



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas



Centro de Estudios de la Productividad

ARKLEMS + LAND

Buenos Aires 21 de diciembre de 2017

CON VACA MUERTA NO NOS SALVAMOS

Ariel Coremberg*

Director del Centro Estudios de la Productividad
Coordinador de ARKLEMS+LAND Growth, Productivity and Competitiveness Project
Investigador IIEP y Profesor Crecimiento Económico UBA
www.arklems.org
[@arklems](https://twitter.com/arklems)

* acorem@econ.uba.ar. Este trabajo fue realizado en el marco de las investigaciones del Centro de Estudios de la Productividad-Proyecto ARKLEMS+LAND. www.arklems.org. Franco Mastelli y Guido Lorenzo realizaron un inestimable trabajo de research, sin cuya colaboración no se podría haber realizado este trabajo. Se agradecen los comentarios, críticas y sugerencias de German Coloma, Mariana Comte Grand, Fernando Navajas, Daniel Montamat, Fernando Risuleo, y Carlos Romero. Las opiniones son de exclusiva responsabilidad del autor.

Resumen Ejecutivo

- 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 incluyo 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 del 6.9% 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 Argentina en una potencia hidrocarburífera como Arabia Saudita. Los ingresos que generaría Vaca Muerta no permitirían “salvarse” 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, solucionando 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, especialmente en gas, impactando sustancialmente en el mercado de hidrocarburos, aportando a la necesaria transición de la matriz energética hacia el uso de recursos renovables y en la economía de la provincia de Neuquén.
- Productos especiales tales como el shale, la soja, las TICs y 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 marco macroeconómico estable que incentive la productividad y la inversión en el conjunto de la economía argentina.

1. Introducción	4
2. Que recursos naturales deben incluirse en la Riqueza	5
3. VALOR RECURSOS VACA MUERTA SEGÚN VISIÓN “OPTIMISMO POLÍTICO”	9
4. EL VALOR DE VACA MUERTA	12
4.1. Metodología	12
4.2. Escenario Base- Datos y Supuestos	14
4.2.1. Producción	14
4.2.2. Productividad	16
4.2.3. Precios	18
4.2.4. Costos	20
4.2.5. Tasa de Descuento	21
4.2.6. El Valor de Vaca Muerta	22
4.3. Escenarios Alternativos	24
4.4. Implicancias Macroeconómicas, Sectoriales y Regionales	33
5. A MODO DE CONCLUSION: OPORTUNIDADES Y RIESGOS	36
6. BIBLIOGRAFIA	39

TABLA 1: CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS	7
TABLA 2: RECURSOS DE SHALE EN ARGENTINA (TRR)	9
TABLA 3: VALOR RECURSOS SHALE ARGENTINA	10
TABLA 4: CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS VACA MUERTA	11
TABLA 5: WACC ARGENTINA SECTOR PETRÓLEO Y GAS	21
TABLA 6: VALOR YACIMIENTO DE VACA MUERTA	23
TABLA 7: VALOR, INGRESOS POTENCIALES Y COSTOS DE INVERSION ANUAL YACIMIENTO DE VACA MUERTA (2018-2037)	34

GRAFICO 1: Proyección Producción de Gas y Petróleo-Escenario Base	16
GRAFICO 2: Productividad de Pozos de Shale Oil en Loma Campana	17
GRAFICO 3: Proyecciones Precio Gas y Petróleo-Escenario Base	20
GRAFICO 4: Inversión en Pozos No Convencionales. Escenario Base	22
GRAFICO 5: Valor Actual del Yacimiento Vaca Muerta	23
GRAFICO 6: Valor de Vaca Muerta para distintos valores de $WACC$ y Δq_{gas}	24
GRAFICO 7: Valor de Vaca Muerta para distintos valores de Δq_{gas} y de p_{gas}	26
GRAFICO 8: Valor de Vaca Muerta ante cambio en el costo de inversión.	26
GRAFICO 9: Valor de Vaca Muerta ante $\Delta q_{petroleo}$ y $p_{petroleo}$	28
GRAFICO 10: Valor de Vaca Muerta para Tasa Descuento Social y p petróleo	30
GRAFICO 11: Valor de Vaca Muerta. Simulación de Montecarlo	31
GRAFICO 12: β esperado del Valor de Vaca Muerta por variable	32
GRAFICO 13: Ingresos Potenciales del Yacimiento Vaca Muerta. Dimensión Macroeconómica y Sectorial	34
GRAFICO 14: Ingresos Potenciales del Yacimiento Vaca Muerta.	35

1. Introducción

El yacimiento de Vaca Muerta en Argentina representa el 2do yacimiento de gas no convencional y el 4to 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 10 PBI y superando la performance exportadora de la soja. De realizarse estos pronósticos, 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 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, 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 implica estabilidad e incluso baja de los precios de las commodities. Otras causas abonan el escenario de ralentización de precios: la menor capacidad de enforcement de la OPEP, su reciente cambio de estrategia, así como también el crecimiento de la oferta originado por el descubrimiento de no convencionales y el progreso tecnológico impactan sobre positivamente sobre la oferta futura de hidrocarburos. Aunque este efecto pueda ser transitorio, la duración del mismo es clave para abordar la sostenibilidad macroeconómica basada en la exportación de productos intensivos en recursos naturales.

El reciente cambio de gestión en Argentina permite 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 superciclo de commodities, y la persistencia, por lo menos por algún tiempo, de desequilibrios estructurales en las cuentas fiscales, inflación y presión tributaria que generan incertidumbre y acortan horizontes conspirando 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 ONU, OECD, Banco Mundial, EIA (Agencia Internacional de Energía) y otros organismos del sector adaptadas a los *fundamentals* del yacimiento y las condiciones del mercado argentino.

2. Que recursos naturales deben incluirse en la Riqueza

La identificación de qué recursos naturales deben incluirse 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 (1971) llamaba "medición sin teoría".

El capital natural genera diversos impactos sobre el sistema económico. Desde el punto de vista de la producción, la 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. Asimismo, el ahorro genuino de un país, definido como el ahorro neto de depreciación de los bienes de capital producidos y del agotamiento de los recursos naturales es clave a la hora de determinar si un país sostiene el consumo macroeconómico en base a 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 muy importante durante el reciente auge de precios de commodities: Las ganancias de productividad fueron importantes contribuyendo a la aceleración del crecimiento, pero en menores proporción cuando se considera la contribución de los servicios del capital natural. Los importantes efectos riqueza producidos por el boom sin embargo no resultaron en mejoras del ahorro genuino, comprometiendo la sostenibilidad del consumo y el crecimiento, síntoma del Mal de Recursos Naturales. Por lo tanto, la

contabilización correcta de los activos del subsuelo a los fines de medir su importancia para la economía del cual es dependiente es clave.

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 a los activos del subsuelo, específicamente los yacimientos de petróleo y gas que aquí nos ocupa, 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 Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) 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 proveyendo una medición de comparación, así reduciendo 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 y/o probabilísticos se determina el grado de certidumbre con que los recursos pueden pasar a reservas contingentes, posibles y luego probadas, que son las que efectivamente deben valorarse. La probabilidad de encontrar combustibles fósiles en los yacimientos va a estar dada por las condiciones geológicas, así como también la tecnología y las condiciones de mercado. Los precios, costos, condiciones contractuales, y otras variables económicas permitirá aumentar el grado de comerciabilidad y/o madurez de los proyectos.

La definición de recursos y reservas de la EIA (2013) coincide con la de la SPEE aquí expuesto. 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 en inglés) definidos geológicamente 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 recursos técnicamente recuperables son necesariamente estimaciones potenciales. Por ejemplo, formaciones de esquisto potenciales rara vez cubren toda una cuenca. Los recursos técnicamente recuperables se determinan multiplicando el

petróleo o gas natural por el factor de recuperación¹. La metodología de la EIA (2013) para determinar recursos técnicamente recuperables TRR de formaciones convencionales y no convencionales consiste en:

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 TTR 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, la clasificación SEEA (2014) de recursos minerales y energéticos es que 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 SCN, no sólo 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 porque 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 probadas, probables y contingentes. El siguiente cuadro sintetiza las clasificaciones:

TABLA 1: CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS						
TOTAL PETROLEUM INITIALLY IN-PLACE (PIIP)			PRODUCTION			Project Maturity Sub-Classes
			RESERVES			On Production
		DISCOVERED PIIP	1P	2P	3P	Approved for Development
			Proved	Probable	Possible	Justified for Development
		SUB-COMMERCIAL	CONTINGENT RESOURCES			Development Pending
			1C	2C	3C	Development Unclassified or On Hold
		UNDISCOVERED PIIP	UNRECOVERABLE			Development not Viable
			PROSPECTIVE RESOURCES			Prospect
			Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Lead
			UNRECOVERABLE			Play

Fuente: elaboración propia en base a SPEE

¹ Ver RTR (2013) para más detalles sobre la metodología de estimación sobre riesgos y factores que determinan áreas potenciales y su calidad y potencial producción

El “Rango de Incertidumbre” refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por un proyecto, mientras el eje vertical representa la “Oportunidad de Comerciability”, 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.

El grado de contingencia determina que se consideren reservas probadas aquellas en que se considere que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación realizada con por lo menos una probabilidad de 90%. Las reservas probables son aquellas con una probabilidad de 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P. Las reservas posibles son aquellas reservas adicionales donde 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 de 10% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

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

- Evidencia para soportar un plazo razonable de tiempo para el desarrollo.
- Una evaluación razonable 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 llegar a estar disponibles.
- Evidencia de que 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 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 subyacentes claves de riesgo:

- La oportunidad de que la acumulación potencial resultará en el descubrimiento de petróleo. Esto se llama la “oportunidad de descubrimiento”.
- Una vez descubierta, la oportunidad que la acumulación se desarrolle comercialmente se llama la “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, los cálculos prospectivos de riqueza de Vaca Muerta a los fines de evaluar la rentabilidad del yacimiento deberían incluirse únicamente las reservas probadas y aquellas reservas probables y posibles ponderadas por su probabilidad de contingencia consistentes con la extracción posible dadas las condiciones de mercado previstas.

3. VALOR RECURSOS VACA MUERTA SEGÚN VISIÓN “OPTIMISMO POLÍTICO”

El criterio más difundido entre la opinión pública es que gracias al yacimiento de Vaca Muerta, 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 el año 2013 un informe sobre los TRR de shale en el mundo, siendo el informe más citado para obtener este valor.

Según la EIA, Argentina poseería 802 TCF de TRR de gas natural (equivalentes a 21.659 miles de millones de m³) y 27.000 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 la siguiente tabla, en caso de 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 a Vaca Muerta) con un factor de recuperación del 6.5%, los TRR de shale gas, se reducen a 211 TCF equivalente 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 un 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 toma en cuenta factores de recuperación obtenidos para yacimiento homólogo de Eagle Ford. Ello representa un 18% de los valores originales estimados con factores del informe EIA (2013), representando 11 veces las reservas probadas de gas del país. Similar ajuste permite obtener que los recursos de petróleo de Vaca Muerta representan 8 veces las reservas probadas.

TABLA 2: RECURSOS DE SHALE EN ARGENTINA (TRR)		
CUENCA	GAS	PETRÓLEO

TABLA 2: RECURSOS DE SHALE EN ARGENTINA (TRR)					
	in situ con ajuste por riesgo ²	TRR Recursos No probados recuperables con tasa de recuperación ³ de EIA	TRR No probados recuperables con tasa de recuperación de Eagle Ford	in situ con ajuste por riesgo	TRR Recursos No probados recuperables con tasa de recuperación de EIA
	TCF			millones 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	

Fuente: Di Sbroiavacca (2015). *Reservas Probadas Convencionales en millones de m3 equivalentes de petróleo.

Durante el auge de precios del petróleo, era común afirmar la potencialidad de Vaca Muerta era 10 veces el PBI de Argentina, como se citó anteriormente. Este valor se reproduce si se toma el total de los yacimientos no convencionales ajustados por el factor de recuperación de la EIA como muestra la siguiente tabla. Si se valúa el total a u\$s 5 Mbtu y a U\$s 50 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 USD/bbl, se duplicaría por supuesto la valuación de los recursos de shale oil de todo el país a 4.3 llevando el Valor de Vaca Muerta a 11 PBI.

TABLA 3: VALOR RECURSOS SHALE ARGENTINA SEGÚN VISION OPTIMISMO POLITICO					
CUENCA/ (ratio valor directo/PBI)	Precio gas (USD/MMBtu)	Precio del Petróleo (USD/bbl)	Total	Precio del Petróleo (USD/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 ARKLEMS.

² 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 USA.

³ Los recursos no probados técnicamente recuperables, surgen de multiplicar a 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%.

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 es el 83% de los recursos no convencionales. En segundo lugar, los TRR de Vaca Muerta como vimos anteriormente son aproximadamente el 72% de los TRR de todo el país, por lo cual el valor de Vaca Muerta representa 6,5 PBI y no 9 como se había calculado originalmente. En tercer lugar, si se toma 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, inclusive 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, valuar el yacimiento por la practicas más comunes de la evaluación de proyectos de inversión resulta clave. 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 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 del 2012. Cabe destacar que de los 30.000 km² que abarca Vaca Muerta, dicha empresa analizó información geológica de una superficie 8.071 km² (equivalente al 27% del total). La desagregación entre las distintas tipologías de recursos y reservas según el estudio citado sería la siguiente:

TABLA 4: CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS 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%	0,2%	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: Di Sbriavacca (2013), Ryder Scott (2012), REPSOL-YPF (2012).

Las reservas 3P tienen una incidencia muy baja tanto en petróleo como en gas. En efecto, las reservas 3P representan un 1,2% del total de recursos recuperables, en tanto que solo representan un 0,2% en el caso del gas. La suma ponderada de las reservas 3P de ambos combustibles representaría un 0,5%. En una perspectiva más amplia, si se incorpora al análisis los recursos contingentes, estos representarían un 6,7% del total de los recursos de Vaca Muerta, 16.1% de shale oil y 2.6% de shale gas. Pero debe tenerse presente que los recursos contingentes, son aquellas cantidades de hidrocarburo potencialmente recuperables en base a 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 algún recaudo, ya que, en primer lugar, la determinación de reservas basada en una muestra realizada en su momento por YPF-REPSOL seguramente esta sesgada por sus yacimientos, especialmente basados en shale-oil como en el caso Loma de la Lata. Más importante aún, es que el valor del yacimiento es necesariamente prospectivo y por lo tanto debe ponderarse en el mismo 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 incentivando la exploración y explotación futura de nuevas reservas. Por lo tanto, más que valuar directamente las reservas probadas y/o contingentes, se debe valuar el flujo futuro de las rentas que va a generar el yacimiento tomando en cuenta proyección del mercado (cantidades, costos y precios) análogamente a la típica evaluación de proyectos de inversión de activos producidos.

4. EI VALOR DE VACA MUERTA

4.1. Metodología

Esta sección describe la metodología propuesta para estimar el Valor de Vaca Muerta. Para ello surgen dos importantes cuestiones a demarcar previamente: los límites de inclusión de los recursos y los criterios de valuación.

Los límites de inclusión fueron determinados anteriormente en términos económicos la parte de la base de reservas que puede ser económicamente extraída o producida en determinado momento en función de las condiciones económicas prevalecientes (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 implican 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 presentaría mayores dificultades, más allá de que no se presenten 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 presente 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:

$$V = \sum_{i=t}^{t+T-1} \sum_j \frac{\pi_{i,j} q_{i,j}}{(1+r)^{(i-t)}} - \sum_j \frac{I_i}{(1+r)^{(i-t)}} \text{ ecuación 1}$$

siendo V, 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 descuento que permite valuar en tiempo presente las rentas futuras y t es la vida útil del recurso. a su vez la renta unitaria $\pi_i = p_i - c_i$ 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^{w4} . $I_i = i_i * q^w$

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:

$$V = \sum_{i=t}^{t+T-1} \sum_j \frac{\{p_{i,j}(1+\Delta p_{i,j}) - c_{i,j}(1+\Delta c_{i,j})\} * q_{i,j}(1+\Delta q_{i,j})}{(1+r)^{(i-t)}} - \sum_j \frac{i_i (1+\Delta i_i) * q^w (1+\Delta q^w)}{(1+r)^{(i-t)}} \text{ ecuación 2}$$

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 combustible⁵. Los costos de

⁴ Donde el sufijo w indica la palabra Wells, pozos en inglés.

⁵ La valuación prospectiva de la riqueza en recursos no renovables es un elemento central de los trabajos del Banco Mundial (2006) (2011) basados en Hamiton (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 realizando 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, este 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 dejando demasiadas incógnitas. El supuesto de masa de renta constante puede implicar la suposición 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 generando un impacto en el layout y en la organización de la producción que se traduce en aumentos de productividad-ahorro de costos.

Por supuesto, ello no obsta 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 prevista se reducirá en la medida 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.

4.2. Escenario Base- Datos y Supuestos

4.2.1. Producción

Cualquier proyección de producción de combustibles fósiles están condicionadas a la incertidumbre propia de este tipo de recursos ya que existe siempre una cuestión relacionada a cuestiones geológicas que se afectan por un grado de ocurrencia, pero de las cuales no se posee total certeza. También, además de las geológicas, existen otras variables que podrían afectar las producciones futuras, como ser 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 tipo de reservas no convencionales en base a la experiencia obtenida en los primeros pozos shale perforados en Argentina, los cuales tienen una baja productividad en comparación con los hidrocarburos convencionales y un descenso de la misma más acelerado.

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

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. Ver Coremberg (2015) para una valuación alternativa del capital natural de países dependientes de hidrocarburos.

futuras⁶. 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 20 años, para el periodo 2018-2017⁷. Dado que como vimos anteriormente 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 resultaría necesario proyectar un monto adicional de gasto en exploración para asegurar la producción proyectada. No obstante, tal como veremos en la siguiente sección, la inversión valuada a un costo promedio por pozos que incluye una imputación por gastos de exploración (y otros costos).

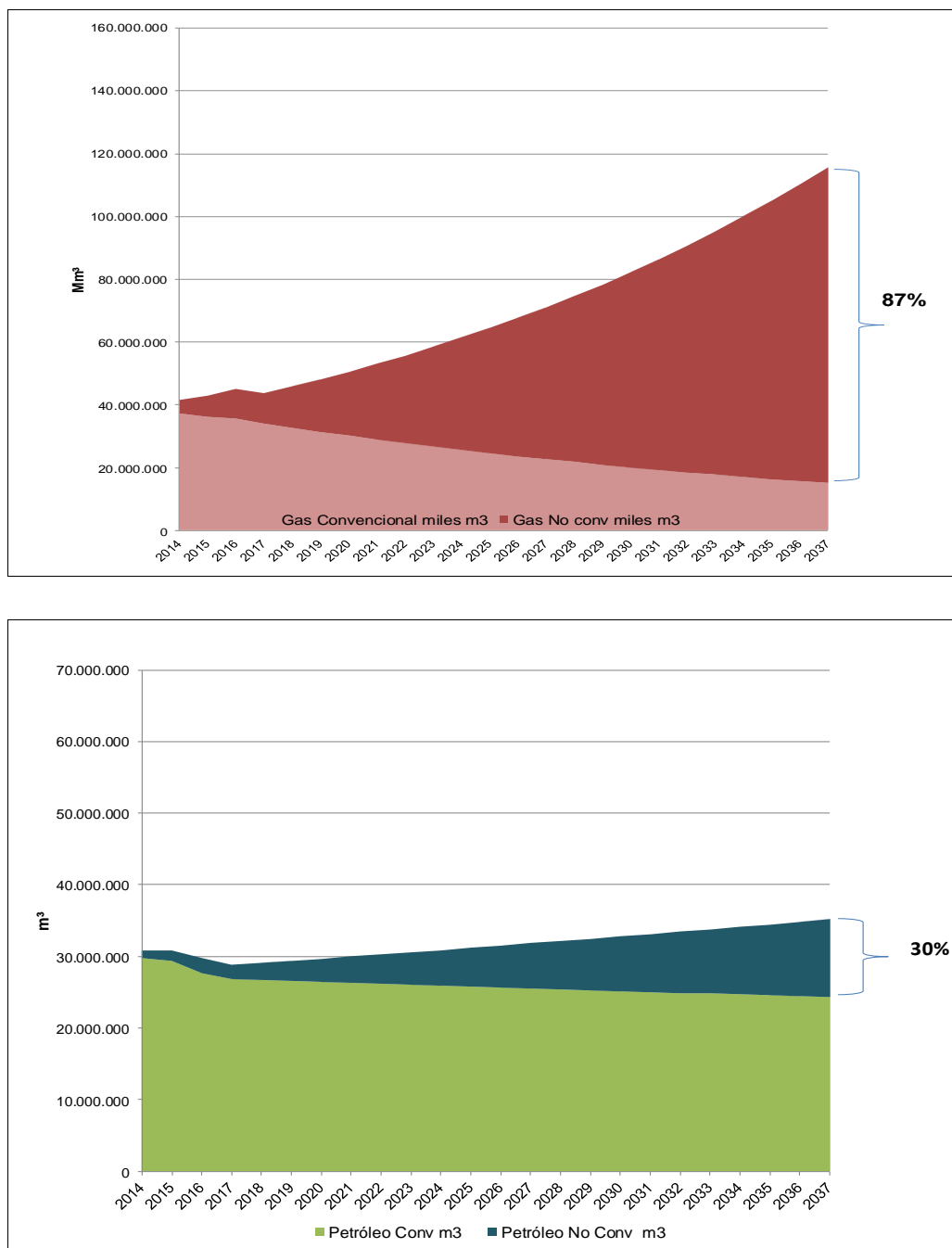
- a) Gas: el escenario central supone una expansión de la producción total de gas del 5%. *Ello implica un crecimiento promedio del 12%, comenzando con un crecimiento anual del 24% en el 2018 para reducirse el ritmo al 6.7% anual previsto para el año 2037.* Este supuesto optimista reflejaría los esfuerzos 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.
- b) Petróleo: se consideró una proyección base de 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 el año 1998, la expansión es considerable ya que implica un aumento esperado del petróleo no convencional del 22% para el próximo año para reducirse el ritmo al 4,5% anual proyectado para el año 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 Energía 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

⁶ La lógica de mercado racionaliza producción asociada a la capacidad de evaluación y modificación de la capacidad 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 7 a 8 años.

⁷ Para el año 2017, se tomó la proyección de YPF que prevé una caída de la producción del total de hidrocarburos del -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 con cláusulas de productividad. (Reuters, 10/05/17).

otorgados a la producción de shale han sido básicamente dirigidos al gas no convencional. El caso 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.

GRAFICO 1: Proyección Producción de Gas y Petróleo-Escenario Base



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

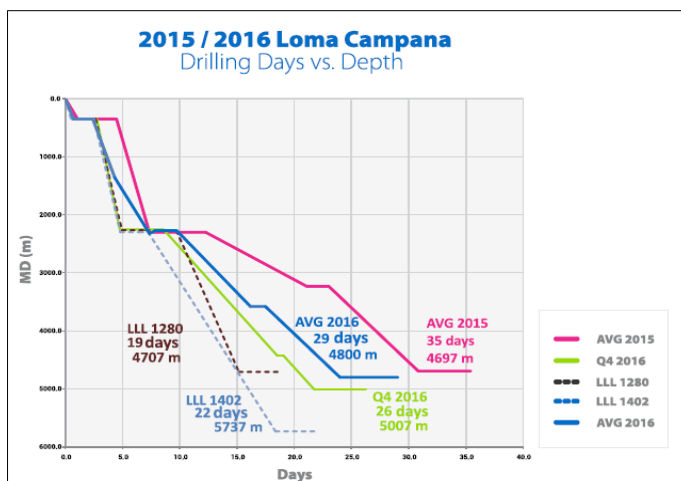
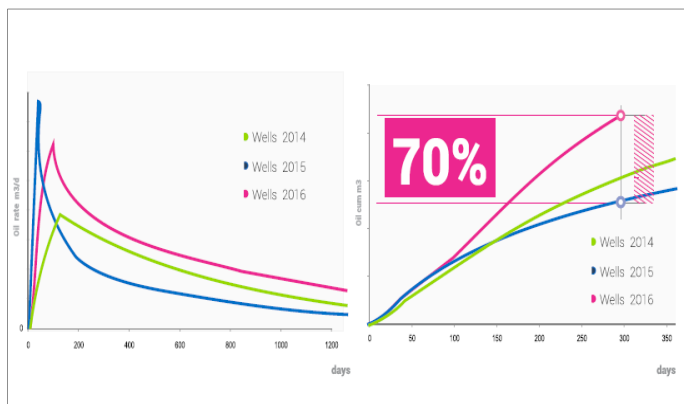
4.2.2. Productividad

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 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 periodo 2014-2016 reflejaba aumentos del 41% para el primer año de explotación y del 22% para los primeros 60 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, 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 en sus presentaciones para el caso del yacimiento de Loma Campana, brindan datos que parecen respetar los patrones antes comentados, según el siguiente gráfico:

GRAFICO 2: Productividad de Pozos de Shale Oil en Loma Campana



Fuente: YPF (2016)

En los últimos tres años se produjeron importantes 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 la edad de los mismos. El gráfico también demuestra que otras variables están por detrás de este aumento de eficiencia como la reducción de tiempos de perforación y 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. Mas aun si se toma en cuenta que las petroleras enfocan la inversión en exploración en el descubrimiento de las zonas con mejores rendimientos: sweet spot, 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 y por lo tanto los aumentos de la productividad agregada del yacimiento reflejaría en el futuro un promedio ponderado de productividad por pozo mucho más modestas del orden del 5% anual⁸.

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, demostrando una elevada heterogeneidad geológica del yacimiento. Ello sucede porque hasta la fecha, no hay información consistente oficial ni tampoco sectorial que haya medido en forma consistente 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 pozos correspondientes a explotaciones cercanas a la frontera tecnológica, así como también 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 tomando 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% tomando en cuenta como benchmark que Vaca Muerta podría alcanzar niveles de productividad de Eagle Ford y de Marcellus hacia el año 2037.

4.2.3. Precios

Los precios locales del petróleo han estado desacoplados de los mercados internacionales durante varios años durante la gestión anterior. Precios del crudo están desregulados formalmente en Argentina, pero - en la práctica – se establecían mediante un "acuerdo" entre el gobierno nacional y los productores. Durante muchos años, "el desacople" se traducía en precios internos por debajo de los niveles de paridad de exportación (en un momento cuando 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 del 2014, el gobierno de Kirchner decidió mantener los precios internos en niveles

⁸ Curtis (2016) y otros analistas han señalado este efecto para el caso de los yacimientos no convencionales de Estados Unidos.

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 “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 domestico provocando una crisis en las provincias productoras. La nueva gestión apostó en los primeros meses por un suavizamiento del proceso de acoplamiento con la esperanza de una recuperación gradual del precio internacional. Sin embargo, posteriormente y ante la evidencia de una recuperación a velocidad más lenta, así como también a la menor demanda esperada en el año 2017, el Ministerio de Energía fijó una clausula automática de aumentos de precios en base a 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 mediano (precio domestico cuenca neuquina) de u\$s 50.7 (abril 2017). Las proyecciones se basan en los precios del mercado de futuros del barril Brent, que implican una recuperación paulatina en la siguiente década del precio del petróleo hasta un nivel de 60 u\$s el barril de petróleo 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.

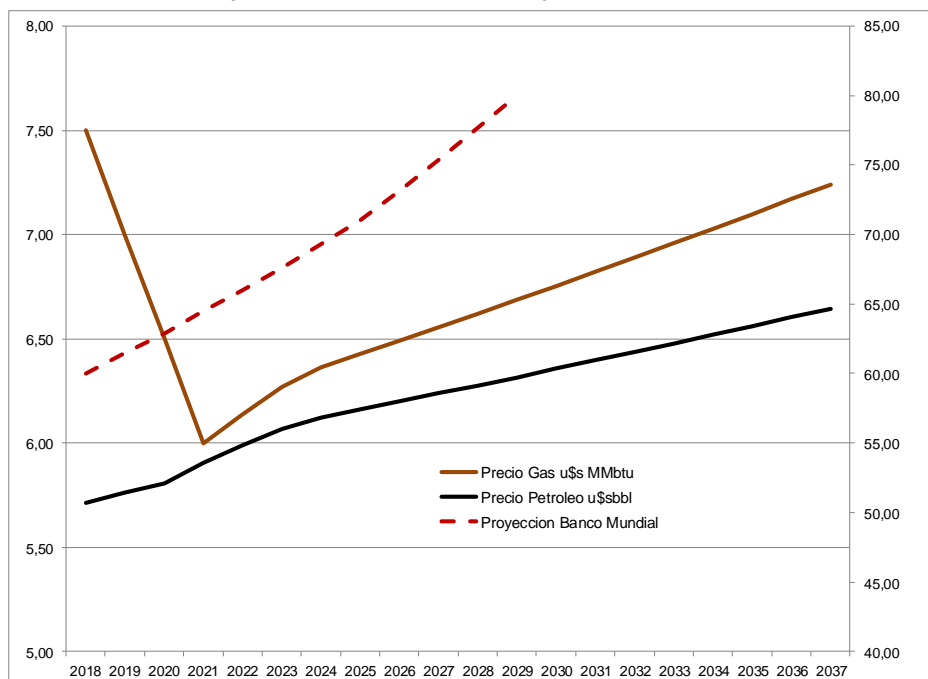
La producción doméstica de gas cubre aproximadamente un 51% de los requerimientos de energía de Argentina. Sin embargo, la producción doméstica de gas cubre un 76% del consumo. Estos desbalances incentivaron la fijación “artificial” de precios. La segmentación de precios entre productores y consumidores 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 LPG con elevados precios internacionales, originando en épocas de precios elevados un importante déficit comercial energético. No obstante, diversos incentivos fueron introducidos durante el año 2015 a través de los llamados Plan Gas. La nueva administración determinó incentivar la producción de shale gas a través de una nueva normativa: la resolución 47-E/2017. Esta normativa fija un precio inicial de u\$s 7 MMBTU para el año 2017 y un sendero decreciente hasta converger a un precio de u\$s 6 MMBTU en el año 2021⁹. El escenario base asume el sendero dispuesto por la normativa vigente y sostener los precios relativos al 2021 entre ambos hidrocarburos para el periodo 2021-2037.

El siguiente gráfico sintetiza las proyecciones realizadas. El gráfico también presenta las proyecciones realizadas por el Banco Mundial del primer trimestre del año 2017. Las proyecciones de este 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 de u\$s 47.3(49.7) por barril, el organismo pronosticaba u\$s 55. Los futuros del petróleo indican

⁹ La asunción del nuevo gobierno realizó un cambio sustancial en la política orientada al sector con respecto a la incertidumbre regulatoria y precios al productor hasta ahora imperante. La nueva resolución implica una sustancial mejora de los precios de boca de pozo que viabiliza gran parte de los proyectos de shale dados los precios deprimidos iniciales.

que el Brent llegara al benchmarking de u\$s 60 en el año 2030 y 2035 en el caso del WTI, el Banco Mundial proyecta ese valor para el año 2018. Mas adelante se simularán diversos escenarios ante cambios en los precios esperados para cada tipo de hidrocarburo.

GRAFICO 3: Proyecciones Precio Gas y Petróleo-Escenario Base



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad (CEP) y Banco Mundial. Precio petróleo 2018: Medanito, 2019-2023: futuros Brent, 2024-2025: futuros WTI, 2026-2037: extrapolación según variación 2025/2024. Precio gas según normativa y 2021-2037 precios relativos con petróleo constantes.

4.2.4. Costos

a) Costos operativos: se asignaron costos operativos (*lifting costs*) 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 Argentina con diversas características geológicas: aproximadamente 19% para el caso del gas y 30% para petróleo. La evolución de los costos operativos unitarios está dada por un porcentaje constante del precio boca de pozo, análogamente a lo realizado por el Banco Mundial (2011).

b) Costos de Inversión: los costos de inversión 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 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 los u\$s 18 a 24 millones mientras que los actuales pozos, con nuevos equipos que se han traído al país, adicionalmente al aprendizaje adquirido, rondan un costo de inversión entre u\$s7 a 8 millones los pozos verticales y u\$s 13 a 15 millones los horizontales. Las proyecciones se realizaron tomando como base un costo promedio de u\$s 9 millones promedio. Se prevé que la actuación de la curva de aprendizaje permita alcanzar un benchmark de

Estados Unidos aproximadamente u\$s 5 a fin del horizonte, dando por resultado un descenso esperado de costos de inversion unitarios del -3% anual promedio.

4.2.5. Tasa de Descuento

Para obtener el valor del recurso, hay que determinar la tasa de descuento, ρ 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 común 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 (WACC¹⁰) 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:

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

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

r^{Arg} : riesgo soberano

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: es la 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 y si es domestico vs no residente. Asimismo, el 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 siguiente cuadro se presentan los componentes y fuentes de información para estimar la WACC, tomando en cuenta los valores al momento de realizar este documento:

TABLA 5: WACC ARGENTINA SECTOR PETRÓLEO Y GAS	
Variable	Valor
r^*	2,45%
r^{arg}	3,15%
costo de capital USA	8,00%
r_E	10,29%
$E/D+E$	68,03%
r_D	3,12%
$E/D+E$	31,97%
<i>costo de capital americano neto de r^*</i>	5,55%
WACC	11,15%

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

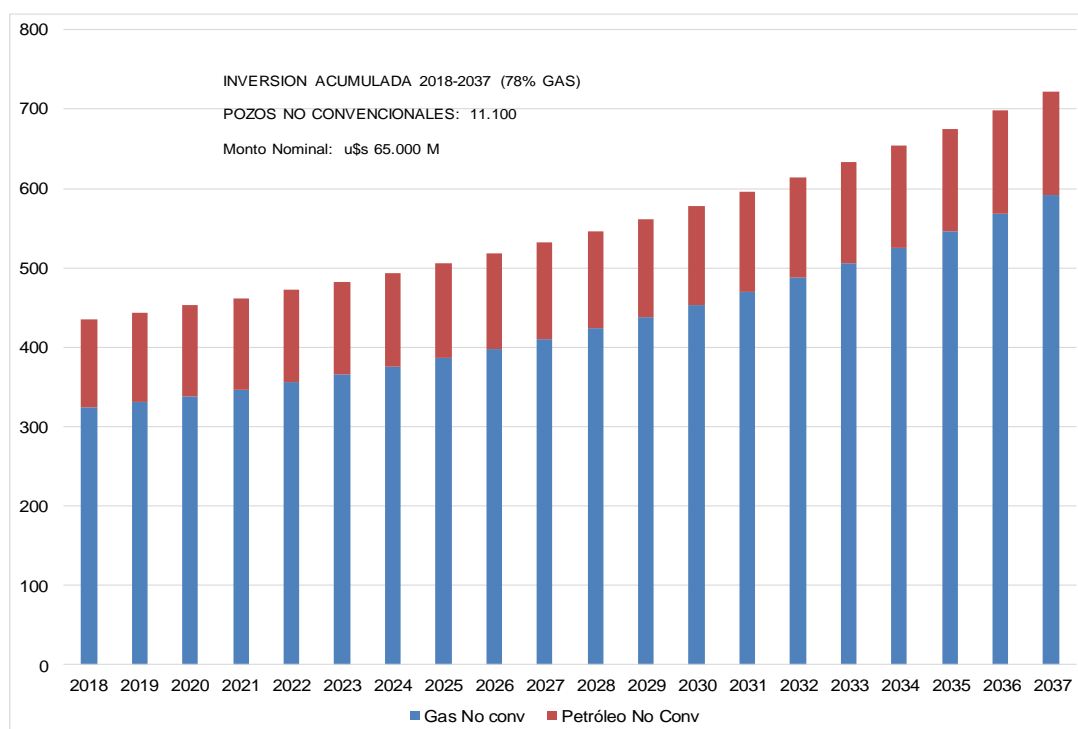
¹⁰ WACC: weighted average cost of capital

El costo de capital neto de riesgo soberano se definió de acuerdo a las estimaciones de Aswath Damodaran (1995,2017) para empresas americanas petroleras y gasíferas que realizan extracción y exploración. La estimación de la WACC Argentina se obtuvo adicionando el riesgo país argentino (esperado para el año 2018) al costo de capital de las empresas americanas neto de la tasa de referencia. Dado estos valores, se deduce que la WACC 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 FED implican una reducción sustancial de la tasa de descuento, más allá de las condiciones de financiamiento propias del sector, como se analizará más adelante.

4.2.6. 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 periodo 2018-2037. Tomando en cuenta la proyección de costos por pozo, implica una inversión total de u\$s 65.000 millones. 78% del total de la inversión, se debería a las necesidades de producción futura de gas.

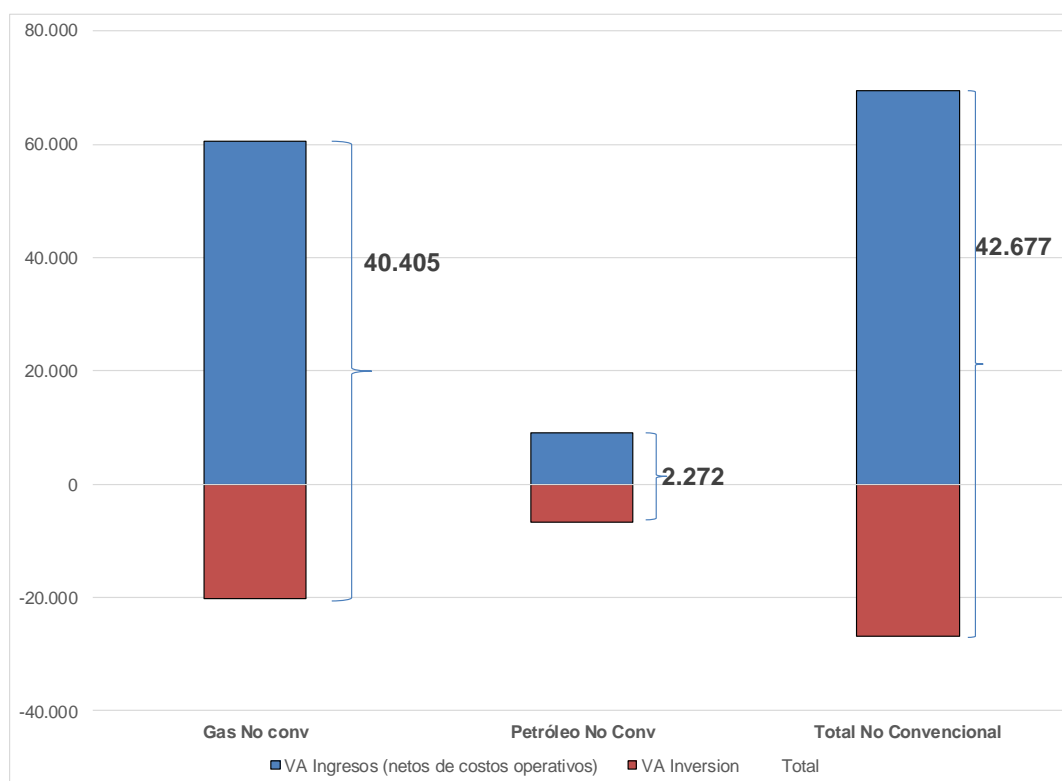
GRAFICO 4: Inversión en Pozos No Convencionales. Escenario Base



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

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

GRAFICO 5: Valor Actual del Yacimiento Vaca Muerta
-en millones de dólares-



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

Efectivamente, el valor del yacimiento según la metodología precedente tomando en cuenta los valores de referencia de las variables resulta aproximadamente U\$s 43 mil millones, representando un 7% del PBI. Cabe notar que 93% del valor del yacimiento se debe al shale gas mientras que el shale oil representa el 7% restante, demostrando la oportunidad que ofrece el yacimiento para la producción de gas.

TABLA 6: VALOR YACIMIENTO DE VACA MUERTA			
	U\$S Millones	-en % PBI-	-en % valor total-
Gas no convencional	40.405	6,5	94,7
Petróleo no Convencional	2.272	0,4	6,3
Total	42.677	6,9	100

Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND¹¹.

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 sensible al precio del gas que al precio del petróleo. Si a esta consideración se adiciona que el gas, por ahora es un producto relativamente

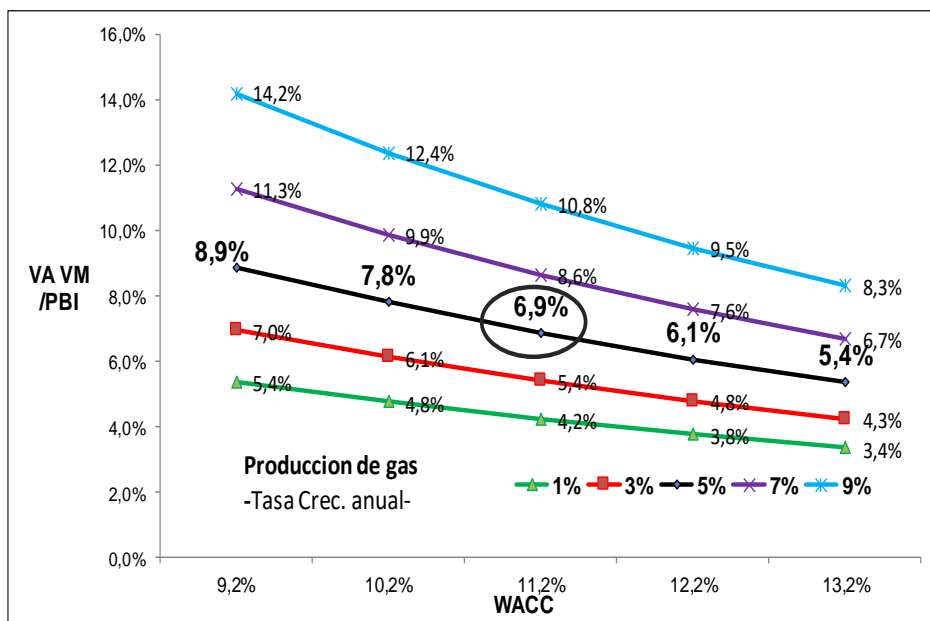
¹¹ PBI 2017 en dólares estimado según expectativas REM BCRA. El tipo de cambio previsto en el presupuesto 2017 era mucho más alto que el efectivamente realizado, explicando en parte el endeudamiento adicional generado durante el mes de junio. Las proyecciones de consenso estiman que el PBI crecerá este año un 2%, un punto y medio por debajo de las previsiones del presupuesto. Las proyecciones presupuestarias resultan similares a las del REM en el caso de la inflación.

no transable¹² ya que no dispone de precio internacional, las políticas 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 realizando simulaciones a partir de cambios en los parámetros según diversos escenarios posibles.

4.3. Escenarios Alternativos

Debido a la sensibilidad que puedan tener los resultados a diversos escenarios que puedan implicar cambios en los parámetros, se reportan a continuación el valor del yacimiento como porcentaje del PBI resultantes para un rango de valores razonables de los mismos, manteniendo constantes los niveles del resto de los parámetros en los valores del escenario base. En el grafico siguiente 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) manteniendo constante el resto de los parámetros en los valores del escenario base. El rango de variación considerado para WACC y Δq_{gas} es $9.2\% < WACC < 13.2\%$ y de $1\% < \Delta q_{gas} < 9\%$.

GRAFICO 6: Valor de Vaca Muerta para distintos valores de WACC y Δq_{gas}



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

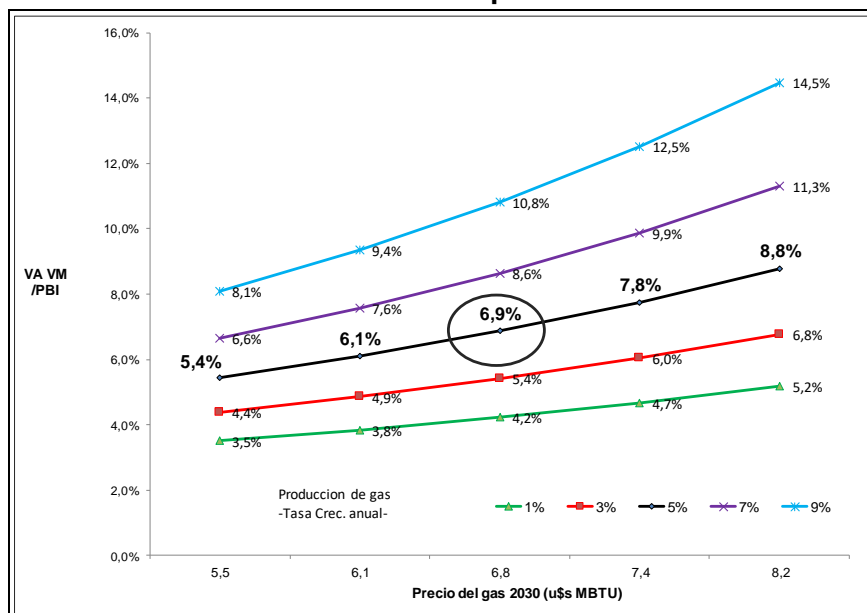
El valor actual del yacimiento toma valores que, como mínimo, alcanzan un 3.4% del PBI y como máximo un valor de 14.2 % del PIB. Cuanto más alta resulta el crecimiento esperado de la producción de gas, mayor será el valor actual. En tanto este será menor cuanto mayor sea la WACC. El VA del escenario base, 6.9%, dada la Δq_{gas} puede mejorarse en la medida que se reduzca la WACC. En efecto, por cada 100 puntos básicos de reducción del riesgo país, el VA sube en promedio un 1 punto porcentual del

¹² Por supuesto, el desarrollo de las exportaciones de LPG a nivel internacional así como su importación en 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

PBI. 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 de 6.9% al 8.9%. Por ello, el grado de estabilidad macroeconómica resulta clave para valorar posibles proyectos de inversión. La reducción de la incertidumbre aumentar el valor del yacimiento por dos vías: menor riesgo país y mayor producción esperada. En efecto, si los *animal spirits* reaccionan positivamente, independientemente del costo del capital, ante nuevas oportunidades de inversión en términos de evidencias de que la demanda por sus productos, en este caso gas, crezca en el futuro, 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, aumente el Valor Actual de Vaca Muerta en 4.4% del PBI (de 6.9% al 11.3%): 2% por el efecto WACC y 2.4% por efecto producción esperada.

El siguiente gráfico muestra las simulaciones para valores de Δq_{gas} y del precio del gas alcanzable en el año 2030 (p_{gas}). El rango de variación considerado para p_{gas} y Δq_{gas} es $5.5\% < p_{gas} < 8.2\%$ 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 previsto de u\$s 6 MBTU para el año 2021. El escenario base supone una liberación de precios al mercado que siga el aumento previsto por el mercado de futuros del petróleo que implicaría un precio de u\$s 6,8 MBTU para el año 2030. Un mayor precio esperado del gas para el año 2030 de u\$s 6,8 MBTU a u\$s 7.4 aumentaría el VA en un punto porcentual del PBI mientras que un aumento del 20% implicaría el doble de aumento del PBI. No obstante, la relación entre aumento esperado de producción y precio futuro del gas no es lineal. La rentabilidad del yacimiento aumenta más que proporcionalmente ante aumentos en p_{gas} en la medida que también sea mayor la curva de producción. Un mayor precio del gas aumenta el valor esperado del activo más que proporcionalmente en la medida que aumente notablemente Δq_{gas} desde mínimos de 1% a máximos del 9%. Por ejemplo, una mejora del precio esperado del gas del 20%, para una producción esperada muy moderada del 1% anual resulta en un aumento del valor del yacimiento de casi un punto porcentual de 4.2% al 5.2%. En cambio, si se imputa la misma variación de precios para una producción esperada del 5%, el valor sube del 6.9% al 8.8% del PBI, un aumento de 1.9% del PBI, en lugar del 1% original.

GRAFICO 7: Valor de Vaca Muerta para distintos valores de Δq_{gas} y de p_{gas}

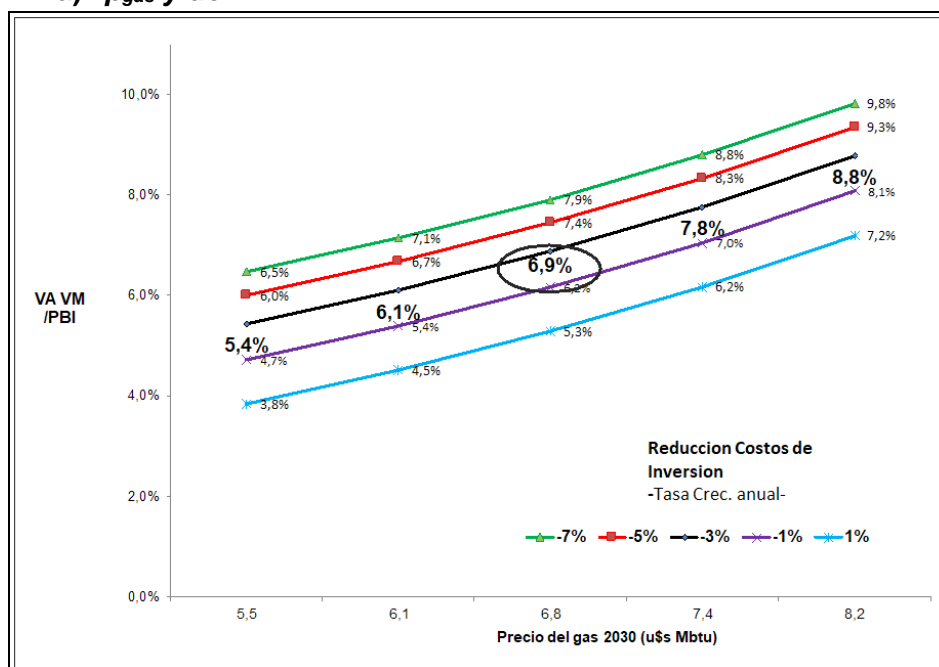


Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

La sensibilidad del Valor Actual del Yacimiento de Vaca Muerta ante reducciones en el costo de inversión se presenta en los gráficos a continuación:

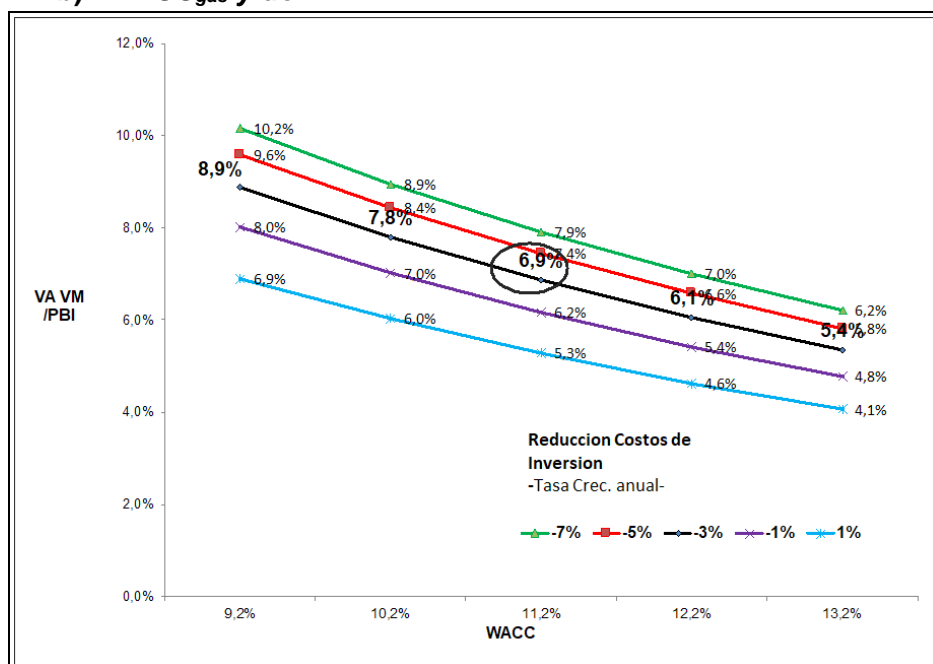
GRAFICO 8: Valor de Vaca Muerta ante cambio en el costo de inversión.

a) p_{gas} y de i



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

b) $WACC_{gas}$ y de i



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

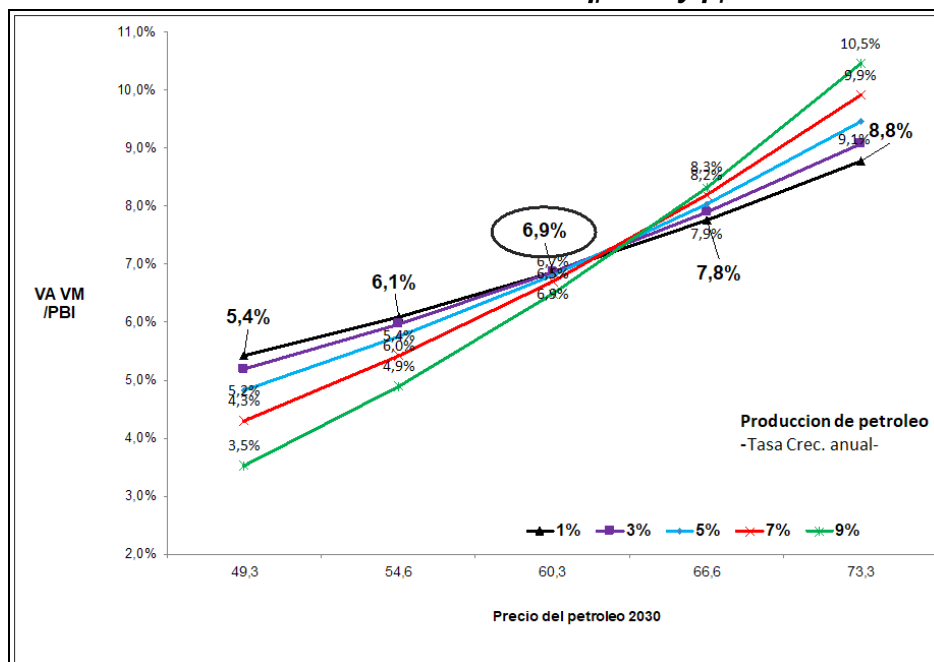
El costo de inversión por pozo puede reducirse por virtud de una mejora de la curva de aprendizaje, como consecuencia del mayor conocimiento de las características geológicas una vez que se hunden inversiones, así como también de la reducción de costos medios que provoca el learning by doing del proceso productivo del shale. Pero también, los costos de inversión (y operativos) también pueden reducirse por mejoras de eficiencia, efectos escala y aglomeración. El efecto también 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 m3/día de producción, así como también 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 de 2% del PBI: el yacimiento pasaría de valer un 6.9% al 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 que sea mayor precio esperado del gas o menor sea el costo del capital: un aumento del 20% del precio esperado del gas tiene similares resultados que una reducción de 200 pb de riesgo país; en ambos casos el Valor Presente de Vaca Muerta aumenta 3 puntos del PBI: de 6.9% al 10% del PBI aproximadamente.

En los ejercicios de simulación anteriores se han supuesto costos operativos asimétricos para gas (19% del precio) y petróleo (30%) más que reflejar un correlato con la producción actual, 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 petróleo¹³.

¹³Recordar 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 estabiliza los precios relativos a partir del 2021.

El siguiente gráfico demuestra que el Valor Actual del Yacimiento aumenta ante cambios en el mercado de petróleo. Sin embargo, a diferencia del caso del gas, la curva de valor potencial cambia de pendiente. Ello sucede porque para que realmente la explotación petrolera tenga un elevado impacto sobre el valor de vaca muerta, tiene que subir la producción y precios esperados del petróleo en una magnitud considerable dado que geológicamente Vaca Muerta es un yacimiento esencialmente de gas y además compensar la menor rentabilidad operativa supuesta 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 el año 2030 de u\$s60 a u\$s73 el barril, ante un sendero esperado de producción de petróleo del caso base de 1%, el valor del yacimiento aumenta 2pp del PBI: de 6.9% a 8.8%. En cambio, si los cambios de precios esperados se producen con una producción dinámica de crudo de 9% anual, el valor de activo aumenta 3.6 pp. del PBI de 6.9% del PBI a 10.5%. En cambio, si el valor esperado del crudo baja u\$s 10, el valor del yacimiento con 9% de $\Delta q_{petroleo}$ baja a 3.5% del PBI, cuando con 1% lo hacía solo a solo un 5.4% del PBI.

GRAFICO 9: Valor de Vaca Muerta ante $\Delta q_{petroleo}$ y $p_{petroleo}$



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

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 sustancialmente 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 notablemente sobre su rentabilidad. Las oportunidades que presenta para el desarrollo del petróleo no convencional, si bien puede ser resultar interesantes para desarrollos puntuales, son sustancialmente reducidas si se toma en cuenta las actuales condiciones de precios spot y de futuros, así como el grado reducido de disponibilidad geológica relativa.

Las simulaciones demuestran que la riqueza y los ingresos prospectivos del yacimiento valuados mediante la metodología habitual de evaluación de proyectos de inversión realizada por la industria presenta un valor presente neto positivo pero sustancialmente menor a los valores difundidos en la opinión pública: 7% del PBI en lugar de 10 PBI. Como se detalló anteriormente, el valor de oportunidad no contempla los costos, los ingresos posibles del yacimiento que sean compatibles con las inversiones planteadas y mucho más importante los conceptos básicos de reservas compatibles con el riesgo geológico y económico que determinan la rentabilidad de la producción hidrocarburífera.

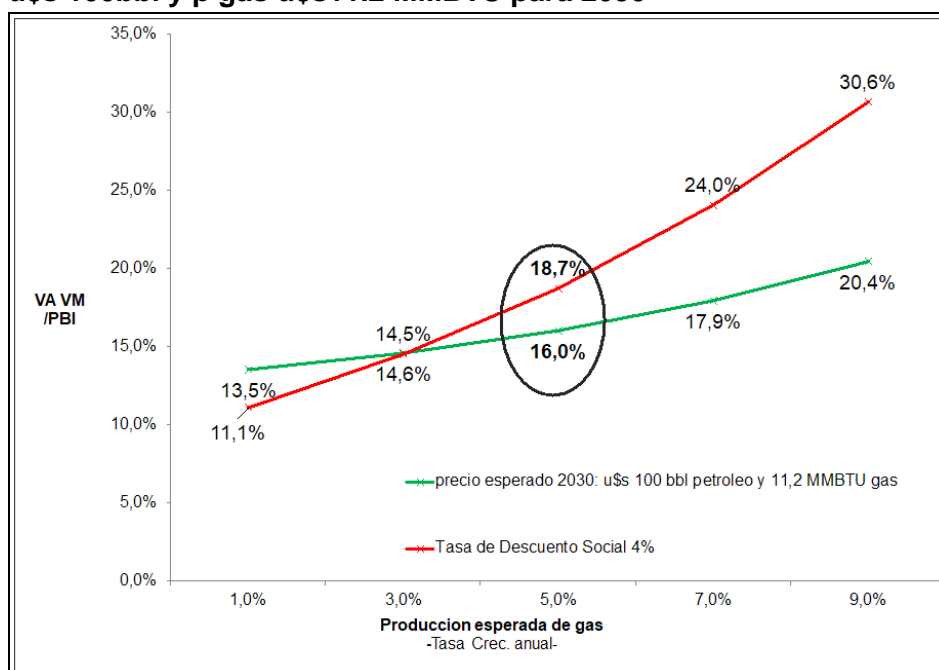
Un antecedente respecto de resultados moderados respecto Vaca Muerta se encuentran en Di Sbroiavacca (2015) y Gomez y Brandt (2016) Di Sbroiavacca (2015) ponderando excesivos los factores de recuperación estimados por la EIA. Gomez y Brandt (2016) presenta similares resultados para la inversión aquí proyectada. Este trabajo aporta a esta visión realista, pero tomando en cuenta tanto ingresos como costos valuando según la metodología tradicional de evaluación de proyectos y simulando diversos escenarios.

Aun en escenarios extremos, el valor del yacimiento resulta un porcentaje importante del PBI, pero no un múltiplo elevado del mismo.

Un escenario extremo pero improbable, dadas las condiciones internacionales actuales de que el barril de petróleo alcance en el año 2030, los u\$s 100 y el precio del gas unos u\$s11.2 el MMBTU, Vaca Muerta valdría 16% del PBI y 20% en caso de suponer un crecimiento improbable del 9% anual de la producción de shale gas.

Desde el punto de vista del análisis de la economía del bienestar, un planificador debería tomar en cuenta el bienestar de las generaciones futuras. En este sentido, una manera de realizarlo en las evaluaciones sociales de proyectos de inversión es aplicar una tasa de descuento social. Si se supone una tasa de descuento social en lugar de la WACC, por ejemplo 4%, con la producción esperada del caso base: 5% de gas y 1% de petróleo, el valor actual de Vaca Muerta podría alcanzar 18.7% del PBI (ver gráfico siguiente). Si adicionalmente a la tasa social, 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.

GRAFICO 10: Valor de Vaca Muerta para Tasa Descuento Social y p petróleo u\$s 100bbl y p gas u\$s11.2 MMBTU para 2030



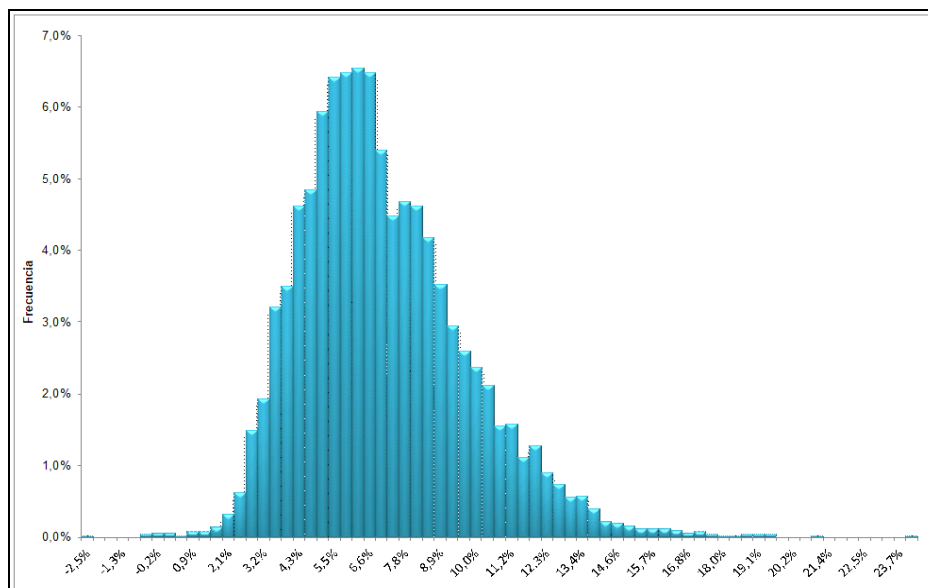
Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

Sin embargo, las simulaciones hasta aquí realizadas son simulaciones de a pares de variables, dejando constantes, ceteris paribus como dicen los economistas el resto de los componentes, además no permiten ponderar cuál de las variables tienen una contribución mayor al Valor Presente del Yacimiento.

Para ello se realizó una simulación de impacto conjunto de la tendencia y varianza probable de las principales variables mediante técnica de simulación de Montecarlo. Esta técnica permite incorporar la probabilidad con la cual el proyecto puede adoptar escenarios extremos, analizando la dispersión de nuestro escenario base considerando ya no sólo 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 uno organiza esto a través de un histograma, el resultado de la valuación pasa a ser una distribución de probabilidad. En este ejercicio en particular se ha trabajado con 15 variables corriendo en forma simultánea en 5,000 iteraciones, suponiendo una distribución normal para cada variable, con los valores centrados en el escenario base descrito anteriormente. El resultado de de esta técnica genera una serie de escenarios que se combinan, donde en algunos por ejemplo baja el WACC elevando el Valor Actual Neto del Proyecto pero que es compensado por 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 a continuación.

GRAFICO 11: Valor de Vaca Muerta. Simulación de Montecarlo

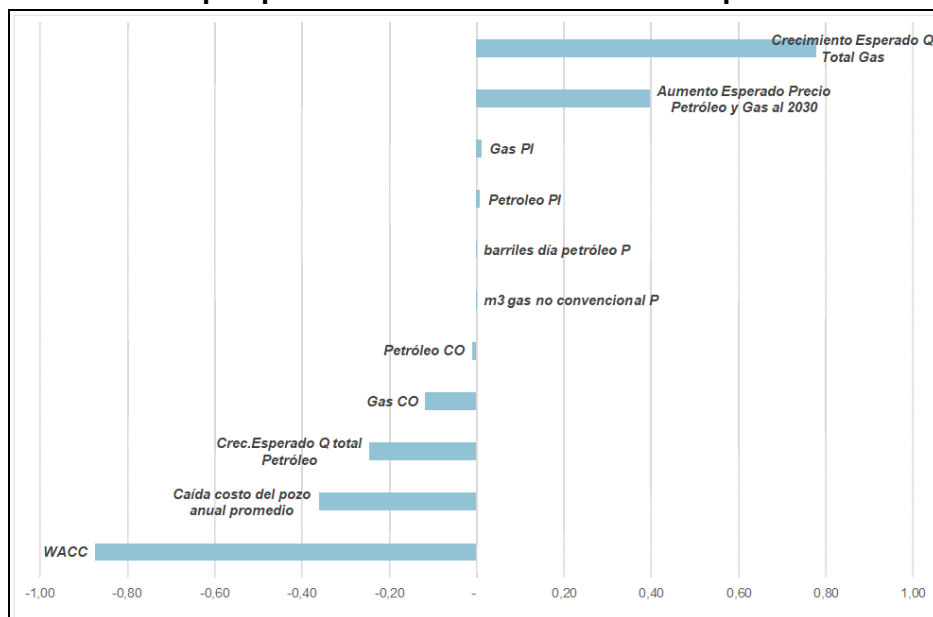


Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

Se puede observar que las simulaciones de Montecarlo reproducen la media estimada: el valor presente de Vaca Muerta es un 6,9%, con una mediana de 6,4% y un desvío estándar de 2,7%. Asumiendo que se aproxima a una función de distribución normal, el 68,2% de probabilidad, las simulaciones se concentran en valores 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%. Otro dato interesante es que la probabilidad que el proyecto tenga valor negativo o cero (value at risk) o valores mayores al 14% del PBI se corresponde con una probabilidad muy baja menores al 0.5%.

Por último, el resultado de la simulación permite hacer un análisis de sensibilidad, el siguiente gráfico del tipo tornado muestra cuales son las variables que más influyen sobre la valuación en orden de jerarquía. Por lo tanto, es una guía práctica para quien realice el proyecto de inversión acerca de las variables a monitorear o sobre las cuales tomar algún tipo de cobertura. El siguiente grafico presenta los principales resultados, para los coeficientes β de impacto sobre el Valor Esperado de Vaca Muerta ante variaciones de cada variable.

GRAFICO 12: β esperado del Valor de Vaca Muerta por variable



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

Nota:

Q: producción

PI: productividad inicial

P: productividad

CO: costos operativos

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 via valores esperados de producción del mercado de hidrocarburos y su precio; así como también via la varianza esperada de cada variable. Una mayor estabilidad macroeconómica permite reducir la incertidumbre, reduciendo la varianza de las variables y aumentando 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 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 spirits, es decir menor disposición para invertir y por lo tanto los inversores tendrán una actitud de esperar y ver (wait and see) postergando las inversiones evitando el hundimiento de costos.

Por último, cabe considerar, el aporte de la literatura de opciones reales¹⁴. ha enfatizado especialmente este punto para el caso donde el tipo de inversiones implican un costo hundido como son las típicas inversiones de la industria petrolera. Las inversiones de este tipo tienen un elevado costo de salida: irreversibilidad o riesgo de no recupero del total invertido (intangibles: know how, capital organizacional, aprendizaje, capital humano, costos conjuntos) por el cual los inversores disponen de 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 aún más las inversiones: no ejercen la opción de compra. Análogamente, una empresa con su capital hundido-enterrado en pozos en nuestro caso y en producción, puede disponer implícitamente de la perspectiva de quedarse en la actividad aun cuando presenta perdidas (opción de continuar), por ejemplo, ante una caída en el precio internacional del petróleo, en la medida que los contratos y el contexto macroeconómico del país generen los incentivos correctos.

Si bien no se ha realizado una valuación de tipo opciones reales en este trabajo, cabe mencionar que, dadas las condiciones y experiencia reciente en Argentina, con empresas que ya se encuentran produciendo, se debe considerar conjuntamente tanto la opción de call de realizar la inversión por posibles inversores o nuevos proyectos de empresas ya instaladas como la opción de continuar produciendo para las empresas existentes y su respectiva opción de posible salida (put), por lo cual es posible que la opción compuesta conjunta a nivel agregado del conjunto del yacimiento compense el valor marginal de las opciones. Mas aun, 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 hidrocarburos solo entre un 9% y un 20% a la valuación de proyectos tradicional¹⁵. con las opciones de call (entrar); manteniendo las principales conclusiones del trabajo en cuanto a la magnitud del valor del yacimiento.

4.4. 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. La siguiente tabla presenta los ingresos e inversión promedio anuales a los fines de realizar las comparaciones:

¹⁴ Dixit and Pyndick (1994).

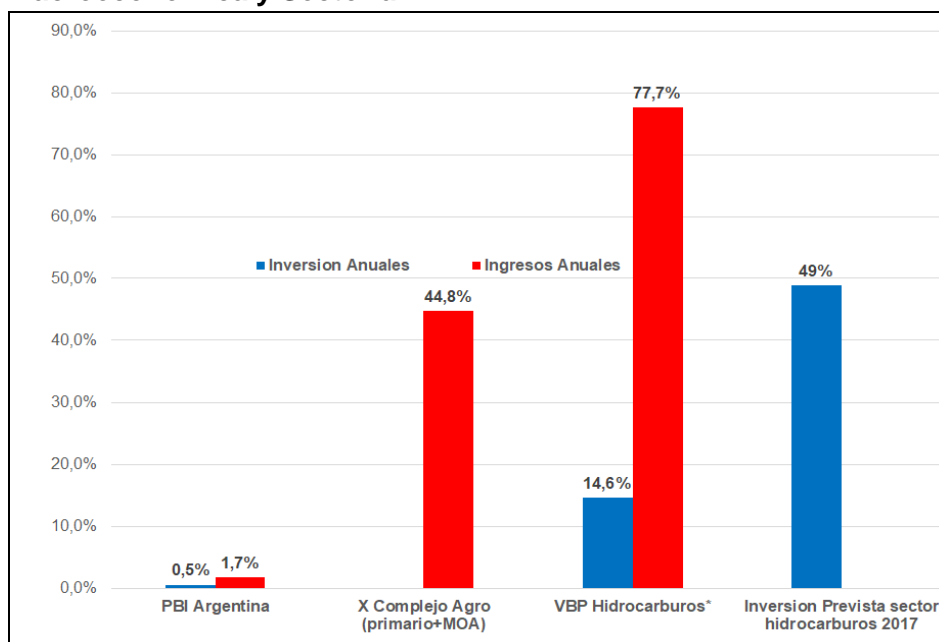
¹⁵ Ello recortaría la probabilidad de que el valor del proyecto tome valor negativo, muy baja en nuestra estimación, con un traslado positivo hacia la zona positiva, es decir incentivando la realización de proyectos aun con valores presentes negativos. No obstante, el valor medio aproximado al 7% del PBI y las magnitudes alrededor de dicha media no cambiaría sustancialmente, ni implicaría valores multiples del PBI como se analizó anteriormente

TABLA 7: VALOR, INGRESOS POTENCIALES Y COSTOS DE INVERSION ANUAL YACIMIENTO DE VACA MUERTA (2018-2037)				
	Valor Actual	Ingresos	Inversión	Inversión Prevista 2017 sector Hidrocarburos ¹⁶
		Promedio Anual		
U\$s millones	42.677	17.448	3.278	6.696

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

El valor del stock de recursos de Vaca Muerta tal como vimos anteriormente representaría aproximadamente un 6.9% del PBI. Sin embargo, la comparación correcta debe hacerse en términos de flujos de acuerdo al siguiente gráfico:

GRAFICO 13: Ingresos Potenciales del Yacimiento Vaca Muerta. Dimensión Macroeconómica y Sectorial



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

La inversión acumulada u\$s 65.000 millones proyectada para el periodo 2018-2037 implica un flujo anual de inversión promedio de u\$s 3.200 millones. Esta magnitud equivale al 50% de la inversión anual prevista (u\$s 6.700 millones) 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 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 Argentina necesita una tasa del 20% para

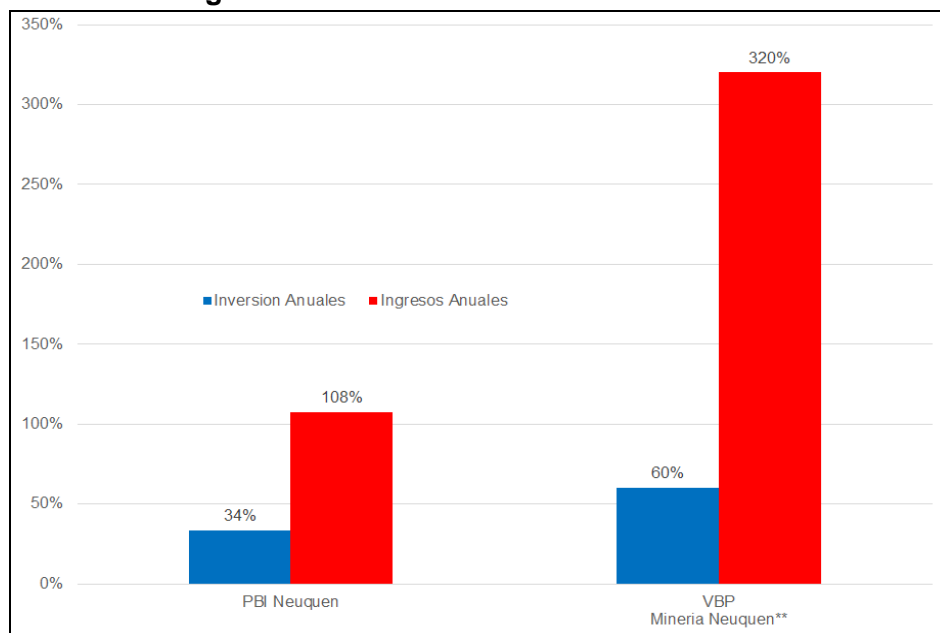
¹⁶ De acuerdo a DDJJ de las empresas del sector presentadas ante Ministerio de Energía. La inversión promedio realizada del conjunto del sector hidrocarburos entre los años 2006 y 2016 fue de u\$s 5.741 millones (90% corresponde a explotación, 7% inversión en exploración y 3% complementaria).

retomar su crecimiento tendencial y de aproximadamente un 25% para crecer como Australia, el aporte de los hidrocarburos no convencionales en términos de inversión no parece tener un impacto notable en la inversión agregada, aunque si de una magnitud considerable en la inversión sectorial.

Este reducido impacto macroeconómico también se fundamenta realizando 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 u\$s 17.448 millones 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 un 2.5% del PBI al año 2016 de acuerdo a cifras de las Cuentas Nacionales-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 de 2.5% al 4.2% del PBI. El valor de producción potencial adicionaría un 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 siguiente gráfico:

GRAFICO 14: Ingresos Potenciales del Yacimiento Vaca Muerta.
Dimensión Regional



Fuente: Centro de Estudios de la Productividad-Base ARKLEMS+LAND

El flujo de inversión anual representa el 34% del Producto Bruto Geográfico (PBG) 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 regional¹⁷.

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

5. A MODO DE CONCLUSION: OPORTUNIDADES Y RIESGOS

Este trabajo se planteó valuar 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 la 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 Argentina, productividad, costos operativos, costos medio de los pozos y regulaciones vigentes. Las proyecciones realizadas tuvieron también en cuenta benchmarking 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 implican 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 como se ha difundido popularmente, valuando incorrectamente los recursos técnicamente factibles con un factor de recuperación relativamente elevado, pero principalmente 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

¹⁷ Ver APE (2014). En este trabajo se presenta una simulación de impacto indirecto via 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.

parecen tener un impacto sustancial a nivel macroeconómico relevante a nivel de convertir a Argentina en una potencia hidrocarburífera como Arabia Saudita. La explotación del yacimiento no aportaría a la generación de divisas a punto tal de constituirse una alternativa al sector agroindustrial, solucionando la brecha externa. Los ingresos que generaría Vaca Muerta no permitirían “salvarse” 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.

Sin embargo, 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 hidrocarburos y así seguir sustentando su desarrollo provincial en base a la industria de hidrocarburos tomando ventajas del capital humano, externalidades y economías de aprendizaje y de aglomeración que han acumulado históricamente en este sector.

Aun cuando, los hidrocarburos no convencionales no constituyan la alternativa macroeconómica que permita al conjunto de la sociedad argentina “vivir de rentas”, sin duda constituye una alternativa para resolver los dilemas que se presentan para la sostenibilidad energética del crecimiento económico argentino. Sean cuales fuesen los escenarios futuros alternativos, la necesidad de disponibilidad energética, así como su eficiencia es un cuello de botella actual del crecimiento económico futuro de 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 sin embargo también exige el sostenimiento una agresiva estrategia de inserción internacional que permita 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 que las inversiones se

complementen con formación y la generación de empleo de calidad. El desarrollo presente de Vaca Muerta toma ventajas del recorrido realizado de la curva de aprendizaje tecnológico de la experiencia obtenida en otros países e incorporando los avances tecnológicos tendientes a lograr una reducción de costos.

Ante el escenario futuro de status 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) es clave.

Entre los riesgos a atender se pueden señalar la escasa disponibilidad de equipos específicos para hidrocarburos no convencional a nivel internacional y la presente reducción de capital disponible para invertir en el sector dada la coyuntura internacional. El desarrollo de los biocombustibles, el cumplimiento de la nueva ley de energías renovables y la posible generalización de los autos híbridos y eléctricos implican 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 la si bien los requisitos de la ley exigen un corte del 12% bio en los combustibles, la cifra estimada ronda en el presente el 8%, tampoco pareciera ser una amenaza al mercado sino más bien la posibilidad de racionalizar la disponibilidad de energía a las verdadera realidad geológica y económica de 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 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 es una tarea pendiente, la cual debe basarse en metodologías homologables y comparables que incluya 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 productos especiales tales como el shale, la soja, las TICs y 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 marco macroeconómico estable que incentive la productividad y la inversión en el conjunto de la economía argentina.

6. BIBLIOGRAFIA

- APE (2014): Vaca Muerta y su impacto en la infraestructura. Área de Pensamiento Estratégico(APE)-Cámara Argentina de la Construcción.
- Arrow, Kenneth J. (1962). "The Economic Implications of Learning by Doing." Review of Economic Studies, 29,June, p 155–173
- Coremberg. Ariel (2015): "Accounting for Natural Resources Wealth and Productivity from SNA and Beyond". Testing Natural Resource Curse for Oil and Gas Dependent Countries. Updated version presented at 2015 IARIW-OECD Special Conference on "W(h)ither the SNA?", Paris, France, April 16-17, 2015
- Corrado, C., Hulten, C., & Sichel, D. (2005). Measuring capital and technology: an expanded framework. In Measuring capital in the new economy (pp. 11-46). University of Chicago Press.
- Curtis, Trisha (2016): Unravelling the US Shale Productivity Gains. OIES PAPER: WPM 69. The Oxford Institute for Energy Studies. University of Oxford
- Damodaran, Aswath (2017): Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2017 Edition. Database a enero 2017: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.
- Di Sbroiavacca, N. (2015). Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva. Cuadernos de Investigación, (5), 142-168.
- Dixit, A. K., and R. S. Pindyck. 1994. Investment under uncertainty. Princeton, N.J.: Princeton University Press
- EIA (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41Countries Outside the United States. June 2013. US Energy Information Administration (EIA).
- Gomes, I. & Brandt, R. (2016). Unconventional Gas in Argentina: Will it become a game changer? OIES PAPER: NG 113. The Oxford Institute for Energy Studies
- Hamilton, K., & J. M. Hartwick (2005). "Investing Exhaustible Resource Rents and the Path of Consumption." Canadian Journal of Economics 38 (2): 615–21.
- Hulten, C. R. (2006). The " architecture" of capital accounting: Basic design principles. In A new architecture for the US national accounts (pp. 193-214). University of Chicago Press.
- Lund D. and B. Oksendal: Stochastic Models and Option Values. Elsevier Ed. NY, USA
- Repsol YPF (2012): Comunicado de Prensa, Madrid, 8 de febrero de 2012
- Romer, Paul M. (1986). "Increasing Returns and Long-Run Growth." Journal of Political Economy, 94, October, 1002–1037.
- SEEA (2014): System of Environmental-Economic Accounting 2012 Experimental Ecosystem Accounting. United Nations, European Commission, Organisation for Economic Co-operation and Development, The World Bank.

- Sheshinski, Eytan (1967). "Optimal Accumulation with Learning by Doing." In Karl Shell, ed., *Essays on the Theory of Optimal Economic Growth*, 31–52. Cambridge, MA: MIT Press.
- SNA (2008): *System of National Accounts 2008*. Eurostat, IMF, OECD, UN and the World Bank, New York: The United Nations
- Stokey, Nancy L. (2009): *The Economics of Inaction Stochastic Control Models with Fixed Costs* Princeton University Press
- Tobin, J. 1969. A general equilibrium approach to monetary theory. *Journal of Money Credit and Banking* 1: 15–29.
- YPF(2016): *Four Years of Vaca Muerta*. Presentacion YPF, diciembre 2016
- World Bank (2006): *Where is the Wealth of Nations? Measuring Capital for the 21th Century*. The World Bank, Washington, D.C.
- World Bank (2011): *The Changing Wealth of Nations. Measuring Sustainable Development in The New Millennium*. The World Bank, Washington, D.C.