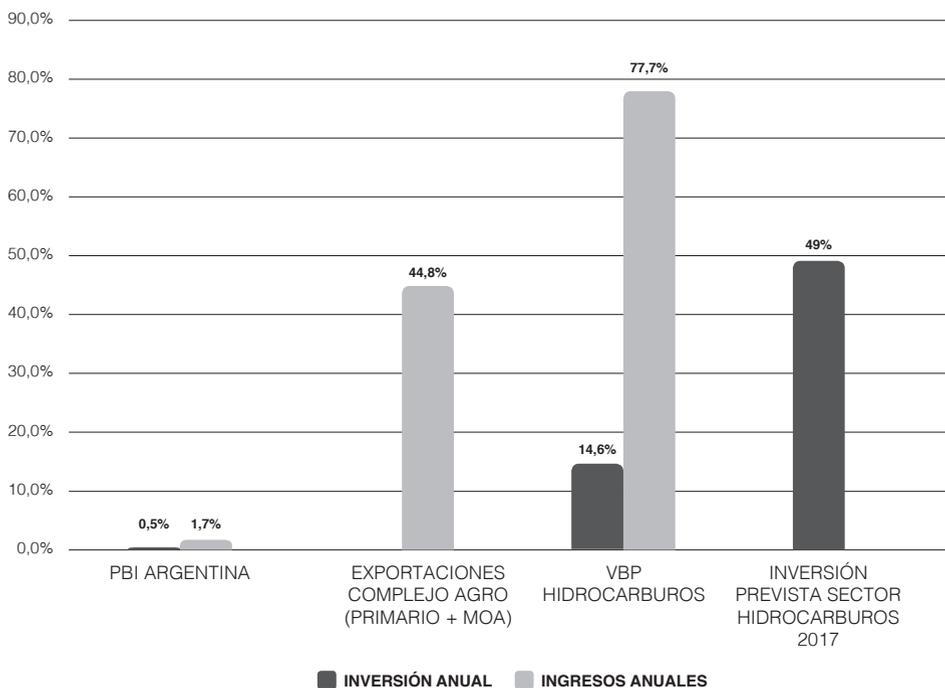
CUADRO 7
Valor, ingresos potenciales y costos de inversión anual del yacimiento de Vaca Muerta (2018-2037)

	Valor actual	Ingresos	Inversión	Inversión prevista 2017 del sector hidrocarburos*
		Promedio anual		
Millones de dólares	42.677	17.448	3.278	6.696

Nota: *De acuerdo a las declaraciones juradas de las empresas del sector presentadas ante el Ministerio de Energía. La inversión promedio realizada del conjunto del sector de hidrocarburos entre los años 2006 y 2016 fue de 5.741 millones de dólares (90% corresponde a explotación, 7% a inversión en exploración y 3% a complementaria).

Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, INDEC, Dirección Estadística de Neuquén.

GRÁFICO 12
Ingresos potenciales del yacimiento de Vaca Muerta: dimensión macroeconómica y sectorial



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

res. Esta magnitud equivale al 50% de la inversión anual prevista (6.700 millones de dólares) de todo el sector de hidrocarburos (convencional y no convencional) para el año 2017. Sin embargo, esta cifra, si bien tiene relevancia sectorial, impactaría en un aumento de la propensión a invertir de la Argentina medida como ratio inversión bruta interna fija/PBI de solo el 0,5%. Tomando en cuenta que la tasa de inversión al primer trimestre del año 2017 sería del 15,1%, implicaría aumentarla al 15,6%. Calibraciones realizadas por el Centro de Estudios de la Productividad demuestran que la Argentina necesita una tasa del 20% para retomar su crecimiento tendencial y de aproximadamente un 25% para crecer como Australia. El aporte de los hidrocarburos no convencionales no parece tener un impacto notable en la inversión agregada, aunque sí de una magnitud considerable en la inversión sectorial.

Este reducido impacto macroeconómico también se fundamenta al realizar una comparación con la magnitud de las exportaciones del complejo agroindustrial. Los ingresos anuales equivalen a solo el 44,8% del complejo agroganadero tanto primario como industrial. En otros términos, aunque supusiéramos absurdamente que se exportara toda la producción potencial de Vaca Muerta, solo se lograría reemplazar la mitad de las exportaciones tradicionales. No obstante, los ingresos e inversiones proyectados tienen un impacto sectorial relevante. Los ingresos potenciales implican valores de producción de aproximadamente 17.448 millones de dólares anuales estimados según el caso base. Estos flujos representarían, ajustados por valor agregado, el 1,7% del PBI de la economía argentina. El valor agregado sectorial (PBI sectorial) de hidrocarburos representa el 2,5% del PBI al año 2016 según las cifras de las Cuentas Nacionales del INDEC. Por lo tanto, los valores agregados de los flujos de producción potenciales generados por el yacimiento permitirían duplicar la participación del valor agregado de hidrocarburos del 2,5% al 4,2% del PBI. El valor de producción potencial adicional sería 77,7% al valor de producción de hidrocarburos a nivel nacional, si se toma en cuenta como base la presente composición de la producción de hidrocarburos; cifra que desciende al 53% tomando en cuenta la proyección de la composición promedio convencional y no convencional realizada para el escenario base.

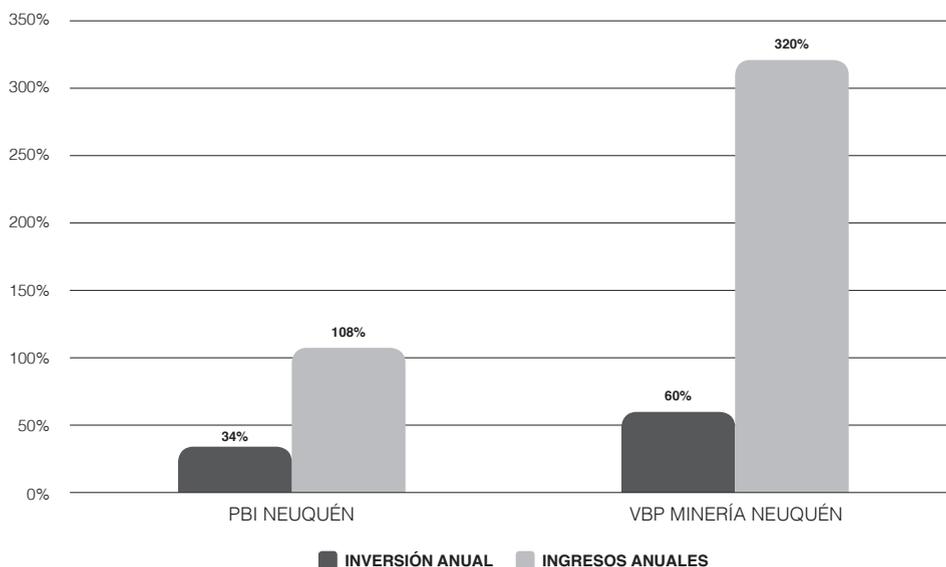
Asimismo, los ingresos e inversiones proyectados tendrían un impacto notable sobre la economía de la provincia de Neuquén, como demuestra el gráfico 13.

El flujo de inversión anual representa el 34% del producto bruto geográfico de la provincia de Neuquén y el 60% del mercado de hidrocarburos provincial. Los ingresos anuales previstos –que incluye el valor anual de la inversión– implica duplicar el tamaño de la economía de Neuquén y cuadruplicaría el tamaño del sector minero de la provincia. Si se tomara en cuenta los posibles impactos indirectos, ello implicaría un impacto aun mayor a nivel regional.¹³

Por lo tanto, si bien el impacto macroeconómico es acotado, la explotación de Vaca Muerta tiene un impacto sustancial a nivel sectorial y regional.

¹³ Véase APE (2014). En este trabajo se presenta una simulación de impacto indirecto vía inversiones en construcciones que generaría Vaca Muerta. No obstante, al tradicional multiplicador de empleo y actividad económica habría que sumarle el efecto de consumo inducido por el mayor gasto de los hogares. Por último, se requiere una actualización de la Matriz de Insumo Producto Provincial base 2004 y Nacional base 1997, dado que no incluyen los cambios tecnológicos y precios relativos sucedidos hasta el presente, así como también excluye la función de producción del no convencional.

GRÁFICO 13
Ingresos potenciales del yacimiento de Vaca Muerta: dimensión regional



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad, base de datos ARKLEMS+LAND.

A modo de conclusión: oportunidades y riesgos

En este trabajo se planteó valorar la riqueza y el ingreso potencial del yacimiento de Vaca Muerta de acuerdo a la metodología habitual de evaluaciones de proyectos de inversión. Esta metodología es generalmente utilizada tanto en el sector privado como en el sector público para evaluar la rentabilidad de las inversiones de cualquier sector productivo, especialmente el de hidrocarburos. La valuación de proyectos de inversión debe considerar los ingresos e inversiones técnica, geológica y económicamente factibles que pueda generar el yacimiento mediante la calibración de parámetros de costos, precios *spot* y *forward*, y producción. Para ello se recopiló información específica de niveles y evolución de la producción de hidrocarburos no convencionales en la Argentina, productividad, costos operativos, costos medios de los pozos y regulaciones vigentes. Las proyecciones realizadas tuvieron también en cuenta metas factibles de alcanzar a futuro a medida que siga recorriendo la curva de aprendizaje.

Los valores obtenidos para el escenario base corresponden con un valor del yacimiento (valor actual neto) positivo del 7% del PBI. Si bien las simulaciones confirman que los escenarios más probables otorgan a este valor una elevada probabilidad de ocurrencia, en escenarios extremos poco probables alcanzaría un máximo del 30%.

Estos valores significan que Vaca Muerta es una importante oportunidad de inversión, especialmente en gas, aun tomando en cuenta el actual escenario internacional de precios deprimidos para el petróleo.

Sin embargo, nuestras estimaciones indicarían que la riqueza potencial del yacimiento dista de ser un múltiplo equivalente a 10 PBI, tal como se ha difundido, valuando de modo incorrecto los recursos técnicamente factibles con un factor de recuperación relativamente elevado, pero sobre todo sin tomar en cuenta la factibilidad económica en términos de ingresos y costos esperados y las definiciones tradicionales de reservas.

A pesar de tener un valor presente neto positivo, los diversos escenarios alternativos determinan que la magnitud de este, así como los ingresos e inversiones asociadas, no parecen tener un impacto sustancial a nivel macroeconómico relevante al punto de convertir a la Argentina en una potencia hidrocarburífera como Arabia Saudita. La explotación del yacimiento no aportaría a la generación de divisas como para constituirse en una alternativa al sector agroindustrial, solucionando la brecha externa. Los ingresos que generaría Vaca Muerta no permitirían “salvar” a la sociedad argentina en términos de solventar elevados niveles de consumo per cápita sin esfuerzo. En efecto, aun cuando se suponga un escenario extremo de exportación del total del *shale* producido –por lo tanto, reducción a 0 del consumo doméstico y de importaciones energéticas–, la magnitud de los ingresos potenciales alcanzaría a reemplazar solo el 50% de la exportación del sector agroindustrial.

No obstante, el valor del yacimiento tiene un impacto sectorial y regional relevante. La oportunidad de inversión en Vaca Muerta es una oportunidad para la provincia de Neuquén, que de realizarse el escenario base permitiría duplicar su PBI y cuadruplicar su sector de hidrocarburos y así seguir sustentando su desarrollo provincial sobre la plataforma de la industria de hidrocarburos, tomando ventajas del capital humano, externalidades y economías de aprendizaje y de aglomeración que ha acumulado históricamente este sector.

Aunque los hidrocarburos no convencionales no constituyen la alternativa macroeconómica que permita al conjunto de la sociedad argentina “vivir de rentas”, sin duda representa una alternativa para resolver los dilemas de la sostenibilidad energética del crecimiento económico argentino. Sean cuales fuesen los escenarios futuros alternativos, la necesidad de disponibilidad energética y su eficiencia son un cuello de botella actual del crecimiento económico futuro de la Argentina. Vaca Muerta resulta una oportunidad para reemplazar las reservas convencionales de gas, que algunos juzgan casi agotadas.

Por ello, las condiciones de mercado, la certidumbre regulatoria y contractual, así como la adecuación reciente de los precios en boca de pozo para el desarrollo de la producción no convencional son clave para el desarrollo futuro del yacimiento, sobre todo si se toma en cuenta que la realización de los proyectos en cartera demanda una inversión considerable equivalente a la mitad de la inversión habitual sectorial en términos de perforación de un mayor número de pozos y disponibilidad de potencia para las fracturas.

Asimismo, de considerarse deseable el objetivo de reducir la dependencia de la importación de hidrocarburos y alcanzar el autoabastecimiento energético, e incluso volver a exportar energía, deben evaluarse inversiones magnas en la capacidad de transporte y distribución de gas que ante la coyuntura actual están subutilizadas. Más importante aún, para que esta hipótesis sea factible, resulta necesario una estrategia

de inserción internacional que recupere la capacidad de cumplimiento de los contratos, no solo a nivel internacional sino también de nuestros socios del Mercosur. La expansión del *downstream* también puede ser una oportunidad para el *shale*, pero que también exige el sostenimiento de una agresiva estrategia de inserción internacional que admita una nueva oportunidad de inversión para el polo petroquímico.

El reciente convenio colectivo basado en productividad permite avizorar un aumento de la eficiencia y reducción de costos operativos en la medida en que las inversiones se complementen con formación y generación de empleo de calidad. El desarrollo presente de Vaca Muerta toma ventajas del recorrido de la curva de aprendizaje tecnológico de la experiencia en otros países, que incorpora los avances tecnológicos tendientes a lograr una reducción de costos.

Ante el escenario futuro de *statu quo* de precios internacionales del petróleo, la desaceleración del crecimiento de la producción y el comercio internacional, la reversión al alza de las tasas de interés de la FED y la apreciación del dólar son un desafío que exige un esfuerzo macroeconómico en inversión y exportaciones de magnitud considerable para sostener el crecimiento de la economía argentina. El aumento de la productividad y la eficiencia en los sectores productivos usuarios de energía –y también en los productores– son clave.

Entre los riesgos a atender se pueden señalar la escasa disponibilidad de equipos específicos para hidrocarburos no convencionales a nivel internacional y la presente reducción de capital disponible para invertir en el sector dada la coyuntura mundial.

El desarrollo de los biocombustibles, el cumplimiento de la nueva ley de energías renovables y la posible generalización de los autos híbridos y eléctricos envuelven también un importante desafío. El cumplimiento de la ley de energías renovables supone el objetivo de aumentar la incidencia de energías renovables al 20% del componente eléctrico de la matriz energética, objetivo que no necesariamente reduce mercado para el gas no convencional. Similares consideraciones brindan los biocombustibles, ya que si bien los requisitos de la ley exigen un corte bío del 12% en los combustibles –la cifra estimada actual ronda el 8%–, tampoco pareciera ser una amenaza al mercado sino más bien la posibilidad de racionalizar la disponibilidad de energía a la realidad geológica y económica de la Argentina.

El rumbo marcado por la actual gestión hacia la estabilidad macroeconómica es un aporte fundamental para que se concreten las oportunidades de inversión en la Argentina. Sin embargo, dado que los recursos y ahorros disponibles para invertir son finitos, una evaluación conjunta y consistente de la rentabilidad de las producciones alternativas de energía renovables y no renovables, así como la coordinación de inversiones sectoriales a nivel macroeconómico, son una tarea pendiente, la cual debe basarse en metodologías homologables y comparables que incluyan precios relativos, capital disponible, impacto fiscal y ambiental de la generación de energía.

Una vez más, los análisis exhaustivos y consistentes en un marco metodológico riguroso confirman que los productos especiales tales como el *shale*, la soja, las tecnologías de la información y la comunicación, entre otros, constituyen oportunidades, pero no productos y servicios que permitan a la sociedad argentina en su conjunto “salvarse viviendo de rentas”.

Para lograr el deseado objetivo de desarrollo económico y social resulta imprescindible la sostenibilidad del crecimiento en un entorno macroeconómico estable que incentive la productividad y la inversión en el conjunto de la economía argentina.

BIBLIOGRAFÍA

- APE [Área de Pensamiento Estratégico] (2014). "Vaca Muerta y su impacto en la infraestructura". Área de Pensamiento Estratégico, serie N° 23, Cámara Argentina de la Construcción.
- ARROW, K. J. (1962). "The Economic Implications of Learning by Doing", *Review of Economic Studies*, vol. 29, N° 3, junio, pp. 155-173.
- BANCO MUNDIAL (2006). "Where is the Wealth of Nations? Measuring Capital for the 21th Century". Washington: Banco Mundial.
- (2011). "The Changing Wealth of Nations. Measuring Sustainable Development in the New Millennium". Washington: Banco Mundial.
- COREMBERG, A. (2015). "Accounting for Natural Resources Wealth and Productivity from SNA and Beyond", *Testing Natural Resource Curse for Oil and Gas Dependent Countries*, versión adaptada presentada en IARIW-OECD Special Conference on "W(h)ither the SNA?", París, 16-17 de abril.
- CORRADO, C., HULTEN, C. y SICHEL, D. (2005). "Measuring Capital and Technology: An Expanded Framework", en Corrado, C., Haltiwanger, J. y Sichel, D. (eds.), *Measuring Capital in the New Economy*. Chicago: University of Chicago Press, cap. 1, pp. 11-46.
- CURTIS, T. (2016). "Unravelling the us Shale Productivity Gains", OIES paper: WPM 69, Oxford Institute for Energy Studies. Oxford: University of Oxford.
- DAMODARAN, A. (2017). "Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications", The 2017 Edition. Database a enero 2017. Disponible en <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.
- DI SBROIACCA, N. (2015). "Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva", *Cuadernos de Investigación*, N° 5, serie Económica, pp. 142-168.
- DIXIT, A. K. y PINDYCK, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton: Princeton University Press.
- EIA [Administración de Información Energética de Estados Unidos] (2013). "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States", junio, EIA.
- GOMES, I. y BRANDT, R. (2016). "Unconventional Gas in Argentina: Will it become a game changer?", OIES paper: NG 113. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.
- HAMILTON, K. y HARTWICK, J. M. (2005). "Investing Exhaustible Resource Rents and the Path of Consumption", *Canadian Journal of Economics*, vol. 38, N° 2, pp. 615-621.
- HULTEN, C. R. (2006). "The 'architecture' of capital accounting: Basic design principles", en Jorgenson, D. W., Landefeld, J. S. y Nordhaus, W. D. (eds.), *A new architecture for the U.S. national accounts*. Chicago: University of Chicago Press, pp. 193-214.
- KOOPMANS, T. C. (1947). "Measurement Without Theory", *The Review of Economics and Statistics*, vol. 29, N° 3, agosto, pp. 161-172.
- LUND, D. y OKSENDAL, B. (eds.) (1991). *Stochastic Models and Option Values*. Amsterdam: Elsevier.
- REPSOL YPF (2012). "Comunicado de Prensa", Madrid, 8 de febrero.
- REUTERS (2017). "Petrolera argentina YPF proyecta caída de producción de un 3 PCT en 2017", 10 de mayo.
- ROMER, P. M. (1986). "Increasing Returns and Long-Run Growth", *Journal of Political Economy*, vol. 94, N° 5, octubre, pp. 1002-1037.
- SEEA [Sistema de Contabilidad Ambiental y Económica] (2014). "System of Environmental-Economic Accounting 2012. Experimental Ecosystem Accounting". Nueva York: ONU-UE-FAO-OCDE.
- SHESHINSKI, E. (1967). "Optimal Accumulation with Learning by Doing", en Shell, K. (ed.), *Essays on the Theory of Optimal Economic Growth*. Cambridge, MA: MIT Press, pp. 31-52.
- SNA [Sistema de Cuentas Nacionales] (2008). "System of National Accounts. Developments since 2008". Nueva York: Eurostat-FMI-OCDE-ONU-Banco Mundial.
- STOKEY, N. L. (2009). *The Economics of Inaction Stochastic Control Models with Fixed Costs*. Princeton: Princeton University Press.
- TOBIN, J. (1969). "A general equilibrium approach to monetary theory", *Journal of Money Credit and Banking*, vol. 1, N° 1, pp. 15-29.
- YPF (2016). "Four Years of Vaca Muerta", diciembre.

RESUMEN

Vaca Muerta, ubicado en la provincia de Neuquén de la República Argentina, es el segundo yacimiento de gas no convencional del mundo y el cuarto mayor yacimiento de petróleo no convencional.

Este trabajo realiza una valuación de la riqueza y los ingresos potenciales de los hidrocarburos no convencionales del yacimiento de Vaca Muerta de acuerdo a la metodología habitual de evaluaciones de proyectos de inversión.

La valuación realizada incluye los ingresos e inversiones técnica, geológica y económicamente factibles que pueda generar el yacimiento mediante la calibración de parámetros de costos de inversión y operativos, curva de aprendizaje, productividades iniciales y performance esperada de los pozos, precios spot y forward, regulaciones vigentes y benchmarking factibles.

Los valores obtenidos para el escenario base corresponden con un valor del yacimiento (valor actual neto) positivo cercano al 7% del PBI, con una elevada probabilidad de ocurrencia con escenarios extremos poco probables que aumentaría el valor actual del yacimiento hasta un máximo del 30%.

El valor del yacimiento aquí estimado refuta el valor de oportunismo político que valoriza por un múltiplo equivalente a 10 PBI –como se ha difundido popularmente–, valuando incorrectamente los recursos sin tomar en cuenta la factibilidad económica en términos de ingresos y costos esperados y las definiciones tradicionales de reservas.

Los ingresos e inversiones potenciales no permitirían convertir a la Argentina en una potencia hidrocarburífera como Arabia Saudita. Los ingresos que generaría Vaca Muerta no admitirían “salvar” a la sociedad argentina en términos de solventar elevados niveles de consumo per cápita sin esfuerzo.

La explotación del yacimiento no aportaría a la generación de divisas a punto tal de constituirse una alternativa al sector agroindustrial y solucionar así la brecha externa. La magnitud de los ingresos potenciales alcanzaría a reemplazar solo el 50% de la exportación del complejo agroindustrial.

Sin embargo, los ingresos potenciales de Vaca Muerta constituyen una oportunidad de inversión –en especial en gas–, que impacta sustancialmente en el mercado de hidrocarburos –y aporta a la necesaria transición de la matriz energética hacia el uso de recursos renovables– y en la economía de la provincia de Neuquén.

Los productos especiales tales como el shale, la soja, las tecnologías de la información y la comunicación, entre otros, constituyen oportunidades, pero no productos y servicios que permitan a la sociedad argentina en su conjunto “salvarse viviendo de rentas”.

Para lograr el deseado objetivo de desarrollo económico y social resulta imprescindible la sostenibilidad del crecimiento en un entorno macroeconómico estable que incentive la productividad y la inversión en el conjunto de la economía argentina.

SUMMARY

This paper measures the wealth and potential income generation of unconventional fuels from Vaca Muerta shale formation in Argentina, the second unconventional gas and the fourth unconventional oil reservoir in the world, according to standard investment valuation methodology.

This Valuation methodology takes into account several income projections, investment and operational costs, learning curves, initial productivity and expected performance of wells, spot and forward prices, and latest regulatory framework in Argentina.

High probability benchmarking scenario shows that Vaca Muerta wealth value (net present value, NPV) is nearly 7% of Argentinean gross domestic product (GDP). Calibration of more extreme lower probability scenarios, suggests that net present value could reach not more than 30% of GDP.

Our findings contrast with a popular call from politicians that value the formation by a multiple equivalent to 10 times Argentina's GDP, without taking into account the economic and commercial feasibility of expected income and costs by traditional definitions of reserves.

Potential revenues and investments would not make Argentina a hydrocarbon world power as Saudi Arabia. Vaca Muerta shale play's potential income would not allow Argentine society to be "saved" defined as boosting consumption effortlessly just because of Vaca Muerta's wealth.

Its potential output would not generate enough foreign exchange to the point of being an alternative to agricultural exports (including exports of manufacturing agro based products), and hence, becoming a tool to fix the country's chronic external gap. Moreover, the magnitude of potential revenue (with extreme hypothesis of null internal gas consumption and total replacement by unconventional gas) would amount to only 50% of the traditional Argentinean exports.

However, Vaca Muerta is an investment opportunity that could impact on Argentinean hydrocarbons market and the economy of Neuquén province, contributing to the necessary transition towards a more renewable-centric energy matrix.

Special products such as unconventional oil and gas, soybeans as well as other natural resource-based goods could trigger investment opportunities, but would not enable Argentine society as a whole to live of rents".

To achieve the desired objective of economic and social development, Argentina needs to sustain economic growth in a stable macroeconomic framework, taking advantage from its human and natural resource endowment by increasing domestic savings, investment and productivity.

REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

COREMBERG, Ariel

"Vaca muerta: mitos y realidades". *DESARROLLO ECONÓMICO – REVISTA DE CIENCIAS SOCIALES* (Buenos Aires), vol. 59, N° 228, septiembre-diciembre (pp. 213-250).

Palabras clave: <Macroeconomía del desarrollo> <Recursos naturales> <Energía> <Energías no renovables> <Evaluación de proyectos>.

Keywords: <Development macroeconomics> <Natural resources> <Energy> <Nonrenewable energy> <Project evaluation>.

Códigos JEL: H42, H43, O11, O13, Q34, Q43, Q48