

Gas Natural No Convencional: Una nueva oportunidad para la Argentina

ALUMNO: BERNARDO VALENTE

TUTOR: LUIS J. BERTENASCO

AÑO: 2016

LUGAR: CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de Buenos Aires, por su permanente compromiso con la educación pública, gratuita y de calidad.

A Luis J. Bertenasco por su predisposición, asesoramiento y sugerencias en la elaboración del presente trabajo.

A mi papá Martín y a mi hermano Lisandro, por siempre haber confiado en mí y estimularme a construir mi propio camino.

A mi mamá, por cuidarme y acompañarme en cada momento de mi vida.

A mi familia, Natalia y Lucía, por su amor, comprensión, paciencia y por la sonrisa con la que me despiertan todas las mañanas.

RESUMEN

En los últimos años, tanto las reservas como la producción de hidrocarburos de la Argentina han mostrado una declinación significativa, a la vez que la demanda ha registrado una tendencia ascendente como consecuencia del crecimiento económico. Esta situación provocó la pérdida del autoabastecimiento, por lo que el país debió recurrir a la importación de energía con el objeto de cerrar la brecha entre la oferta interna y la demanda. En este contexto, estudios preliminares realizados en los últimos años por la Agencia Internacional de Hidrocarburos de los Estados Unidos, muestran a la Argentina con un enorme potencial en hidrocarburos no convencionales, destacándose los existentes en la cuenca neuquina.

Ante este cambio de paradigma, el gas natural no convencional se presenta como una fuente de energía que posee la capacidad suficiente para satisfacer el uso doméstico, industrial y comercial que necesita el país para poder crecer y reducir su dependencia externa. Entre las características más relevantes de este hidrocarburo podemos citar que:

- Es el principal componente de la matriz energética argentina.
- Es el principal insumo para la generación eléctrica.
- Es el combustible fósil con menor impacto ambiental.
- Es un combustible confiable, eficiente y flexible.

Si bien el país posee un volumen de reservas de gas no convencional significativo, la explotación de estos recursos todavía se encuentra en una etapa de exploración y evaluación, por lo que serán necesarias mayores inversiones para contar con mejor información que permita conocer con certeza su potencialidad y viabilidad económica. En este sentido, cabe destacar que la existencia de estas reservas de gas no convencional tomará real importancia en la medida que sean económicamente explotables.

Debido a esto, en el presente trabajo se procedió a analizar el mercado del gas natural y en particular el no convencional, determinar cuáles son los factores más importantes que definen la economicidad de los mencionados proyectos no convencionales y, calcular el precio mínimo o precio de corte que un productor privado de hidrocarburos, como Pan American Energy, debería obtener para que su desarrollo sea económicamente viable en función de sus características y estrategia de largo plazo.

El resultado de la investigación muestra que si bien es necesario un precio superior al requerido para la explotación del gas convencional, el mismo se encuentra dentro de los valores razonables para la industria a nivel mundial en este tipo de desarrollos. De esta manera, el gas no convencional podría transformarse en una nueva oportunidad para el país en materia energética, pero para ello también son relevantes ciertas cuestiones como el régimen fiscal, la infraestructura, el talento profesional y la logística de las áreas a desarrollar.

Por estas razones, la explotación de gas natural en yacimientos no convencionales debería ser promovida, asegurando un equilibrio que permita balancear los intereses de todas las partes involucradas (tanto públicas como privadas) con el objeto de contribuir al desarrollo económico y social del país priorizando el respeto por el medioambiente.

PALABRAS CLAVE

Gas no convencional – Precio de Corte – Flujo de fondos – Indicadores financieros

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. ORIGEN DEL TRABAJO	1
1.2. OBJETIVO	2
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.4. HIPÓTESIS	2
1.5. IMPORTANCIA Y VALOR AGREGADO DE LA TESIS	3
1.6. METODOLOGÍA: DESCRIPTIVA/EXPLICATIVA	3
1.7. ESTRUCTURA.....	3
2. CUERPO TEÓRICO.....	4
2.1. LOS HIDROCARBUROS: ASPECTOS GENERALES	4
2.2. EL GAS NATURAL.....	7
2.2.1. INTRODUCCIÓN AL GAS NATURAL	7
2.2.2. EL GAS NATURAL EN EL MUNDO	9
2.3. EL GAS NATURAL EN ARGENTINA	14
2.3.1. CUENCAS PRODUCTIVAS EN LA ARGENTINA	14
2.3.2. RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL.....	16
2.3.3. RECURSOS NO CONVENCIONALES EN LA ARGENTINA	20
2.3.4. PLAZOS CONTRACTUALES Y PRECIOS DE MERCADO.....	23
2.4. EL GAS NATURAL EN PAN AMERICAN ENERGY (PAE).....	26
2.4.1. DETALLE DE ÁREAS PRODUCTIVAS POR CUENCA.....	26
2.4.2. PRODUCCIÓN, RESERVAS Y POZOS COMPLETADOS DE GAS NATURAL.....	28
2.4.3. ANÁLISIS FODA – PAE Y EL GAS NATURAL	31
3. CUERPO EMPÍRICO	34
3.1. METODOLOGÍA UTILIZADA.....	34
3.1.1. FLUJO DE FONDOS DESCONTADOS	34
3.1.2. TASA DE DESCUENTO.....	35
3.1.2.1. CAPITAL ASSET PRICING MODEL (CAPM).....	35
3.1.2.2. PROMEDIO PONDERADO DEL COSTO DE CAPITAL O WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL (WACC)	38
3.1.3. INDICADORES FINANCIEROS: VALOR PRESENTE NETO, TASA INTERNA DE RETORNO, PERÍODO DE REPAGO Y MÁXIMA EXPOSICIÓN	39
3.1.3.1. VALOR PRESENTE NETO (VPN)	39
3.1.3.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	40
3.1.3.3. PERÍODO DE REPAGO	43
3.1.3.4. MÁXIMA EXPOSICIÓN.....	44
3.2. RESULTADOS.....	45
3.2.1. CÁLCULO DEL WACC PARA PAE	45
3.2.2. VARIABLES Y SUPUESTOS DEL FLUJO DE FONDOS.....	48
3.2.3. FLUJO DE FONDOS Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	53
4. CONCLUSIONES	57
5. FUTURAS INVESTIGACIONES.....	59

6. BIBLIOGRAFÍA	61
------------------------------	-----------

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Distribución porcentual de Reservas Probadas, Producción y Consumo de Gas Natural.....	9
Tabla 2: Reservas de Gas No Convencional (en TCF).....	12
Tabla 3: Recursos de Shale Gas en Argentina.....	21
Tabla 4: Significado del Valor Presente Neto	40
Tabla 5: CAPM	45
Tabla 6: WACC	47
Tabla 7: Inversiones Proyecto No Convencional	50
Tabla 8: Detalle de Inversiones en Instalaciones.....	51
Tabla 9: Datos relevantes del proyecto.....	53
Tabla 10: Indicadores financieros – Escenario 1.....	53
Tabla 11: Indicadores financieros – Escenario 2.....	54

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Producción de Gas Natural de Estado Unidos	10
Gráfico 2: Precios de Gas Natural.....	13
Gráfico 3: Matriz Energética Argentina 2014.....	14
Gráfico 4: Cuencas Productivas en Argentina	15
Gráfico 5: Reservas Comprobadas de Gas Natural.....	17
Gráfico 6: Producción de Gas Natural en Argentina	19
Gráfico 7: Producción de Gas Natural en Argentina por Operador.....	19
Gráfico 8: Cuencas Argentinas con potencial en recursos no convencionales	20
Gráfico 9: Precios de Gas Natural en la Argentina	24
Gráfico 10: Detalle geográfico de las cuencas en las que opera PAE.....	27
Gráfico 11: Reservas de Gas Natural de PAE.....	28
Gráfico 12: Producción de Gas Natural de PAE.....	29
Gráfico 13: Participación de PAE en la producción de gas natural de Argentina.....	29
Gráfico 14: Perforación de pozos de gas 2015 por operador.....	30
Gráfico 15: Análisis FODA de PAE.....	31
Gráfico 16: Reservas de gas natural Proyecto No Convencional.....	49
Gráfico 17: Análisis de sensibilidad	55

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Origen del Trabajo

La energía constituye una de las bases fundamentales del desarrollo económico y el bienestar social de la Argentina y el mundo. Es por este motivo que el desarrollo de nuevas fuentes de energía, como son los reservorios no convencionales, está cambiando el paradigma energético mundial en forma acelerada.

Dados los recursos potencialmente disponibles en el país, el desarrollo del gas natural no convencional representa una opción cuyo análisis resulta necesario. El mismo debe contemplarse dentro de un contexto económico caracterizado por el déficit energético del país, el agotamiento de las reservas convencionales, la preocupación por el abastecimiento del mercado interno y la necesidad de reducir la dependencia externa.

En este sentido, Pan American Energy (PAE), empresa que tiene por objeto la exploración y producción de hidrocarburos, actualmente se encuentra trabajando en la cuenca neuquina con el objeto de desarrollar el gas proveniente de reservorios no convencionales. Para ello requiere que la explotación de estos recursos genere un flujo de fondos que permita pagar las inversiones que se están realizando y obtener la rentabilidad requerida.

Debido a esto, la investigación busca estudiar el mercado del gas natural, con el objeto de identificar los elementos que hacen de este hidrocarburo una fuente de energía clave para el desarrollo.

A su vez, se buscará hacer foco en el gas natural no convencional, con el objetivo de determinar cuáles son los factores más importantes que definen la viabilidad económica de un proyecto de éstas características y se calculará por medio de un flujo de fondos, un precio mínimo o precio de corte que constituya un piso para su rentabilidad.

1.2. Objetivo

Debido a la importancia que el Gas Natural tiene como fuente de energía para el desarrollo, la presente tesis busca analizar el mercado de este hidrocarburo en la Argentina y en el mundo con el objeto de estudiar el cambio de paradigma que el gas no convencional está produciendo en el país y en la industria, y determinar cuan atractivo es este negocio para un productor privado de hidrocarburos.

1.3. Objetivos Específicos

- Analizar las características del mercado del gas natural en la Argentina y en el mundo.
- Comprender el impacto político y económico que en los últimos años produjo la aparición del gas no convencional.
- Determinar los factores críticos de una explotación no convencional.
- Calcular el Costo de Capital para PAE.
- Calcular un flujo de fondos que permita determinar cuál es el precio mínimo o precio de corte que este tipo de emprendimientos requiere para ser viable económicamente en función de las características y estrategias de PAE.
- Implementar indicadores financieros que permitan a PAE establecer metodologías claras y precisas para valorar este tipo de inversiones.

1.4. Hipótesis

La exploración y explotación del gas proveniente de reservorios no convencionales constituye una nueva oportunidad para la Argentina y representa un cambio de paradigma energético para que el país pueda crecer de manera sustentable.

1.5. Importancia y Valor Agregado de la Tesis

El presente trabajo tiene por objeto abordar, desde el punto de vista del productor de hidrocarburos, el desarrollo del gas no convencional en la Argentina como una nueva oportunidad frente a la caída del precio del petróleo, y de esta manera, determinar a través de metodologías claras y precisas el *precio mínimo o precio de corte* que este tipo de emprendimientos requiere para ser económicamente viable. Dentro de estas metodologías está la definición de una WACC, que llevará a la empresa a utilizar procedimientos estandarizados en la valoración de las inversiones que pretende realizar, generando valor.

1.6. Metodología: Descriptiva/Explicativa

El trabajo utiliza una metodología Descriptiva/Explicativa a través de la cual se realiza una descripción detallada del mercado del gas natural en la Argentina y en el mundo y, una explicación de los principales indicadores financieros y metodología utilizada para determinar la viabilidad económica de un proyecto de gas no convencional en Argentina.

1.7. Estructura

La tesis se estructura en cuatro bloques bien diferenciados. El primero, tiene por objeto introducir a la industria del gas natural con énfasis en el gas no convencional, describiendo el papel de este hidrocarburo en el mundo, particularmente, en la Argentina y en Pan American Energy. El segundo bloque, desarrolla el Marco Teórico con la descripción de la metodología utilizada para realizar los cálculos económicos y de los indicadores financieros objeto de análisis. El tercer bloque, consiste en el desarrollo del Modelo Empírico, donde se analizan precios de corte e indicadores financieros y se realiza un cálculo de sensibilidades. Finalmente, las conclusiones y recomendaciones concluirán este trabajo, siendo el cuarto bloque.

2. CUERPO TEÓRICO

2.1. Los Hidrocarburos: aspectos generales

La matriz energética mundial se basa fundamentalmente en el uso de combustibles fósiles. Sin embargo, el número de descubrimientos de nuevos yacimientos convencionales de petróleo y gas ha declinado en las últimas décadas y, si bien es verdad que la exploración de frontera agrega nuevos horizontes, el reemplazo de reservas a nivel mundial representa un motivo de preocupación permanente ante el crecimiento de la demanda.

Asimismo, las energías renovables todavía no alcanzan porcentajes significativos por lo que la aparición de los reservorios de hidrocarburos no convencionales surge como una alternativa para muchos países y compañías operadoras. Es así que este tipo de reservorios ha transformado el panorama energético mundial y modificado drásticamente la geopolítica, haciendo del hemisferio occidental el nuevo centro de gravedad mundial para la producción de petróleo y gas. Estados Unidos se ha convertido en el pionero de esta revolución y, muchos países que cuentan con este tipo de recursos están ansiosos por empezar la propia.

No obstante, la importante caída del precio del petróleo a nivel mundial está provocando serias complicaciones para los países productores. Uno de los factores más importantes que da origen a esta caída se encuentra en las nuevas técnicas utilizadas para la extracción de shale oil, mediante las cuales Estados Unidos ha aumentado significativamente su producción de crudo y, por lo tanto, ha disminuido drásticamente las importaciones. Adicionalmente a esta situación, el mercado se encontró con menos demanda, principalmente por parte de China, cuya economía no crece al ritmo proyectado. Consecuentemente, el precio del petróleo cayó desde el segundo semestre de 2014 a su nivel más bajo en 12 años.

En este contexto, Argentina se ha convertido en un actor relevante ya que cuenta, respectivamente, con la segunda y cuarta reserva de gas y petróleo no convencional del mundo.

Hasta ahora la apuesta al desarrollo de los recursos no convencionales estuvo muy sesgada al petróleo pero la nueva realidad de su precio hace replantear la política energética interna hacia una nueva estrategia de largo plazo. Esto es así porque, si bien el potencial de recursos de petróleo no convencional es significativo, el mismo presenta importantes desafíos en materia de infraestructura que, por el contrario, no son necesarias para el gas natural donde el país cuenta con capacidad ociosa disponible.

De esta manera, a partir de los recursos de gas no convencional existentes, surge para la Argentina una nueva oportunidad de devolverle atractivo a la inversión gasífera, con el objeto de recuperar las reservas y aumentar la producción.

En este sentido, cabe destacar que:

- El 84% de los recursos no convencionales de la Argentina, y el 77% de los recursos de Vaca Muerta¹ son gasíferos.
- El primer lugar de las importaciones energéticas corresponde al gas natural con el 54% del total, seguido por gasoil con más del 30%, el cual es necesario para sustituir el insuficiente gas natural que se utiliza en la generación eléctrica.
- Si bien existe cierta expectativa de que los incentivos a los precios locales de petróleo continúen², resulta complejo vislumbrar el desarrollo del petróleo no convencional en el marco de los precios internacionales actuales.
- El desarrollo del gas natural no convencional (principalmente el tight gas) es, en general, menos costoso que el shale oil.

¹ Vaca Muerta es una formación de Shale situada en la cuenca Neuquina, en las provincias de Neuquén, Río Negro y Mendoza, en la República Argentina. Tiene un enorme potencial de gas y petróleo no convencional, que convierte al país en la segunda reserva mundial de shale gas en el mundo.

² En la Argentina, el precio interno del barril de crudo local se encuentra desvinculado del internacional. De esta manera, el precio que reciben las empresas productoras de hidrocarburos es regulado por la Secretaría de Energía de la Nación y se encuentra en valores cercanos a US\$ 67 por barril para el crudo liviano y US\$ 55 por barril para el pesado, de menor calidad.

De esta forma, una estrategia centrada en el gas natural provocaría una “*revolución del gas no convencional*” en la Argentina, a través de la cual podría lograr el ansiado autoabastecimiento del país y transformarlo en un exportador neto de gas, con importantes implicancias en su desarrollo económico y social.

2.2. El Gas Natural

2.2.1. Introducción al Gas Natural

Los hidrocarburos son compuestos del tipo orgánico que contienen diferentes combinaciones de hidrógeno y carbono. Se presentan en la naturaleza como gases, líquidos o grasas siendo el petróleo crudo y el gas natural sus principales representantes.

El gas natural, como todo hidrocarburo, es un producto no renovable que se ha generado a lo largo del tiempo por descomposición de material orgánico. Su composición incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas cantidades de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno. Se encuentra en el subsuelo continental o marino, y dependiendo su origen se clasifica en "gas asociado" y "gas no asociado"³.

Desde sus primeros usos, el gas natural se ha difundido no solo geográficamente, sino también en variedad de aplicaciones. Pasó de ser un hidrocarburo que en los inicios era venteado, quemado o reinyectado en los yacimientos, a uno de los componentes básicos de la mayoría de las matrices energéticas de casi todos los países del mundo.

Actualmente, tiene diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte, otorgando alta confiabilidad, eficiencia y flexibilidad. Posee un alto rendimiento energético y, en comparación con otros combustibles fósiles, su obtención o extracción es más sencilla y económica. Además, su explotación es intensiva en el uso de capital monetario, físico y humano y, a su vez, promueve la generación de conocimientos, procesos y tecnologías que impactan positivamente sobre el resto de la economía.

³ Se denomina "gas asociado" a aquel que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo del yacimiento, mientras que el "no asociado" se encuentra en yacimientos que no contienen crudo, acompañado únicamente por pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases.

Debido a que el crecimiento económico de los últimos años ha estado asociado a un incremento significativo del consumo energético basado en el uso de combustibles fósiles, el impacto de estos sobre el medio ambiente pasó a convertirse en una cuestión relevante. En este contexto, el gas natural juega un rol clave durante la transición hacia un mayor aprovechamiento de las energías renovables, ya que su utilización asegura un menor impacto ambiental garantizando el respeto por el entorno, en beneficio de un desarrollo sostenible y de la lucha contra el cambio climático.

En los últimos años, la posibilidad de desarrollar en forma comercial y sustentable el gas de los reservorios no convencionales⁴ ha transformado el escenario energético mundial, al asegurar recursos sustanciales para el crecimiento económico global. Se estima que las reservas de gas no convencional en el mundo representarían más del 100% de las reservas probadas de gas convencional. Entre los países más destacados, se encuentran Estados Unidos, China y la Argentina, que poseería cerca del 50% del total de hidrocarburos no convencionales existentes en Latinoamérica y el 10% del gas no convencional existente en todo el mundo.

De esta manera, es esperable que en el futuro el Gas Natural ocupe el primer lugar de los hidrocarburos como combustible. Las existencias físicas de este recurso, los intereses económicos, el medio ambiente y su flexibilidad hacen de este producto un combustible noble con interesantes proyecciones para sustentar el desarrollo económico y social de los países.

⁴ El término “no convencional” se utiliza de un modo amplio, para hacer referencia a los reservorios cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto de los reservorios tradicionales. La Agencia Internacional de la Energía (IEA) define los recursos no convencionales de gas natural como “el gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional”. El National Petroleum Council de Estados Unidos define el gas no convencional como “aquel gas que no puede ser producido con rentabilidad, a menos que el yacimiento sea estimulado mediante fracturación hidráulica masiva o recurriendo a la perforación de pozos multilaterales desde un pozo principal”.

2.2.2. El Gas Natural en el mundo

Los hidrocarburos aportan más de la mitad de la energía primaria consumida en el mundo. Particularmente, el 31% del consumo energético primario global proviene del petróleo, siendo así la fuente de energía más utilizada. El Gas Natural ocupa el tercer lugar, con el 21% del consumo energético total.

Las reservas de gas natural, así como las de petróleo, están distribuidas de forma desigual en el mundo, concentrándose de manera particular en un pequeño número de países. Casi el 80% de las reservas probadas totales de gas natural del mundo están ubicadas en diez países. Irán encabeza la lista con un 18,2%, seguido por Rusia (17,4%), Qatar (13,1%), Turkmenistán (9,3%) y Estados Unidos (5,2%). Completan la lista Arabia Saudí (4,4%), los Emiratos Árabes Unidos (3,3%), Venezuela (3,0%), Nigeria (2,7%) y Argelia (2,4%).

América del Norte es la región geográfica donde se concentra la mayor producción y consumo de gas natural en el mundo con porcentajes cercanos al 25%, mientras que Oriente Medio acumula la mayor proporción de reservas a nivel mundial con aproximadamente el 40%.

Tabla 1: Distribución porcentual de Reservas Probadas, Producción y Consumo de Gas Natural

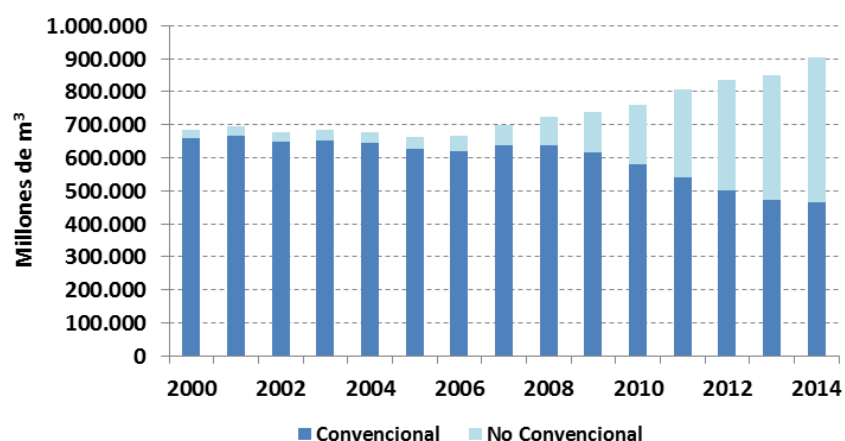
	Reservas	Producción	Consumo
<i>América del Norte</i>	6,5%	27,7%	28,3%
<i>América Central y Sur</i>	4,1%	5,0%	5,0%
<i>Europa</i>	4,3%	10,1%	16,8%
<i>Rusia</i>	17,4%	16,7%	12,0%
<i>Oriente Medio</i>	42,7%	17,3%	13,7%
<i>África</i>	7,6%	5,8%	3,5%
<i>Asia-Oceanía</i>	17,5%	17,3%	20,7%
Total Mundo	100%	100%	100%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2015

Los porcentajes de producción por regiones difieren considerablemente de los correspondientes a las reservas. Por ejemplo, Oriente Medio, con más del 40% de las reservas, tan solo aporta el 17,3% de la producción mundial, mientras que América del Norte, con el 6,5% de las reservas mundiales, registra cerca del 27% de la producción. Esencialmente, estas disparidades se deben a la proximidad geográfica de las reservas a los mercados y las diferencias existentes en el clima de inversión.

Actualmente, el mercado mundial de gas natural tiene mucho potencial por desarrollar, el cual está vinculado principalmente a la explotación de reservorios no convencionales, a los avances en materia de tecnología y a los cambios en los mercados internacionales. Estados Unidos fue uno de los primeros países del mundo en destinar recursos físicos y humanos con el objetivo de perfeccionar las técnicas de extracción de hidrocarburos no convencionales, evitando al mismo tiempo, distorsionar su rentabilidad. Este emprendimiento no solo logró detener la declinación de su producción, sino que la incrementó reduciendo gradualmente sus importaciones y los precios. Al día de hoy, el fracking⁵ produce el 67% del gas natural de Estados Unidos, y ha convertido al país en el mayor productor combinado de gas y petróleo en el mundo.

Gráfico 1: Producción de Gas Natural de Estado Unidos



Fuente: EIA

⁵ Fracking es un término anglosajón utilizado para referirse a la técnica de fracturación hidráulica requerida para la extracción de hidrocarburos no convencionales.

En lo que respecta a Europa, si bien se observan hasta cuatro estados miembros de la Unión Europea dentro de las diez principales economías del mundo, entre los primeros 30 lugares del ranking de producción mundial de gas natural no aparece, sin embargo, un solo país de la Zona Euro. Es así que Rusia “maneja la llave” del 30% del gas que se consume la Unión Europea, el cual llega a un total de quince países a través de tres grandes gasoductos que deben atravesar Ucrania. Cualquier conflicto entre Rusia y ese país puede acarrear serias consecuencias, por lo que en la Unión Europea debate estos días cómo reducir su dependencia con Rusia. La iniciativa privada y las instituciones públicas se encuentran actualmente realizando una revisión de las cuencas geológicas con prometedoras perspectivas para la producción de gas no convencional. Sin embargo, la normativa en materia ambiental y regulatoria existente en la Unión Europea está suponiendo un freno para la exploración y puesta en valor de estos importantes recursos.

Por su parte, Latinoamérica y el Caribe, a pesar de contar con reservas significativas de gas natural, se mantiene como un importador neto ya que la demanda de gas está subiendo como consecuencia del crecimiento económico de los últimos años y de los precios de electricidad subsidiados que estimulan el consumo. Cabe destacar que la región posee un gran potencial en gas no convencional, liderado por la Argentina y seguido por México y Brasil. No obstante, la política y las normativas de cada país así como el respeto por el medio ambiente tendrán una influencia decisiva en el ritmo de exploración, producción y desarrollo necesario para explotarlo.

Finalmente, el mercado asiático está marcado por el crecimiento del consumo de energía de China, ya que se estima que será el país del mundo que experimentará un mayor incremento en el consumo de energía en los próximos años. Particularmente, la atención está centralizada en la explotación de los recursos no convencionales que posee y en su compromiso reciente de importar grandes volúmenes de gas de Rusia durante tres décadas, situación que aliviará la dependencia rusa de los mercados de exportación europeos.

Cabe destacar que Rusia es el mayor exportador de energía del mundo y que China es el mayor consumidor del planeta.

De acuerdo a las estimaciones generadas por la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos, los recursos mundiales de gas no convencional técnicamente recuperables serían equivalentes a casi 66 años del actual consumo mundial y se encuentran distribuidos conforme a lo detallado en la Tabla 2.

Tabla 2: Reservas de Gas No Convencional (en TCF⁶)

País	Gas No Convencional	
	TCF	%
<i>Estados Unidos</i>	1.161	15%
<i>China</i>	1.115	14%
<i>Argentina</i>	802	10%
<i>Argelia</i>	707	9%
<i>Canadá</i>	573	7%
<i>México</i>	545	7%
<i>Australia</i>	437	6%
<i>Sudáfrica</i>	390	5%
<i>Rusia</i>	285	4%
<i>Brasil</i>	245	3%
<i>Venezuela</i>	0	0%
<i>Otros</i>	1.535	20%
Reservas No Convencionales	7.795	100%
Reservas Probadas Convencionales	6.606	
Total Reservas de Gas	14.401	

Fuente: EIA (Junio 2013) y BP Statistical Review of World Energy June 2015

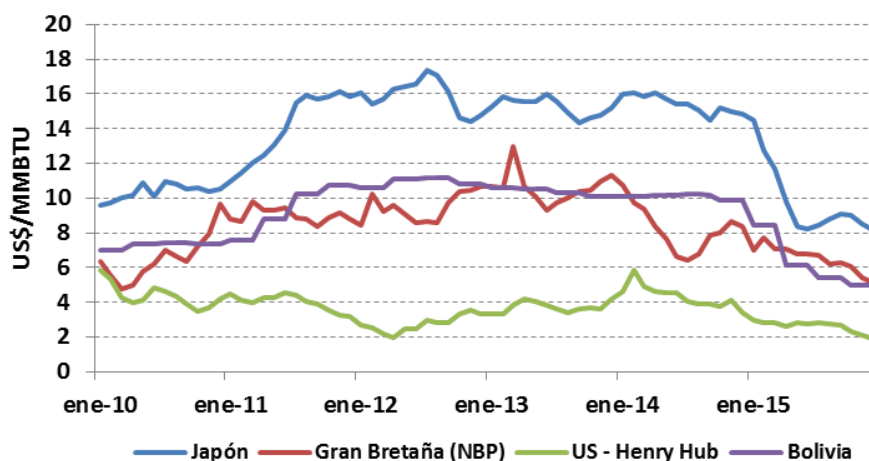
De la evaluación realizada por EIA surge que un aspecto relevante de estos recursos es su ubicación geográfica y el potencial impacto geopolítico, debido a que los yacimientos no convencionales se encuentran mejor distribuidos geográficamente frente a la concentración de los convencionales. Además, pone de manifiesto que un porcentaje significativo de los recursos de gas natural no convencional se encuentra en países occidentales.

⁶ TCF es una medida de volumen de gas comúnmente utilizada en la industria equivalente a un millón de pies cúbicos.

Estados Unidos y China concentran casi el 30% de estos recursos, América Latina cerca del 15%, y Oriente Medio sólo, alrededor del 5%. De esta manera, la explotación del gas no convencional podría llegar a convertir en autosuficientes, o incluso exportadores, a países que actualmente son grandes importadores de energía.

Finalmente, en lo que respecta a precios de gas natural, en los últimos tres años se observa una marcada tendencia a la baja, encontrándose los mismos en un rango de 2 US\$/MMBTU⁷ a 8 US\$/MMBTU. Este comportamiento del mercado del gas se fundamenta en tres factores. Primero, la caída del precio del petróleo a nivel internacional; segundo, una demanda menor a lo esperada por parte de China y, tercero, como consecuencia de una oferta de gas natural mayor a la esperada, especialmente por el suministro del shale gas en Estados Unidos. Asimismo, cabe destacar que diversos estudios manifiestan que en Estados Unidos el precio de corte que hace rentable la explotación de gas no convencional, oscila entre los 4,9 U\$/MMBTU y 7,9 U\$/MMBTU, con un promedio de 7 U\$/MMBTU.

Gráfico 2: Precios de Gas Natural



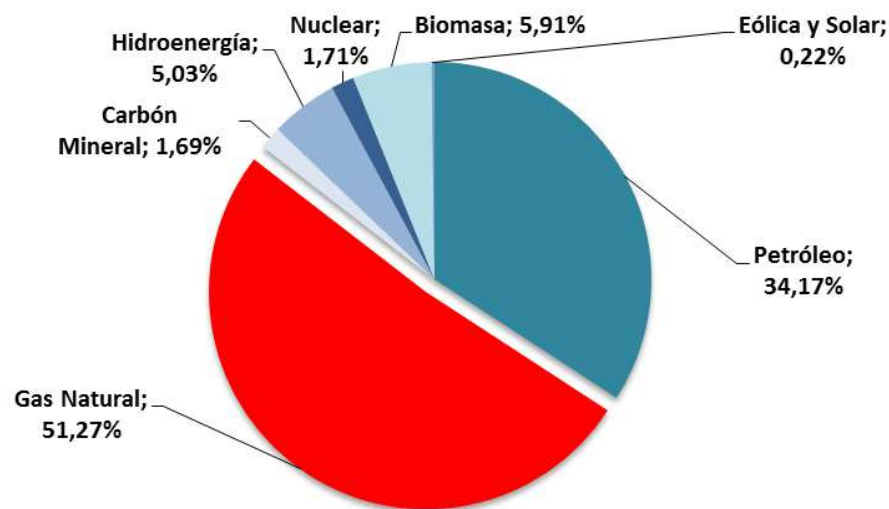
Fuente: IHS

⁷ BTU (British Thermal Unit) es una unidad de medida de energía. Un millón de BTU equivale a 27,0966 m³.

2.3. El Gas Natural en Argentina

La importancia del gas natural en la Argentina es relevante por cuanto ocupa un lugar destacado en la matriz energética con más del 51%, siendo uno de los países con mayor integración del gas natural entre sus recursos primarios. Esta composición de la matriz energética se ha mantenido prácticamente sin cambios relevantes en los últimos 20 años.

Gráfico 3: Matriz Energética Argentina 2014



Fuente: Secretaría de Energía

2.3.1. Cuencas productivas en la Argentina

Según la Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Petroleros (2013), el país posee cinco cuencas sedimentarias productivas de petróleo y gas, con yacimientos que en muchos casos superan los cien años de producción. Estas cuencas son: (i) Noroeste, (ii) Cuyana, (iii) Neuquina, (iv) Golfo San Jorge y (v) Austral.

Los yacimientos del **Noroeste** de la Argentina se encuentran en las provincias de Salta, Jujuy y Formosa, y están relacionados con las cuencas paleozoica y cretácica, siendo la primera predominantemente gasífera, condición que comparte con Bolivia.

La cuenca cretácica, en cambio, es más petrolífera. En los últimos años no hubo incorporaciones importantes de nuevas reservas, lo que se traduce en una declinación permanente de su producción.

En la región centro-oeste del país, se encuentra la **Cuenca Cuyana**, con rocas de origen continental y edad triásica, productora de petróleo solamente en la provincia de Mendoza. Al igual que en el norte, en la últimas décadas no hubo incorporaciones significativas en la cuenca, ya que se encuentra en un estado de madurez productiva avanzado, con una producción declinante.

Hacia el sur y abarcando las provincias de Mendoza, Neuquén, Río Negro y La Pampa, se desarrolla la **Cuenca Neuquina**, de origen principalmente marino y de edad jurásico-cretácica. Es la más importante del país por sus reservas y producción de petróleo y gas en yacimientos convencionales y por su potencial en recursos no convencionales.

Gráfico 4: Cuenecas Productivas en Argentina



Fuente: AAGGP

Con una larga historia productiva, en la cuenca se encuentra la formación Vaca Muerta, considerada una de las reservas con mayor potencial en hidrocarburos no convencionales del mundo. Si bien esta unidad productiva se encuentra aún en etapa de evaluación, se cree que tomará relevancia en la producción diaria, en la medida en que la tecnología y el mercado alcancen las condiciones apropiadas para su explotación comercial.

Hacia el sur, ya en ámbito patagónico se encuentra la **Cuenca del Golfo San Jorge**, con rocas de origen continental y edad jurásica y cretácico-terciaria, productora de petróleo en las provincias de Chubut y norte de Santa Cruz. A la fecha es la principal cuenca productora de petróleo en el país aunque su potencial en gas es menos importante. Por otra parte, la exploración costa afuera de la cuenca, no obtuvo resultados comerciales al presente.

Finalmente en el extremo sur de la Argentina, y compartida con Chile, se desarrolla la **Cuenca Austral**, que involucra a las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego, tanto en su parte continental como marina. Comprende rocas sedimentarias del Jurásico, Cretácico y Terciario, y está caracterizada por la producción de gas y petróleo. Si bien la actividad exploratoria se vio disminuida en los últimos años, existen expectativas de lograr nuevos descubrimientos pues es una de las regiones productivas más inmaduras en su exploración.

2.3.2. Reservas, Producción y Consumo de Gas Natural

Las reservas, la producción y el consumo de gas natural en la Argentina atravesaron en los últimos años distintas etapas.

El marco legal y normativo establecido para sector gasífero a partir las reformas introducidas en 1992⁸, generó un fuerte flujo de inversiones, importantes cambios tecnológicos y aportes de know how que permitieron incrementar los volúmenes despachados, aumentar la capacidad de transporte y ampliar la difusión del Gas Natural Comprimido (GNC)⁹, alcanzando los actuales estándares de productividad y eficiencia. En 1998 se logró el autoabastecimiento de gas natural y, en el año 2000 las reservas alcanzaron casi los 800.000 millones de m³ (máximo histórico), dando lugar a significativas y crecientes exportaciones.

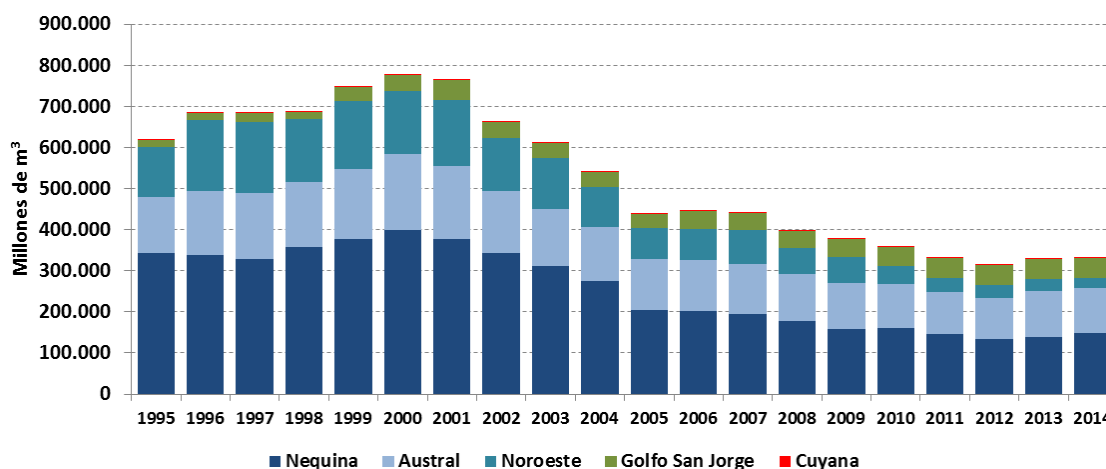
⁸ El 9 de julio de 1992 se sancionó la Ley Nacional 24.076, la cual define el Marco Regulatorio del sector gasífero a partir de la privatización de Gas del Estado SE y, a su vez, crea el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) fijando sus atribuciones y competencias.

⁹ El gas natural comprimido, más conocido por la sigla GNC, es un combustible para uso vehicular que, por ser económico y ambientalmente más limpio, es considerado una alternativa sustentable para la sustitución de combustibles líquidos.

No obstante, a partir de la crisis experimentada por la Argentina entre los años 2001 y 2002, y con la sanción de la Ley de Emergencia Económica, se afectó gravemente la actividad de numerosos sectores de la economía. En particular, el sector de la energía sufrió grandes consecuencias por la implementación de políticas tales como la pesificación y el congelamiento sostenido de tarifas en ambientes inflacionarios, así como la ruptura generalizada de contratos.

A su vez, los continuos cambios regulatorios que se fueron sucediendo impactaron negativamente sobre las inversiones del sector, dando lugar a una importante baja de las reservas y producción de gas natural. De esta manera, el país perdió el autoabastecimiento y se produjo una caída significativa de sus reservas. La tendencia a la baja se mantuvo durante el período 2000-2012, lapso en que las reservas probadas cayeron casi un 50%.

Gráfico 5: Reservas Comprobadas de Gas Natural



Fuente: Secretaría de Energía

Las cuencas con mayores pérdidas fueron la del Noroeste y la Neuquina. En el primer caso, la pérdida estuvo asociada a la declinación por madurez y a factores geológicos de los yacimientos más emblemáticos de la cuenca. La capacidad de transporte que resultó ociosa por esta declinación, es la que actualmente se utiliza para importar desde Bolivia el gas que sustituye a la producción nacional.

Por otra parte, la Cuenca Neuquina, perdió en los últimos 10 años más de la mitad de sus reservas. En particular el Yacimiento de Loma de La Lata ha tenido una rápida pérdida de volumen originada por la explotación del yacimiento, para amortiguar el impacto de la caída de producción de todo el sistema. La única cuenca que incrementó sus reservas de Gas Natural en este período fue la del Golfo San Jorge, aunque su impacto es menor en términos de volumen.

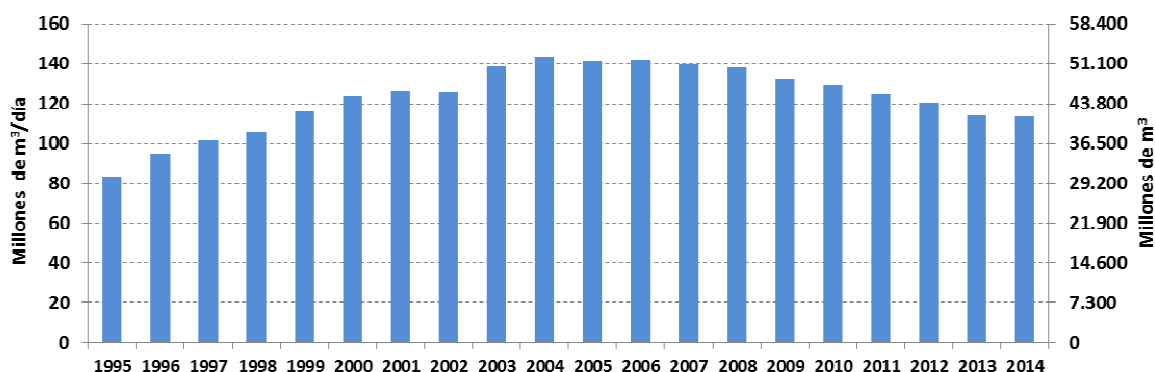
Como consecuencia de esta situación, en el año 2008 se lanzó el programa “Gas Plus” y en 2012 el “Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, a través del cual el Poder Ejecutivo Nacional celebró con varios productores acuerdos por los cuales estas empresas se comprometieron a encarar el desarrollo de reservas de gas a partir de un precio diferencial por dicha producción incremental.

Estas medidas, junto a la sanción de la nueva Ley de Hidrocarburos en el año 2014, habrían constituido un incentivo a la inversión que detuvo la caída que venían sufriendo las reservas y la producción durante los últimos años, de manera tal que la oferta de gas natural cambió la tendencia negativa que venía mostrando y se mantuvo en niveles similares durante 2013 y 2014, fundamentalmente asociada al desarrollo de reservas de gas no convencional.

Actualmente la Cuenca Neuquina es la más importante del país con el 52% de las reservas probadas, seguida por la Cuenca Austral con el 22%, y por la Cuenca Noroeste con el 19%.

Respecto a la **producción** agregada de gas natural, la caída es persistente desde el pico alcanzado en el año 2004 con 143,5 millones de m³/día (52.384 millones de m³) aportados al mercado. Esta caída de aproximadamente 29,9 millones de m³/día (10.900 millones de m³), complicó la capacidad del país para cubrir la demanda con producción local por lo que se necesitó importar gas proveniente fundamentalmente de Bolivia.

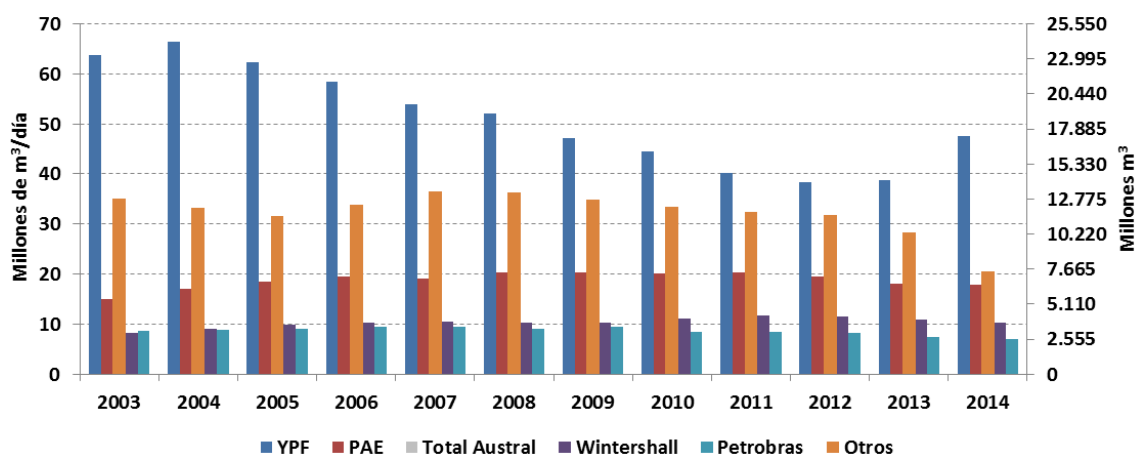
Gráfico 6: Producción de Gas Natural en Argentina



Fuente: Secretaría de Energía

Adicionalmente, en el cuadro siguiente se puede apreciar el aporte de cada Operador al sistema durante los últimos 10 años:

Gráfico 7: Producción de Gas Natural en Argentina por Operador



Fuente: Secretaría de Energía

El ranking de productores por propietario muestra que la producción está liderada por YPF con el 42% de participación, seguido por Panamerican Energy (16%), Total Austral (9%) y Wintershall (9%). De esta manera, se deduce que el grado de concentración de la oferta de Gas Natural es elevado.

Finalmente, siendo el Gas Natural una fuente de energía esencial para la economía Argentina, la **demanda** interna creció fuertemente durante los últimos 10 años, a una tasa promedio del 3% anual, impulsada por el crecimiento económico. Los segmentos de mayor consumo fueron las centrales eléctricas, las industrias y los hogares, que en el último año representaron el 34%, 29% y 24% respectivamente. No obstante, en los últimos años, tanto el sector industrial como el de generación eléctrica se vieron obligados, por la indisponibilidad del producto, a reducir su consumo con el objeto de liberar el mismo para el uso en los hogares.

2.3.3. Recursos No Convencionales en la Argentina

La actividad exploratoria de hidrocarburos no convencionales en la Argentina se encuentra en una etapa inicial. Si bien se conoce desde hace un tiempo la existencia de estos recursos, su cuantificación y posible paso a reservas, necesita todavía de mayores inversiones en exploración para contar con mejor información sobre las características particulares de las diferentes cuencas en relación con su potencialidad y viabilidad económica.

Gráfico 8: Cuencas Argentinas con potencial en recursos no convencionales



Fuente: Schlumberger

En el año 2013, la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos publicó un estudio donde expone una estimación de recursos de shale gas. Este informe sitúa a la Argentina como una de las regiones con mayores potencialidades geológicas en términos de recursos técnicamente recuperables, ubicándose en tercer lugar, sólo detrás de Estados Unidos y China, con un total de 802 TCF. Para tener una base de comparación, este mismo informe muestra que las reservas de gas natural actuales en el país ascienden a 13,4 TCF.

Adicionalmente, el estudio identifica en el país cuatro cuencas con potencial de recursos no convencionales, las cuales pueden visualizarse en el Gráfico 8. Las formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, es la que presentaría mayor prospectividad. El detalle de reservas de gas no convencional correspondiente a cada una de estas cuencas puede observarse en la Tabla 3.

Tabla 3: Recursos de Shale Gas en Argentina

Región	Cuenca	Shale Gas TCF
Neuquén	<i>Vaca Muerta</i>	308
	<i>Los Molles</i>	275
Chubut	<i>San Jorge</i>	88
Tierra del Fuego	<i>Austral-Magallanes</i>	127
Chaco	<i>Paraná-Chaco</i>	3
Total		802

Fuente: EIA

“Resulta necesario aclarar que estos recursos no son asimilables a reservas, ya que para entrar en esta última categoría es necesario que su extracción resulte económicamente rentable, y conocer el porcentaje recuperable de los mismos. Por lo tanto, puede decirse que si bien los recursos no probados de shale gas serían significativamente mayores a las reservas probadas de gas convencional, la incertidumbre que presentan ciertas variables, como los factores de riesgo y recuperación, podría sosegar la potencialidad económica de este recurso” (KPMG, 2014, p. 14).

Por otra parte, si bien las erogaciones y costos que deben afrontarse para la extracción de estos hidrocarburos son significativamente mayores a las necesarias para la producción de los convencionales, los beneficios y soluciones a futuro que representan para la Argentina son tentadores ya que permitiría crear miles de puestos de trabajo, reducir la dependencia energética, mejorar la balanza de pagos, incrementar la competitividad y los ingresos fiscales así como reducir el efecto invernadero.

Por lo tanto, con el objetivo de afrontar y desarrollar correctamente el negocio, es necesario crear las condiciones económicas e institucionales que se requieran para facilitar el flujo de inversiones tanto locales como extranjeras y contar con un marco normativo adecuado que otorgue previsibilidad y certidumbre.

En este sentido, en el año 2014 se sancionó en el país la nueva Ley de Hidrocarburos. La misma se orienta principalmente a los recursos no convencionales y pone en relieve la importancia que este tipo de recurso tiene para el desarrollo futuro de nuestro país. Entre sus principales características, diferencia las concesiones según el tipo de explotación (convencional o no convencional), aumenta los plazos de exploración y explotación para el caso de los recursos no convencionales (debido al mayor tiempo requerido hasta obtener volúmenes de producción de magnitud), y propicia la adopción de un tratamiento fiscal uniforme. A modo de síntesis, el nuevo régimen fiscal para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales es el siguiente:

- Regalías: 12% sobre el valor bruto de producción (ésta podrá aumentarse hasta el 18%).
- Impuesto a los Ingresos Brutos: 3%.

Finalmente, cabe destacar que las principales tecnologías actualmente utilizadas para la explotación del gas no convencional (la perforación horizontal y la fracturación hidráulica) están sobradamente desarrolladas para ser aplicadas en el país, con un riesgo asumible, similar a las otras actividades industriales.

2.3.4. Plazos Contractuales y Precios de Mercado

Los contratos de suministro de gas natural celebrados entre productores y comercializadores son en general de plazos cortos, con una duración aproximada de un año. La gran mayoría se realizan con los precios pactados en dólares norteamericanos por cuanto es la moneda de transacción habitual en el mercado de los hidrocarburos nacional e internacional.

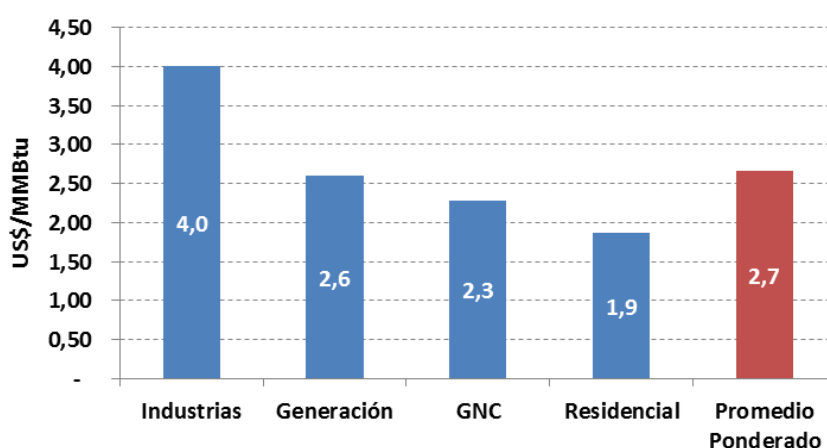
Por su parte, el precio interno del gas natural¹⁰ se encuentra regulado por la Secretaría de Energía de la Nación y segmentado según el tipo de consumidor en las siguientes cuatro categorías: (i) industrias, (ii) GNC, (iii) generación y (iv) residencial:

- i. El *sector Industrial*, es el único segmento en el que los precios de gas no están regulados. En los últimos años, este sector ha mostrado un incremento relativamente constante generado fundamentalmente por la caída en la producción total, situación que disminuye la disponibilidad de gas para dicho sector. Actualmente, el precio se ubica entre 4 y 7 US\$/MMBTU con un promedio de 4 US\$/MMBTU.
- ii. Los precios del *sector de GNC* fueron readecuados por última vez en el año 2012, mostrando un fuerte incremento de más del 300% en pesos. Actualmente se encuentra en alrededor de 2,3 US\$/MMBTU.
- iii. El precio del *sector de Generación* no ha sufrido modificaciones significativas en los últimos años, con una tarifa promedio de 2,6 US\$/MMBTU.
- iv. La tarifa del *segmento Residencial*, si bien se mantiene en niveles relativamente bajos, sufrió un fuerte impacto en el año 2014 como consecuencia de la adecuación tarifaria. Tomando el promedio de todas las categorías de este segmento, el precio promedio alcanza los 1,9 US\$/MMBTU.

¹⁰ Al momento de la emisión del presente trabajo, las tarifas de gas natural recibidas por el productor de hidrocarburos se encontraban pendientes de actualización.

Finalmente, los precios **de gas de importación** para cubrir los faltantes en los picos de consumo, alcanzaron los 11 U\$\$/MMBTU en el caso de Bolivia y los 17 U\$\$/MMBTU en el caso del GNL en el año 2014 y actualmente se encuentran en valores cercanos a los 4 y 8 US\$/MMBTU, respectivamente como consecuencia de la caída del precio internacional del petróleo. Cabe destacar que las importaciones de gas natural en nuestro país se han incrementado sostenidamente, representando en 2014 un 30% respecto a la producción nacional.

Gráfico 9: Precios de Gas Natural en la Argentina



Fuente: La energía en el debate macroeconómico, Daniel Gustavo Montamat, Junio 2015

Asimismo, con el objeto de incentivar la producción de gas natural, la Secretaría de Energía lanzó en el año 2008 el **Programa Gas Plus**, a través del cual permite que los nuevos volúmenes que se incorporen al sistema puedan ser comercializados sin límite de precio alguno. Bajo este marco, el programa fomenta la inversión en el sector para lograr incrementar la producción gasífera y le ofrece al productor que desarrolle nuevos recursos no convencionales, un precio de venta más atractivo que podría llegar a ser superior al doble del valor que se maneja en el mercado. Cabe mencionar que el gas natural que encuadre como "GAS PLUS" sólo puede tener como destino el mercado interno.

La metodología de este programa establece que, una vez que la Secretaría de Energía certifica que la oferta proviene de un nuevo desarrollo productivo, la petrolera beneficiada debe encontrar un comprador (por lo general, un usuario industrial o Cammesa) para ese recurso.

Posteriormente, en el año 2012 se lanzó el “**Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural**”. Este programa, a diferencia del anterior, busca premiar con un subsidio en el precio a aquellas empresas del sector hidrocarburífero que logren incrementar su producción por encima de su inyección base.

De esta manera, a todo el volumen de gas incremental por sobre dicha inyección base, el Estado Nacional le reconoce al productor un precio en boca de pozo de U\$S 7,50/MMBTU sin discriminación de cuenca, habiendo firmado contratos con cada uno de estos en particular. Adicionalmente, se estableció un fuerte compromiso de *Deliver or Pay*¹¹ por el volumen que se comprometía bajo estos contratos, con una penalidad equivalente al costo del gas importado.

El Plan Gas I, fue lanzado a principios de 2013 y finaliza en el año 2017. Por su nivel de exigencias era sólo accesible para los principales productores de la industria: YPF, Total, PAE, Sinopec, Sipetrol, Roch, Petroquímica Comodoro Rivadavia y Petrolera Pampa, entre otras.

Luego, con menores exigencias y penalidades, fue dispuesto el Plan Gas II, con el objeto de sumar a pequeños y medianos productores. Si bien se logró incorporar más proyectos, en general pertenecen a yacimientos maduros.

¹¹ Se refiere a la obligación del vendedor de poner a disposición el volumen de gas natural comprometido por contrato o pagar el valor del mismo en caso de no poder cumplir con el mencionado compromiso.

2.4. El Gas Natural en Pan American Energy (PAE)

Pan American Energy, nace en el año 1997, fruto de la fusión entre Bidas y Amoco Corp., con el objeto de explorar y producir petróleo y gas en el Cono Sur. Es la primera productora privada de Hidrocarburos del país, con una participación consolidada en el mercado de la Argentina del 17% (equivalente al 18% del petróleo y al 16% del gas que se produce en el país).

2.4.1. Detalle de Áreas Productivas por Cuenca

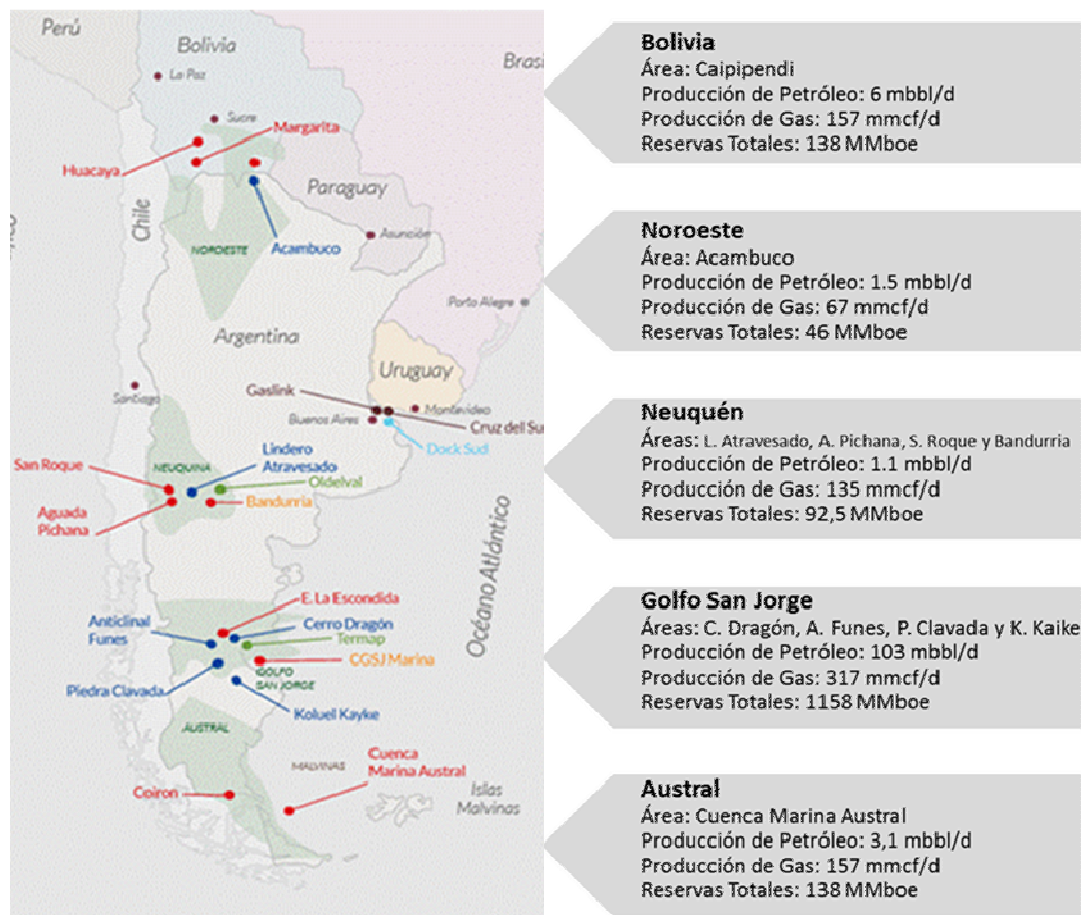
PAE trabaja en cuatro cuencas productoras de hidrocarburos en la Argentina. Golfo San Jorge, la de mayor producción petrolera; la cuenca Neuquina, epicentro del futuro desarrollo de reservorios no convencionales; y en las cuencas Noroeste y Austral, ubicadas en ambos extremos de la Argentina, con un significativo aporte de gas.

A continuación, se presenta una breve descripción de las áreas en las que PAE desarrolla su actividad, según su ubicación por cuenca, las cuales pueden observarse en el Gráfico 10, junto a su producción diaria y reservas totales.

- **Golfo San Jorge:** en esta cuenca, PAE opera el yacimiento Cerro Dragón, el área petrolera más importante de la Argentina. Además, opera otras tres áreas en tierra firme (Anticlinal Funes, Piedra Clavada y Koluel Kaike) y realiza actividades exploratorias offshore en el área Centro Golfo San Jorge Marina. Asimismo, es socio en la operación de Estancia La Escondida.
- **Neuquina:** en esta cuenca PAE opera las áreas Lindero Atravesado y Bandurria Centro y participa junto a Total Austral en Aguada Pichana y Aguada San Roque, la tercera y cuarta en producción gasífera del país.
- **Noroeste:** PAE opera en la provincia de Salta, el yacimiento de gas más importante del noroeste argentino llamado Acambuco. Actualmente, cuenta con ocho pozos productores que llegan a profundidades de hasta 5700 metros.

- **Austral:** en esta cuenca PAE forma parte del consorcio que opera la principal área gasífera del país, Cuenca Marina Austral, compuesta por dos yacimientos offshore (Carina y Aries) y por uno que se extiende por la provincia de Tierra del Fuego y también por costa afuera (Cañadón Alfa). A su vez, trabaja en la puesta en marcha del proyecto offshore Vega Pléyade, que contiene el volumen de gas más importante aún no desarrollado de la Argentina.
- **Bolivia:** ubicada al sudoeste del Estado Plurinacional de Bolivia, PAE actualmente integra el consorcio que opera el área Caipipendi, con una producción de gas cercana a los 18 millones de m³/día.

Gráfico 10: Detalle geográfico de las cuencas en las que opera PAE



Referencias:

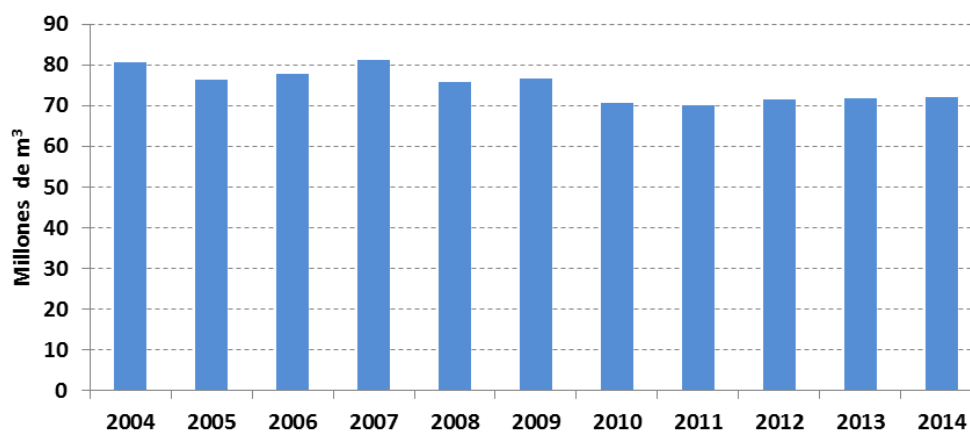
Mbb/d: miles de barriles por día - mmcf/d: millones de pies cúbicos por día - Mboe/d: millones de barriles equivalentes por día

Fuente: Elaboración propia

2.4.2. Producción, Reservas y Pozos Completados de Gas Natural

Las **reservas compradas**¹² de gas natural de PAE correspondientes al año 2014 alcanzan los 70.000 millones de m³ y durante los últimos 10 años se han mantenido casi constantes como consecuencia de la declinación natural de los yacimientos y el trabajo de la empresa por mantener un índice de remplazo igual o superior al 100%¹³.

Gráfico 11: Reservas de Gas Natural de PAE



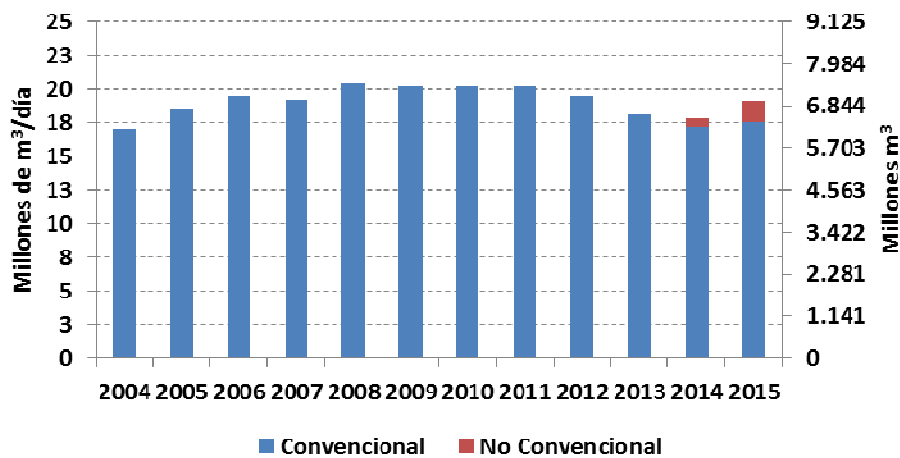
Fuente: Secretaría de Energía

A su vez, la **producción de gas natural** correspondiente a ese mismo período se ha mantenido sin alteraciones significativas, mostrando un crecimiento del 13% aun cuando el promedio de la Argentina muestra una reducción de aproximadamente un 20%. Actualmente se encuentra en 19,1 millones de m³/día (6970 millones de m³), y muestra un comportamiento que se encuentra por encima del promedio de las restantes empresas que operan en el país.

¹² De acuerdo a la Resolución 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación, las reservas comprobadas son aquellas cantidades de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada, bajo condiciones económicamente determinadas.

¹³ Este índice refleja la relación entre los hidrocarburos que se extraen y la incorporación de nuevas reservas. Por lo tanto, si el índice es mayor a 100%, significa que se incorporaron más reservas de las que se produjeron.

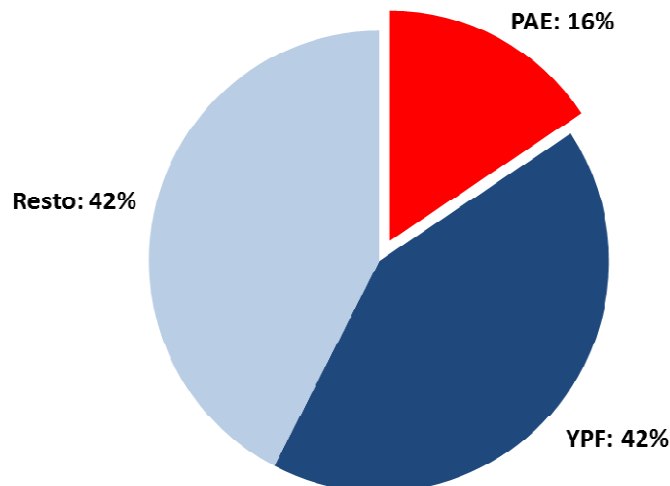
Gráfico 12: Producción de Gas Natural de PAE



Fuente: Secretaría de Energía

PAE es la segunda empresa productora de gas natural del mercado argentino detrás de YPF. La producción de estas dos empresas en forma conjunta representa más de la mitad de la producción total de gas natural del país.

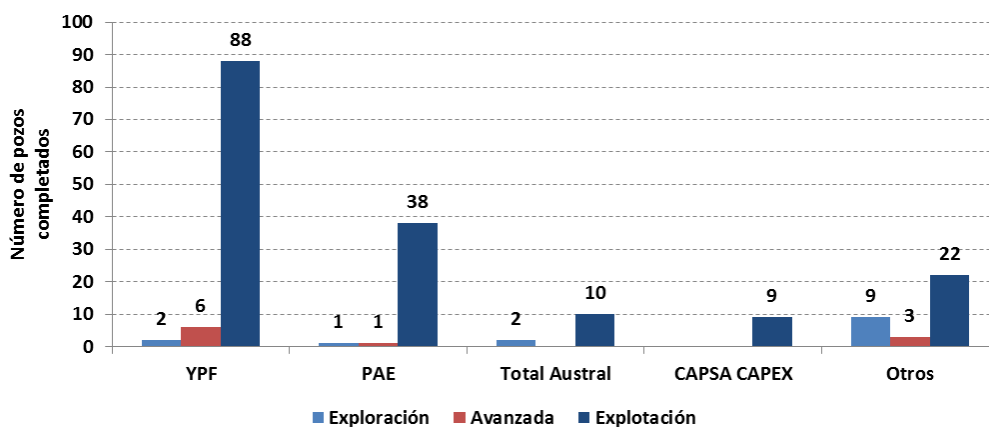
Gráfico 13: Participación de PAE en la producción de gas natural de Argentina



Fuente: Secretaría de Energía

Asimismo, en los últimos años PAE comenzó a incorporar la producción proveniente de reservorios no convencionales, procedente fundamentalmente de las áreas de Neuquén. Durante el año 2015 PAE completó la perforación de 40 pozos de gas, 19 de los cuales corresponden a objetivos no convencionales. Es así que el objetivo de la empresa consiste en ampliar la frontera de sus operaciones a través del desarrollo de este tipo de reservorios y, a su vez, convertirse en un protagonista relevante de la industria en la producción de este tipo de recursos.

Gráfico 14: Perforación de pozos de gas 2015 por operador



Fuente: Secretaría de Energía

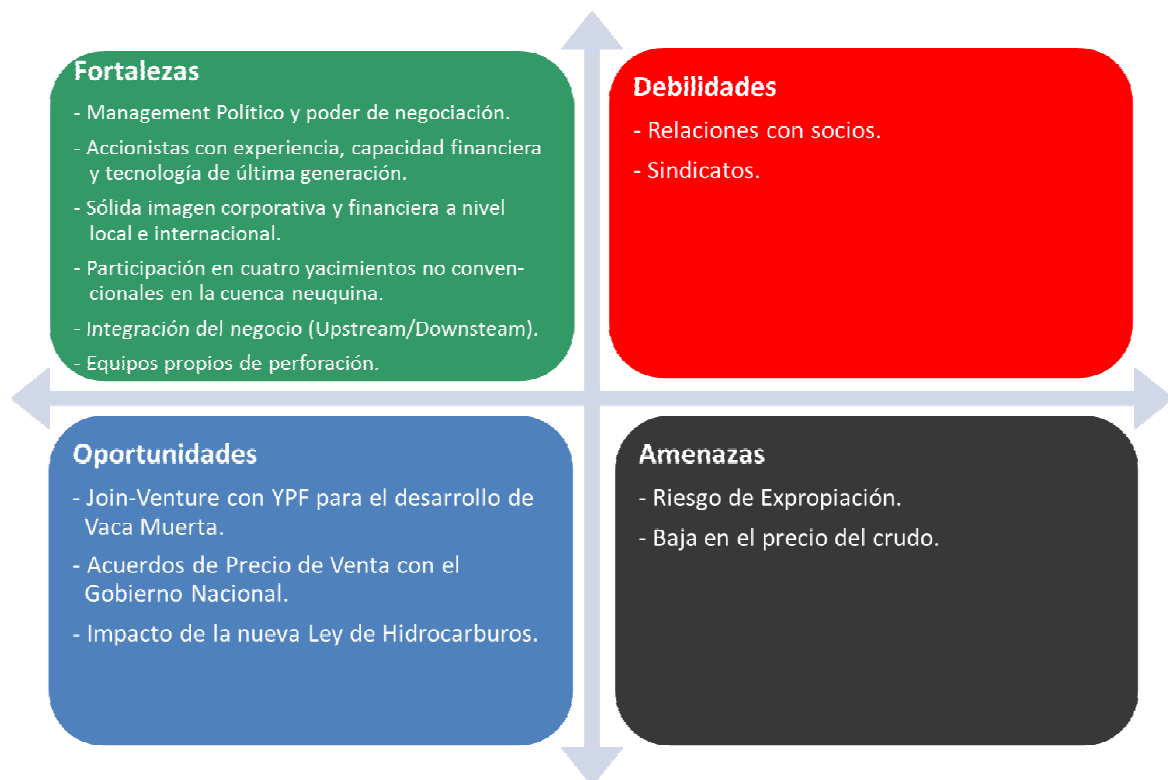
Asimismo, y con la premisa de incorporar nuevas reservas de gas natural, la empresa tiene previsto en los próximos años realizar inversiones con objetivo no convencional principalmente en la cuenca neuquina.

De esta manera, en el yacimiento Lindero Atravesado, en el que participa junto a YPF, las compañías se comprometieron a invertir un importe no menor a US\$ 590 millones hasta el año 2018 durante el cual se prevé realizar un plan piloto. En caso de alcanzar los resultados esperados, ambas empresas prevén avanzar en un desarrollo más ambicioso. Finalmente, en el área Bandurria Centro, también existe un compromiso de realizar un plan piloto por un importe cercano a los US\$ 300 millones dentro de los próximos cuatro años.

2.4.3. Análisis FODA – PAE y el Gas Natural

A continuación se presenta el análisis FODA, destacando las principales Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas que tiene la compañía respecto al desarrollo de reservorios de gas natural:

Gráfico 15: Análisis FODA de PAE



Fuente: Elaboración propia en base a datos internos de PAE

Fortalezas:

- ✓ PAE cuenta con un management local e internacional de vasta experiencia en la industria petrolera con una gran capacidad de negociación e influencia tanto en el ámbito comercial como en el político.
- ✓ PAE tiene como accionista a CNOOC, el mayor productor de petróleo y gas submarino de China, con experiencia, capacidad financiera y tecnología suficiente para el desarrollo de los yacimientos Off Shore del país.

- ✓ PAE cuenta con una sólida imagen financiera a nivel local e internacional lo que permite acceder a fuentes de financiamiento de primer nivel para fondear sus proyectos e inversiones.
- ✓ PAE opera y participa en la operación de cuatro yacimientos no convencionales en la cuenca neuquina, considerados por muchos como una nueva oportunidad para alcanzar el autoabastecimiento energético.
- ✓ Bridas Corporation, propietaria del 40% de PAE, adquirió a fines del año 2012 los activos de Esso integrando el negocio de Upstream y Downstream y consolidando a PAE como la segunda petrolera del país.
- ✓ PAE ha adquirido equipos de perforación propios, que lo colocan en una posición privilegiada permitiendo la optimización de costos.

Oportunidades:

- ✓ Participar junto a YPF del desarrollo del yacimiento Vaca Muerta, una de las mayores reservas de hidrocarburos no convencionales del mundo. Esta situación fortalecería las relaciones con el Gobierno Nacional, incrementaría las reservas de gas disponibles y permitiría obtener ventajas impositivas así como la libre disponibilidad de las divisas obtenidas a partir de la exportación de los hidrocarburos.
- ✓ Nuevos precios de gas a través de acuerdos con el Gobierno Nacional que permitan recuperar la rentabilidad de ciertos proyectos a cambio mayores inversiones y mejoras en la oferta.
- ✓ Nuevas oportunidades y beneficios que podrían surgir a partir de la sanción de la Nueva Ley de Hidrocarburos, como ser la extensión por 35 años de las concesiones no convencionales.

Debilidades:

- ✓ Las relaciones con socios en las áreas no operadas generan cierto nivel de burocracia y dependencia que pueden ser no saludables.
- ✓ Las relaciones con los sindicatos tienen un alto nivel de conflictividad debido a la poca flexibilidad con la que éstos operan a la hora de negociar acuerdos salariales y beneficios para sus miembros.

Amenazas:

- ✓ Riesgo de expropiación de yacimientos por parte de los Gobiernos Nacionales en los países en los que PAE opera.
- ✓ La baja en el precio internacional del crudo podría provocar ciertas complicaciones financieras que podrían poner en riesgo nuevos proyectos.

3. CUERPO EMPÍRICO

3.1. Metodología Utilizada

3.1.1. Flujo de Fondos Descontados

El método de Flujo de Fondos Descontados (DCF) se utiliza para evaluar un proyecto o una compañía. Consiste en determinar “*el valor actual de los flujos de fondos futuros descontándolos a una tasa que refleje el coste de capital aportado*” (Wikipedia, 2016, p. 1)¹⁴ tanto por los propietarios como por los tenedores de deuda.

El análisis de flujo de efectivo descontado gira en torno a dos variables: (i) los Flujos de Efectivo esperados en el futuro y (ii) la Tasa de Descuento.

La primera variable requiere de un pronóstico detallado y cuidadoso, para cada período, de cada una de las partidas financieras vinculadas a la generación de los flujos de efectivo correspondientes a las operaciones de la empresa. Por su parte, la tasa de descuento, debe reflejar el riesgo inherente de invertir en el proyecto. Es así que cuando los riesgos son grandes, los inversionistas requieren altos rendimientos. En mercados emergentes, estos riesgos incluyen altos niveles de inflación, volatilidad macroeconómica, cambios políticos y reglamentarios, pocos controles contables y corrupción.

Matemáticamente, el método de Flujos de Fondos Descontados se expresa de la siguiente manera:

$$VP = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FF_t}{(1 + WACC)^t}$$

¹⁴ Flujo de Fondos Descontados. (n.d.). En Wikipedia, extraído en enero de 2016 en: https://es.wikipedia.org/wiki/Flujo_de_fondos_descontados

Donde:

VP: es el valor presente de los flujos de fondos del proyecto o empresa.

I₀: es la inversión inicial para poner en marcha el proyecto.

FF_t: es el valor nominal de los flujos de fondos de cada período *t*.

WACC: es la tasa de descuento, que es el coste de oportunidad de los fondos invertidos, considerando el factor riesgo y las distintas fuentes de financiamiento de la inversión.

n: es la cantidad de períodos proyectados.

3.1.2. Tasa de Descuento

La tasa de descuento de los flujos de fondos de un proyecto mide el costo de oportunidad de los fondos y recursos que se utilizan en el mismo. Los fondos se obtienen básicamente por emisión de acciones, uso de fondos propios, o mediante toma de deuda para financiar parte del proyecto. Es decir, la tasa de descuento es un elemento fundamental en la evaluación de proyectos, pues proporciona la pauta de comparación contra la cual el proyecto se mide. Es a la vez el coste de los fondos invertidos, sea por el accionista o por el financista, y la retribución exigida al proyecto. De esta manera, se la requiere para calcular el Valor Presente Neto, así como para el análisis del tratamiento del riesgo.

La determinación de la tasa de descuento se realizará mediante la aplicación de métodos o modelos de valoración de activos financieros que sistematizan la relación entre rentabilidad y riesgo. Estos son:

- **el CAPM (Capital Asset Pricing Model)**
- **el WACC (Weighted Average Cost of Capital)**

3.1.2.1. Capital Asset Pricing Model (CAPM)

El CAPM es un modelo de valoración de activos financieros que mide costo de oportunidad de los accionistas y se basa en la idea general que los inversores tienen que ser compensados de dos maneras: **el valor temporal del dinero y los riesgos.**

La expresión matemática del CAPM es:

$$K_e = r_f + \beta_{i/m} (E(r_m) - r_f)$$

Donde:

K_e : es la tasa de rendimiento esperada de capital sobre el activo *i*.

r_f : rendimiento de un activo libre de riesgo.

$\beta_{i/m}$: es el beta (cantidad de riesgo con respecto al Portafolio de Mercado).

$(E(r_m) - r_f)$: es el exceso de rentabilidad del portafolio de mercado.

(r_m) : es rendimiento de mercado.

“El valor temporal del dinero está representado en la fórmula por la tasa libre de riesgo (*r_f*) y compensa a los inversores para colocar dinero en cualquier inversión durante un período de tiempo. La otra mitad de la fórmula representa el riesgo y calcula el monto de la indemnización que el inversor necesita, para asumir un riesgo adicional. Esto se calcula mediante la adopción de una medida de riesgo (beta¹⁵) que compara la rentabilidad del activo en el mercado durante un período de tiempo y con la prima de mercado (*$E(r_m) - r_f$*). En definitiva, el CAPM dice que el retorno esperado de un valor o una cartera es igual a la tasa libre de riesgo más una prima de riesgo. Si este rendimiento esperado no cumple con la rentabilidad exigida, entonces no debería llevarse a cabo la inversión” (Wikifix, 2016, p. 2)¹⁶.

Para países como Argentina, donde la tasa *r_f* y *r_m* pueden ser difíciles de determinar, es posible usar una variante del modelo del CAPM, que consiste, en primer lugar, en obtener el *K_e* usando la *r_f* y la *r_m* del mercado estadounidense y sumando luego el riesgo del país de origen de la empresa.

¹⁵ Beta toma diferentes valores según el comportamiento de la actividad respecto del mercado:

Si $\beta > 0$: se mueve en el mismo sentido que el mercado.

Si $\beta < 0$: se mueve en sentido opuesto al mercado.

Si $\beta > 1$: amplifica los movimientos del mercado.

Si $\beta < 1$: amortigua los movimientos del mercado.

¹⁶ Capital Asset Pricing Model – CAPM. (n.d.). En Wikifix, extraído en enero de 2016 en: <http://www.wikifix.info/sp/capital-asset-pricing-model-capm/>

Esta adaptación del modelo CAPM, es de uso universal.

En este mismo sentido, como el β_{im} relaciona la volatilidad de la acción con la volatilidad del mercado, su aplicabilidad se limita a empresas cuyas acciones operan en el mercado público de valores, lo cual limita su uso en países con mercados de valores pequeños. Sin embargo, el modelo CAPM puede ser adaptado a empresas que no operan sus acciones en el mercado público de valores o no participan activamente en dicho mercado, a través de “Fórmula de Hamada”.

El cálculo de la Ecuación de Hamada se expresa de la siguiente manera:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{1 + (1 - t)D/P}$$

Donde:

β_U : es la beta apalancada o beta del patrimonio.

β_L : es la beta desapalancada o beta operativo.

t : es la tasa de impuestos.

D/P : es la relación de apalancamiento (Deuda/Patrimonio).

“Si se considera que no existen grandes diferencias en la gestión de la empresas del mismo sector, debido a los canales de comunicación actuales y la rapidez de apropiación de las novedades en este ámbito, se puede considerar que β_U representa no solo el β de la empresa no apalancada, sino también el β del sector, pues para una empresa no apalancada el único riesgo que afecta es el operativo, es decir, la variabilidad de la utilidad neta (la que reciben los accionistas) es la misma variabilidad de la utilidad operativa. En la práctica, este es el concepto que permite la adaptación del modelo CAPM en las empresas que no participan en el mercado público de valores” (Gallardo Vargas, 2011, p. 16-17).

3.1.2.2. Promedio Ponderado del Costo de Capital o Weighted Average Cost of Capital (WACC)

“El *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, se define como el costo promedio ponderado de la deuda financiera y el patrimonio de la firma. Es la tasa de descuento que debe utilizarse para descontar los flujos de fondos operativos al momento de valorar una empresa o proyecto utilizando el descuento de flujos de fondos” (Wikipedia, 2016, p. 1)¹⁷.

La necesidad de utilización de este método se justifica en que los flujos de fondos operativos obtenidos, se financian tanto con capital propio o de terceros. El WACC pondera los costos de cada una de estas fuentes de capital de la siguiente manera:

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d (1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Donde:

WACC: es la tasa de descuento de los fondos invertidos, considerando el factor riesgo y las distintas fuentes de financiamiento de la inversión.

Ke: es la tasa de rendimiento esperada de capital sobre el activo *i*. Generalmente se utiliza para obtenerla el método CAPM.

CAA: Capital aportado por los accionistas.

D: Deuda financiera contraída.

Kd: Costo de la deuda financiera.

T: Tasa de impuesto a las ganancias.

La principal ventaja del WACC es que determina el costo de la inversión independientemente de las fuentes de financiación, mientras que uno de sus principales inconvenientes es que supone que la estructura de capital se mantiene constante, por lo que no contempla la posibilidad de que en el futuro la empresa reduzca o aumente su nivel de endeudamiento.

¹⁷ Flujo de Fondos Descontados. (n.d.). En Wikipedia, extraído en enero de 2016 en: https://es.wikipedia.org/wiki/Flujo_de_fondos_descontados

3.1.3. Indicadores financieros: Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno, Período de Repago y Máxima Exposición

A continuación, se detallan los indicadores financieros que serán calculados a partir de resultado obtenido en el Flujo de Fondos Descontado.

3.1.3.1. Valor Presente Neto (VPN)

“El Valor Presente Neto, también conocido como Valor Actual Neto, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de descuento (WACC), representa el costo promedio de todas las fuentes de fondos (acciones y deuda), ponderando el peso relativo de las mismas en la estructura de pasivos de la empresa (o proyecto). Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado” (Wikipedia, 2016, p. 1)¹⁸.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Presente Neto es:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{FF_t}{(1 + WACC)^t} - I_0$$

Donde:

VPN: es el valor presente neto de los flujos de fondos del proyecto o empresa.

I₀: es la inversión inicial para poner en marcha el proyecto.

FF_t: es el valor nominal de los flujos de fondos de cada período *t*.

WACC: es la tasa de descuento, que es el coste de oportunidad de los fondos invertidos, considerando el factor riesgo y las distintas fuentes de financiamiento de la inversión.

n: es la cantidad de períodos proyectados.

¹⁸ Valor Actual Neto. (n.d.). En Wikipedia. Extraído en enero de 2016 en: https://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_netto

El resultado obtenido a partir del cálculo de la fórmula del Valor Presente Neto se interpreta de la siguiente manera:

Tabla 4: Significado del Valor Presente Neto

Valor	Significado	Decisión a tomar
VPN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida.	El proyecto puede aceptarse.
VPN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida.	El proyecto debería rechazarse.
VPN = 0	La inversión no produciría ganancias ni pérdidas.	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Fuente: Estrada, 2004, pp. 275-290

3.1.3.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

“La Tasa Interna de Retorno (TIR) de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión. En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el Valor Presente Neto es igual a cero” (Wikipedia, 2016, p. 1)¹⁹.

La TIR no depende de parámetros determinados por el mercado (tal como es el costo del capital); sino exclusivamente de los flujos de caja del proyecto considerado.

El cálculo de la Tasa Interna de Retorno se expresa de la siguiente manera:

$$TIR = \frac{-I + \sum_{t=1}^n FF_t}{\sum_{t=1}^n i * FF_t}$$

¹⁹ - Tasa Interna de Retorno. (n.d.). En Wikipedia. Extraído en enero de 2016 en: https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno

Donde:

TIR: es la Tasa Interna de Retorno.

I: es la inversión inicial para poner en marcha el proyecto.

FF_t: es el valor nominal de los flujos de fondos de cada período t.

n: es la cantidad de períodos proyectados.

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto o como un criterio de decisión sobre la aceptación o rechazo del mismo. Para ello, se compara con una tasa mínima o tasa de corte. Si la tasa de rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

La lógica de esta regla es que la tasa de descuento es también la tasa de corte o la rentabilidad aceptable mínima. Entonces, la regla dice que si la rentabilidad del proyecto es mayor que la tasa de corte, deberíamos invertir en el proyecto; en el caso contrario, no deberíamos hacerlos. Otra forma de ver la lógica que hay detrás de esta regla, es que la TIR, por definición, es la tasa de descuento para la que el Valor Presente Neto de un proyecto es igual a cero. Entonces, cualquier proyecto que tenga una TIR mayor que la tasa de descuento, debe tener un VPN positivo y se debería aceptar. Cualquier proyecto con una TIR menor a la tasa de descuento, por otra parte, debe tener un VPN negativo y, por tanto, se debería rechazar. Finalmente, si se evalúan dos proyectos en competencia (que se excluyen mutuamente), se debería seleccionar aquel cuya TIR sea mayor.

En la planificación de proyectos de inversión, las empresas suelen establecer una Tasa de Rendimiento Requerida (TRR) para determinar el porcentaje de retorno mínimo aceptable que la inversión debe ganar para que valga la pena el proyecto. Cualquier proyecto con una TIR que supera la TRR es probable que se considere rentable, aunque las empresas no necesariamente realizan un proyecto sobre esta base. Más bien, es probable que persigan proyectos de mayor diferencia entre la TIR y la TRR, ya que serán los más rentables.

La TIR también se puede comparar con las tasas de rendimiento vigente en el mercado de valores. Si una empresa no puede encontrar ningún proyecto con una TIR superior a los rendimientos que se pueden generar en los mercados financieros, puede simplemente optar por invertir en los elementos tradicionales del mercado.

A pesar de que la TIR es una métrica atractivo para muchos, siempre se debe utilizar en conjunción con el VPN para obtener una imagen más clara del valor representado por un proyecto potencial que una empresa puede emprender. Si ambos enfoques entran en conflicto, la decisión debería basarse en el VPN.

Problemas con Tasa Interna de Retorno:

Mientras que la TIR es una métrica muy popular en la estimación de la rentabilidad de un proyecto, puede ser engañosa si se utiliza sola. En función de los costos de inversión inicial, un proyecto puede tener una TIR baja, pero un alto VPN, lo que significa que, si bien el ritmo de remuneración de un proyecto puede ser lento, este puede generar una gran cantidad de valor para la compañía.

Un problema similar surge cuando se utiliza la TIR para comparar proyectos de diferentes longitudes. Por ejemplo, un proyecto de corta duración puede tener una alta TIR, pero también puede tener un VPN bajo. Por el contrario, un proyecto más largo puede tener una TIR baja, obteniendo rendimientos en forma lenta y constante, que agregan una gran cantidad de valor a la empresa en el tiempo.

Otros problemas comunes que puede presentar esta métrica son:

- **Múltiples TIR:** En general, si una secuencia de flujos de caja experimenta n cambios de signo, el proyecto debería tener hasta n TIR distintas. En estos casos, la decisión de continuar adelante con el proyecto, o no, se debe tomar mediante el enfoque del VPN.

- **No hay TIR:** En caso de que un proyecto tenga VPN positivo para cada uno de los años del flujo de caja, la TIR no puede calcularse, por lo que la decisión se debe tomar utilizando el enfoque del VPN.

3.1.3.3. Período de Repago

“El Período de Repago (PR), también llamado Período de Recupero, puede ser definido como el lapso necesario para que las inversiones requeridas por el proyecto sean compensadas por los rendimientos netos previstos por su ejecución. Matemáticamente se podría expresar de la siguiente manera:

$$\sum_{t=1}^n (FF_t) = I_0$$

Donde:

FF_t : es el valor nominal de los flujos de fondos de cada período t .

I_0 : es la inversión inicial para poner en marcha el proyecto.

n : es la cantidad de períodos para recuperar la inversión inicial.

La idea básica subyacente en este método es medir la velocidad de recuperación de la inversión requerida, de modo que, cuanto más breve sea el lapso necesario al efecto, mayor será el atractivo que presenta el proyecto. Es decir, este criterio tiene la premisa implícita de que, a mayor velocidad de recuperación, mayor será la rentabilidad que puede esperarse del proyecto.

El cálculo consiste en ir restando a la inversión realizada lo recuperado en cada período, hasta que se produzca el recupero total de lo invertido. Luego, se cuentan los períodos que se tardó en recuperarse lo invertido, y ese valor debe ser comparado con un parámetro de referencia preestablecido. Dicho parámetro recibe el nombre de Período de Repago de Corte (PRC)” (De la Fuente, 2001, p. 29-30).

De acuerdo a lo descripto anteriormente el criterio de decisión será el siguiente:

PRC < PR → se rechaza el proyecto

PRC > PR → se acepta el proyecto

Ventajas y desventajas:

- Simplicidad de su cómputo y comprensión.
- No toma en cuenta la magnitud de los retornos esperados luego de producido el repago, ni tampoco "el valor del dinero en el tiempo", dado que los flujos de fondos se suman sin actualizar.
- La determinación del PRC es subjetiva.
- Presenta dificultades cuando existen flujos intermedios con signos alterados.
- No permite comparar, en forma directa, proyectos mutuamente excluyentes.

3.1.3.4. Máxima Exposición

“Es la capacidad financiera que le exige el proyecto al inversor, consistente en el volumen de fondos del que debe disponer el inversor para financiar el proyecto antes de comenzar a recuperar la inversión. Se determina calculando las sumatorias acumuladas de flujos de fondos de cada período e identificando el monto negativo de mayor magnitud” (Aliberti Carlos, 2001).

Ventajas y desventajas:

- Sencillez conceptual.
- No tiene en cuenta la rentabilidad del proyecto.
- Falta de consideración del valor del dinero en el tiempo.

3.2. Resultados

3.2.1. Cálculo del WACC para PAE

Para el cálculo de la WACC intervienen tres elementos: (i) el costo del patrimonio, (ii) el costo de la deuda y (iii) la estructura de capital o financiera.

i. Costo del Patrimonio (CAPM)

Como consecuencia de la escasa información que se dispone del mercado de valores de Argentina, la información necesaria para el cálculo del **Costo del Patrimonio**, se referencia a mercados bursátiles más grandes y complejos, como el de Estados Unidos. Posteriormente, se procederá a calcular el costo del patrimonio, apalancando la beta del sector con el endeudamiento de PAE y ajustando el resultado por el “Riesgo país” de Argentina.

A continuación se transcribe la ecuación del CAPM y la fuente de cada uno de sus componentes. Adicionalmente, en la Tabla 5, puede observarse el Costo de Patrimonio obtenido.

$$K_e = rf + \beta_{im} (E(r_m) - rf) + Rp$$

Tabla 5: CAPM

Tasa Libre de Riesgo	rf	3,2%
Beta	β_{im}	0,8
Premio por el Riesgo del Mercado	$(E(r_m) - rf)$	3,5%
Riesgo País	Rp	7,6
Costo del Patrimonio	Ke	13,8%
Beta desapalancado del sector		0,9
Relación Patrimonio/Deuda	$D/(CAA+D)$	83,5%

Fuente: Elaboración propia

- **Tasa libre de riesgo: 3,2% (fuente: Bloomberg).**

El valor tomado como referencia corresponde a la rentabilidad de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento a 30 años. Con el objeto de contemplar diversas cuestiones que pueden ocurrir en la economía, se tomó como lapso de tiempo el promedio de los últimos 60 meses.

- **Premio por el riesgo de mercado: 3,5% (fuente: Damodarán).**

Este valor corresponde a la diferencia entre los promedios históricos de la rentabilidad por invertir en acciones y la rentabilidad de los Bonos del Tesoro. Se utilizó el promedio geométrico de la serie de datos correspondiente a los últimos 35 años.

- **Beta del sector y Beta apalancada: 1,13 (fuente: Damodarán).**

Para calcular este valor, se utilizó el Beta Desapalancado del sector al que pertenece la empresa (*Oil/Gas - Production and Exploration* de los Estados Unidos). Teniendo presente esta información, se procedió a apalancar el beta contemplando el nivel de endeudamiento de PAE. Para expresar la β desapalancada en función de la β apalancada se utilizó la fórmula "Formula de Hamada".

- **Prima por riesgo país: 7,6% (fuente: Bloomberg).**

Corresponde al spread que, por encima de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos, exigen los inversionistas en los mercados internacionales para negociar los bonos de deuda soberana Argentina con el objeto de mostrar el valor presente del costo de incumplimiento. Para ello, se tomó el valor correspondiente al promedio de la Prima por Riesgo País de los últimos 60 meses, de manera tal de contemplar las distintas fluctuaciones que puede sufrir la economía tales como crisis internacionales o elecciones presidenciales.

ii. Costo de la Deuda.

Se tomó como referencia los “Términos y Condiciones” ofrecidos a PAE por Bancos de primera línea, para colocar deuda en dólares a largo plazo por un importe superior a US\$ 200 millones. **Yield to Maturity (YTD): 8.625%.**

iii. Estructura de Capital o Financiera.

Se utilizó la estructura según valor en libros que actualmente tiene la empresa (se asume que la empresa se mueve con la misma estructura de capital que el promedio de la industria).

De esta manera, se procede a calcular el **Costo del Capital**, utilizando la fórmula del **WAACC** mencionada anteriormente.

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA+D} + K_d (1 - T) \frac{D}{CAA+D}$$

Tabla 6: WACC

Costo del Patrimonio	K_e	13,8%
Relación Deuda/Patrimonio	$D/(CAA+D)$	83,5%
Costo de la Deuda	K_d	8,6%
Tasa II.GG.: 35%	$(1-T)$	65%
Relación Patrimonio/Deuda	$CAA/(CAA+D)$	16,5%
Costo del Capital	WACC	12,5%

Fuente: Elaboración propia

3.2.2. Variables y Supuestos del Flujo de Fondos

Para realizar la evaluación económica del proyecto, el armado del Flujo de Fondos requiere considerar las siguientes variables: (i) el volumen de reservas, (ii) las inversiones, (iii) los gastos incrementales y, (iv) el precio.

i. Volumen de Reservas:

Los datos básicos que permitieron realizar la presente estimación surgen de la categoría “Reservas Comprobadas No Desarrolladas” incluidas dentro de la Certificación presentada a la Secretaría de Energía de la Nación en los términos de la Resolución 324/2006.

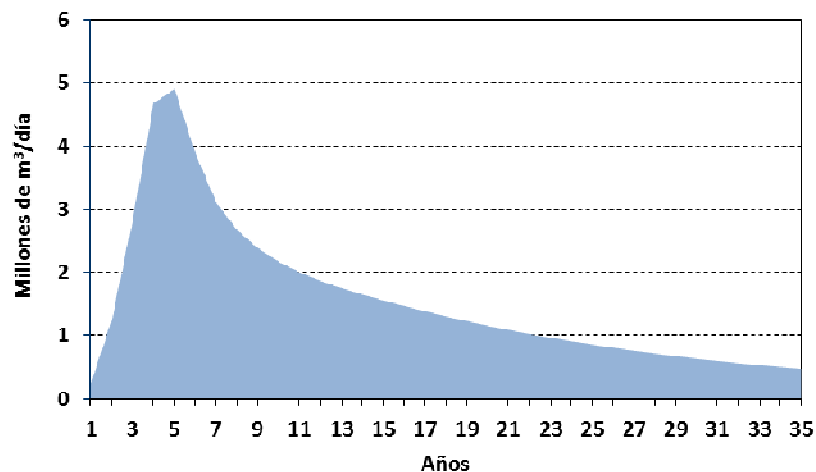
Supuesto utilizados:

- **Plazo:** 35 años (corresponde al plazo de duración de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos de acuerdo con la ley N° 27.007).
- **Plan de desarrollo:**
 - Consiste en la perforación de aproximadamente 100 pozos, considerando más de un pozo tipo de acuerdo a los datos productivos que surgen de la Certificación de Reservas presentada a la Secretaría de Energía.
 - Cabe destacar que el perfil productivo de cada uno de estos “pozos tipo” define el volumen total de recursos extraíbles. Estos se caracterizan por tener niveles muy elevados de producción al inicio de su ciclo de vida, para luego declinar rápidamente, y estabilizarse en valores bajos durante 20 o 30 años.

- Los volúmenes de líquidos son muy poco significativos por tratarse de un “tight gas”.
- La infraestructura necesaria para la extracción de los hidrocarburos se encuentra analizada en la sección correspondiente a inversiones.

En función de estos supuestos, en la Gráfico 16 se muestra el volumen proyectado de reservas de gas.

Gráfico 16: Reservas de gas natural Proyecto No Convencional



Fuente: Certificación de Reservas presentada a la Secretaría de Energía / PAE

ii. Inversiones:

Las inversiones correspondientes al desarrollo de los volúmenes estimados precedentemente, se detallan en la Tabla 7.

Supuestos utilizados:

- El “Costo por Pozo” disminuye con el transcurso de los años a raíz de la eficiencia que se obtiene a partir del aprendizaje en el tiempo.

- El importe correspondiente a la inversión en Perforación y Completación es significativo debido a la necesidad de realizar perforaciones dirigidas²⁰ y a la fracturación hidráulica²¹ propia de los hidrocarburos no convencionales.

Tabla 7: Inversiones Proyecto No Convencional

Año	Número de Pozos #	Costo por Pozo Millones US\$	Total Perf. & Compl. Millones US\$	Sísmica / Estudios Millones US\$	Tratamiento y Compr. Millones US\$	Conexionado de Pozos Millones US\$	Otros Millones US\$	Total Millones US\$
2016	5	13	66	0	1	4	2	73
2017	21	12	254	0	37	25	2	318
2018	33	9	309	13	69	33	3	426
2019	31	8	244	0	46	25	3	317
2020	12	8	94	0	5	9	1	110
Total		0,0	967	13	158	96	10	1.244

Fuente: Elaboración Interna

- El detalle de los rubros “Tratamiento y Compresión”, “Conexionado de Pozos” y “Otros” se describen en la Tabla 8.
- Los importes más significativos correspondientes a los rubros descriptos precedentemente pertenecen a la Planta de Tratamiento de Gas y a la Compresión necesarias para poner el gas en condiciones de ser inyectado a los gasoductos.

²⁰ La perforación dirigida tiene por objeto alcanzar yacimientos apartados de la línea vertical de perforación. Básicamente consiste en perforar en forma vertical hasta una profundidad determinada para luego hacerlo en forma horizontal o diagonal con el objeto de entrar en contacto con una mayor superficie de la formación. Estos pozos son más productivos y costosos.

²¹ La fracturación hidráulica es una técnica que se realiza en un pozo previamente perforado y consiste en generar uno o varios canales de elevada permeabilidad a través de la inyección de agua a alta presión, de modo que supere la resistencia de la roca y que abra una fractura controlada en el fondo de pozo, en la sección deseada de la formación contenedora del hidrocarburo. Con el fin de evitar el natural cierre de la fractura, en el momento en que se relaja la presión hidráulica que la mantienen abierta, se bombea, junto con el agua, un agente de sostenimiento, comúnmente arena, que mantiene la fractura abierta de un modo permanente.

Tabla 8: Detalle de Inversiones en Instalaciones

Detalle Instalaciones (en Millones de US\$)		2016	2017	2018	2019	2020	Total
Tratamiento y compresión	Bateria	1	9	7	2	0	19
	Planta de Tratamiento de Gas	0	0	22	10	0	32
	Compresión	0	28	34	26	5	93
	Mejoras Planta existente	0	0	4	0	0	4
	Inyección / Suministro Energía	0	0	0	4	0	4
	Instalaciones de captación	0	0	0	3	0	3
	Instalaciones para Agua	0	0	0	0	0	0
	Adecuación Sistema de Frío	0	0	1	1	0	2
	Sala de Control	0	0	0	0	0	0
Conexio- nado	Loop (5 MMm3/día)	0	8	7	0	0	16
	Conexionado de pozos	4	17	26	24	9	80
Otros	Locaciones	1	2	3	3	1	9
	Recalificacion	2	0	0	0	0	2
Total		7	64	104	73	15	264

Fuente: Elaboración propia en base a información interna de PAE

iii. Gastos:

En función de las evaluaciones realizadas y de las características propias de la industria para este tipo de desarrollo, se estima que los *Gastos Variables Incrementales* para este proyecto ascienden a **2,5 US\$/boe**.

iv. Precio:

- **Líquidos:** para el año 2016, se utilizó como referencia el precio de comercialización del crudo tipo "Medanito" regulado por la Secretaría de Energía de la Nación.

En cambio, para los años subsiguientes, se utilizó el precio publicado por la U.S. Energy Information Administration: **50 US\$/bb²²**.

²² U.S. Energy Information Administration | Short-Term Energy Outlook

- **Gas:** para los años 2016 y 2017, se utilizó **7,5 US\$/MMBTU**, que es el precio correspondiente al “Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, cuya vigencia se extiende hasta el año 2017.

En cambio, para el año 2018 y siguientes, se evaluaron dos alternativas:

- a) Utilizar el precio correspondiente al sector industrial, único segmento no regulado del país, con un precio promedio de **4 US\$/MMBTU** de acuerdo a lo visto en apartado correspondiente a “Plazos Contractuales y Precios de Mercado”.

Este supuesto se sustenta en que, por disposición de la Secretaría de Energía, la demanda del sector industrial es la última en ser satisfecha en caso de que no exista suficiente gas natural para abastecer a todos los consumidores del país.

De esta manera, cualquier volumen adicional que se genere, va a tener como destino este segmento.

- b) Calcular el **precio de gas necesario para que el Valor Presente del proyecto sea igual a cero**. Este cálculo tiene por objeto conocer cuál es el precio de venta mínimo o precio de corte para el cual el proyecto no arroja pérdida ni ganancia.

3.2.3. Flujo de Fondos y Análisis de Sensibilidad

A partir de los supuestos realizados (volumen de producción, gastos, inversiones y precio de petróleo), se procederá a analizar los dos escenarios de flujos de fondos enunciados en el apartado precedente. La única diferencia que se plantea entre ambos **es el precio de gas de largo plazo**, ya que el **Escenario 1** se calcula con el precio de gas correspondiente al segmento industrial y, el **Escenario 2**, con el precio mínimo que la empresa debería obtener para que el proyecto sea económicamente viable.

Los datos relevantes del proyecto para ambos escenarios son:

Tabla 9: Datos relevantes del proyecto

WACC	%	12,5%
<i>Producción de gas</i>	<i>Bcf</i>	702
<i>Inversiones</i>	<i>Millones de US\$</i>	777
<i>Gastos</i>	<i>Millones de US\$</i>	187
<i>Gastos/BOE</i>	<i>US\$/Boe</i>	2,5
<i>Inversiones/BOE</i>	<i>US\$/Boe</i>	10,2

Fuente: Elaboración propia

Los indicadores financieros que surgen del flujo de fondos correspondiente al **Escenario 1** son:

Tabla 10: Indicadores financieros – Escenario 1

Precio de Gas	US\$/MMBtu	4,0
<i>Tasa Interna de Retorno (TIR)</i>	<i>%</i>	5,8%
<i>Valor Presente Neto (VPN)</i>	<i>Millones de US\$</i>	-148
<i>Período de Repago</i>	<i>Años</i>	13,8
<i>Máxima Exposición</i>	<i>Millones de US\$</i>	-483

Fuente: Elaboración propia

La lógica de estos resultados indica que la tasa de descuento (WACC) es también la tasa de corte o rentabilidad aceptable mínima del proyecto. Entonces, para un precio de gas de largo plazo igual a 4 US\$/MMBTU, la rentabilidad del proyecto sería menor que la tasa de corte y el VPN negativo por lo que debería evaluarse invertir los fondos en otro proyecto.

Adicionalmente, el resto de los indicadores financieros muestran que para un precio de 4 US\$/MMBTU, se requieren fondos por casi US\$ 500 millones (Máxima Exposición) antes de que el proyecto comience a arrojar flujos positivos, situación que se produce a los 13,8 años (Período de Repago).

Por otra parte, en el **Escenario 2**, se procedió a calcular el precio de gas necesario para que el Valor Presente del proyecto sea igual a cero, de manera de determinar cuál es el precio de corte en el cual el proyecto no arroja ni pérdida ni ganancia.

**El precio de corte del proyecto en cual el VPN=0 es:
5,8 US\$/MMBTU**

Los indicadores financieros que surgen del flujo de fondos calculado con un precio de 5,8 US\$/MMBTU son:

Tabla 11: Indicadores financieros – Escenario 2

Precio de Gas	US\$/MMBtu	5,8
<i>Tasa Interna de Retorno (TIR)</i>	<i>%</i>	12,5%
<i>Valor Presente Neto (VPN)</i>	<i>Millones de US\$</i>	0
<i>Período de Repago</i>	<i>Años</i>	8,9
<i>Máxima Exposición</i>	<i>Millones de US\$</i>	-421

Fuente: Elaboración propia

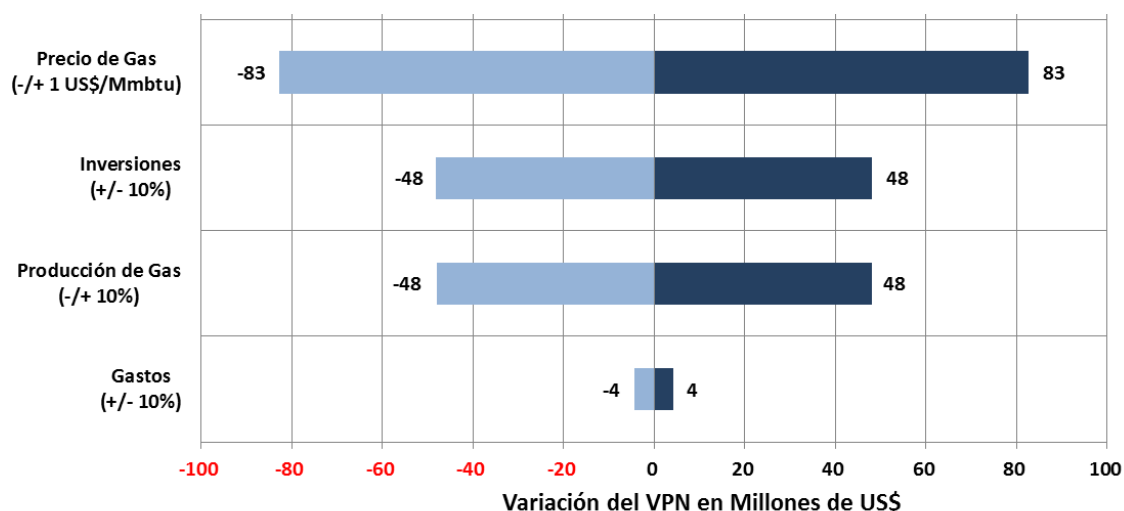
La lógica de estos resultados indica que el proyecto obtendría una tasa de rentabilidad que se iguala con su tasa de descuento (WACC) a **un precio de gas de largo plazo que se encuentre en el rango de los 5,5 a 6 US\$/MMBTU**.

Este orden de magnitud permite asegurar que en el contexto actual de precios de crudo extremadamente bajos, sea posible desarrollar este recurso de forma económicamente viable asegurando una fuente de energía clave para el desarrollo económico y social del país.

Adicionalmente, el resto de los indicadores financieros muestran que el período de repago se ubica cerca de los 9 años con un requerimiento de fondos, previo a la generación de flujos positivos, de alrededor de US\$ 400 millones (Máxima Exposición). Estos valores, resultan razonables para un proyecto de estas características y envergadura.

Finalmente, para este último escenario de precios, se procedió a realizar un análisis de sensibilidad sobre las 4 variables principales que tiene el proyecto (precio de gas, inversiones, producción y gastos) con el objeto de determinar su impacto sobre el VPN.

Gráfico 17: Análisis de sensibilidad



Fuente: Elaboración propia

Del cuadro precedente surgen las siguientes conclusiones:

- ✓ El proyecto es altamente sensible al precio del gas, ya que por cada dólar que aumente o disminuya, el impacto sobre el mismo es de aproximadamente US\$ 80 millones.
- ✓ Respecto a las inversiones y la producción, un aumento o disminución del 10% de las mismas repercute en aproximadamente US\$ 50 millones de dólares sobre el proyecto, siendo el impacto moderadamente significativo.
- ✓ El proyecto se muestra muy poco sensible a la variación de los gastos.

4. CONCLUSIONES

Durante el desarrollo del presente trabajo, hemos identificado que el petróleo y el gas no convencional presentan nuevas perspectivas alrededor de los hidrocarburos y que, Argentina se encuentra en una óptima posición para aprovechar esta oportunidad. Sin embargo, su desarrollo requerirá de políticas energéticas de largo plazo con el objeto de fomentar la inversión, incorporar nuevas tecnologías y promover la formación de personal especializado, priorizando el cuidado del medio ambiente.

La posibilidad de recomponer el precio de los productos energéticos, especialmente el del gas natural que en la actualidad se encuentra en un promedio cercano a los U\$S 2,7 MMBTU, jugará un papel relevante sobre el ritmo de inversión, ya que en este tipo de reservorios los costos son significativamente mayores a los registrados en los yacimientos convencionales como consecuencia de las avanzadas técnicas de producción.

Junto al precio recibido por la empresa, factores tales como las características geológicas del área y el monto de las inversiones, también jugarán un rol clave al momento de definir la economía de los proyectos no convencionales por lo que se requerirá eficiencia y eficacia con el objeto de optimizar los costos y los recursos. Además, la creación de incentivos fiscales y contractuales, el fortalecimiento en la provisión de infraestructura, insumos, maquinaria, tecnología y la participación de los grupos de interés, contribuirían hacia la economicidad de los proyectos y el desarrollo de estos recursos. *“Por esta razón es de vital importancia utilizar la experiencia de otros países e incorporar los avances tecnológicos y el desarrollo de capacidades hacia la reducción de costos”* (Arroyo & Perdriel, 2015, p. 103).

De acuerdo al análisis realizado en la presente tesis, se estima que para desarrollar el gas proveniente de reservorios no convencionales en Argentina, un productor privado de hidrocarburos privados como PAE necesita contar con un **precio de gas que se encuentre en un rango de 5,5 a 6 US\$/MMBTU.**

Si bien a priori puede parecer un precio de corte elevado, el mismo se encuentra dentro de los valores razonables para la industria a nivel mundial en este tipo de desarrollos. En este sentido, la Secretaría de Energía de Nación a través del “Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” y el “Programa Gas Plus”, ha aprobado en los últimos años precios que van desde los 4 US\$/MMBTU a los 7,50 US\$/MMBTU iniciando un camino que parece auspicioso.

De esta manera, cabe concluir que debido al elevado volumen de recursos no convencionales con el que cuenta, el país se encuentra frente a un cambio de paradigma a nivel energético. Sin embargo, si su extracción no resulta económicamente viable, los recursos permanecerán en el subsuelo, en un contexto caracterizado por el déficit energético y el agotamiento de las reservas convencionales. Por esta razón, resulta prioritario definir una estrategia en materia de hidrocarburos no convencionales la cual se centre nuevamente en el Gas Natural. Y, en este sentido, será de vital importancia en los próximos años fortalecer el vínculo entre el estado, las empresas y las universidades con la finalidad de contribuir al desarrollo económico y el bienestar social del país a través de nuevas fuentes de energía como son los reservorios no convencionales de gas natural.

5. FUTURAS INVESTIGACIONES

Siendo el gas natural una fuente de energía clave para el desarrollo de la economía Argentina, en los últimos años se generó una demanda insatisfecha como consecuencia del crecimiento país y la caída en la producción, que fue necesario cubrir con creciente importaciones.

Debido a que los precios que la Argentina paga por sus importaciones de gas natural están atados al precio internacional del petróleo, el descenso experimentado por este último durante el año pasado, ha ubicado al precio de importación de gas natural cada vez más cerca del precio promedio que recibe el productor local. De esta manera, se abre para el país una oportunidad de diseñar un esquema de precio único cercano al de paridad de importación, que incentive producción, otorgue más certidumbre al inversor, y deje atrás los programas de estímulo utilizados en los últimos años.

Es por ello que en futuras investigaciones se pretende estudiar el precio de venta de gas natural que debería obtener un productor privado de hidrocarburos en la Argentina para que la explotación de gas natural sea rentable bajo un esquema de precios alineado con los internacionales.

Por otra parte, si bien existe consenso en que el gas natural seguirá teniendo un rol protagónico en la matriz energética Argentina, los nuevos desafíos globales y locales hacen imprescindible incorporar la sostenibilidad en el desarrollo energético nacional.

En particular, la incorporación de energías renovables se presentara como una de las alternativas más atractivas, ya que permitiría disminuir las emisiones de gases de efecto de invernadero, uno de los causantes del calentamiento global que está experimentando la Tierra, y al mismo tiempo también reduciría las necesidades de importación de energía del país, que tiene un fuerte impacto en la balanza comercial.

No obstante, para aprovechar estas fuentes de energía alternativas es necesario contar políticas públicas que permitan sentar las bases para una explotación más eficiente a través de medidas de promoción, tales como precios competitivos e incentivos fiscales, que contribuyan con el desarrollo de nueva tecnología.

En este sentido Argentina promulgó una ley de fomento del uso de fuentes renovables de energía, la cual prevé aumentar de 1% a 8% su participación en la matriz eléctrica nacional en 10 años. Además, la norma declara de interés nacional la generación de energía eólica, energía solar y energía geotérmica, entre otras, y promueve la inversión y el desarrollo de investigaciones, a través de incentivos fiscales y subsidios por cada kilovatio generado mediante fuentes no fósiles.

Es por ello que en futuras investigaciones se pretende estudiar el rol de las políticas públicas en materia de energías renovables tanto en la Argentina como en el resto del mundo, y determinar (utilizando la misma metodología empleada en el presente trabajo) el precio de venta que debería obtenerse para que este tipo de energía sea rentable para un productor privado de hidrocarburos en la Argentina que quiera ampliar su portafolio de negocios.

6. BIBLIOGRAFÍA

- Alberti, C. (2011, Noviembre 12). Preparación y evaluación sobre los Proyectos de Inversión. Extraído en Abril de 2016 del sitio web del CPCECABA en: <http://www.consejo.org.ar/coltec/astrella.htm>
- Arroyo & Perdriel. (2015). *Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe*, Series CEPAL.
- Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Petroleros. (2013, Octubre). *Petróleo y gas en la Argentina: cuencas productivas*. Extraído de la página web de la revista Ciencia Hoy en: <http://cienciahoy.org.ar/2013/10/petroleo-y-gas-en-la-argentina-cuencas-productivas/>
- Balbina & Marcó. (2014). Informe sobre el mercado del Gas Natural. *Demanda y Oferta de gas natural*, pp. 3-6. Extraído de: <http://www.unsam.edu.ar/escuelas/economia/Ciepe/pdf/Informe%20Gas%20-%20WEB%20-%20CENTRO.pdf>
- Barreiro & Masarik. *Los reservorios no convencionales, un fenómeno global*. (2011, Abril). Revista Petroquímica, p.10.
- Bertenasco, L. (2014). *Gas Natural en Argentina, historia y prospectiva*. Extraído de la página web de la Revista Petroquímica en: <http://revistapetroquimica.com/gas-natural-en-argentina-historia-y-prospectiva/>
- BP, (2015, Junio), BP Statistical Review of World Energy 2015. Extraído en <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-natural-gas-section.pdf>
- Capital Asset Pricing Model - CAPM. (n.d.). En *Investopedia*, extraído en enero de 2016 en: <http://www.investopedia.com/terms/c/capm.asp>
- Capital Asset Pricing Model – CAPM. (n.d.). En *Wikifix*, extraído en enero de 2016 en: <http://www.wikifix.info/sp/capital-asset-pricing-model-capm/>
- Carignano, A. (2011, Octubre). ¿Qué es el gas no convencional?. Voces en el Fénix, 10, pp. 31-35.
- Damoradan, A. (n.d.). *Data: Current*. Extraído de la página web Damadoran online en: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html

- De Antonio & Torvisco. (2014, Marzo 20). Rusia maneja la llave del gas que consume Europa. Extraído en Enero de 2016 de la página web de la Radio y Televisión Española en: <http://www.rtve.es/noticias/20140320/crisis-ucrania-reabre-debate-sobre-dependencia-europea-del-gas-ruso/890642.shtml>
- De la Fuente, G. (2001). *Evaluación Económico Financiera de Proyectos de Inversión* [Power Point Slides]. Extraído de la página web de Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ciencias Económicas, sitio web: <http://www.econ.uba.ar/...financiera/De%20La%20Fuente/.../Evaluacion%20de%20Proyectos%20de%20Inversion.pps>
- El Patagónico. (2009, Octubre 12). *Schlumberger evaluó los cuatro yacimientos no convencionales del país*. Extraído en <http://www.elpatagonico.com/schlumberger-evaluo-los-cuatro-yacimientos-no-convencionales-del-pais-n673575>
- Estrada, J. (2004). Finanzas en pocas palabras – Un compañero eficiente para las herramientas y técnicas financieras. En Pearson Prentice Hall (Ed.), *El valor actual neto (NPV) y la tasa interna de rentabilidad (IRR)* (pp. 275-290). Buenos Aires.
- Flujo de Fondos Descontados. (n.d.). En *Wikipedia*. Extraído en enero de 2016 en https://es.wikipedia.org/wiki/Flujo_de_fondos_descontados
- Fracturación hidráulica. (n.d.). En *Wikipedia*. Extraído en abril de 2016 en https://es.wikipedia.org/wiki/Fracturaci%C3%B3n_hidr%C3%A1ulica
- Frers, C. (2010, Marzo 16). La importancia de las energías alternativas. Extraído en Abril de 2016 de: <http://www.biodisol.com/cambio-climatico/la-importancia-de-las-energias-alternativas-por-cristian-frers-energias-renovables-cambio-climatico/>
- Gallardo Vargas, D. (2011). *Metodología para el cálculo del WACC y su aplicabilidad en la valoración de inversiones de capital, en empresas no cotizantes en bolsa*. Cali, Universidad ICESI, Facultad de Ciencias Administrativas y Económicas.
- Gas Natural Comprimido. (n.d.). En *Wikipedia*. Extraído en abril de 2016 en https://es.wikipedia.org/wiki/Gas_natural_comprimido
- Herrera García, B. (2008). Acerca de la tasa de descuento en proyectos. Extraído de: http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/publicaciones/quipukamayoc/2008_1/a11.pdf

- *Hidrocarburos no convencionales. Situación actual.* (2015, Abril 27). Extraído en Enero de 2016 de la página web de Tierra y Tecnología en: <http://www.icog.es/TyT/index.php/2015/04/hidrocarburos-no-convencionales-situacion-actual/>
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. (2009). *El abecé del petróleo y del gas: en el mundo y en la Argentina.* Extraído en: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. (2013). *Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.* Extraído en: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/aspectos-tecnicos-estrategicos-y-economicos-del-transporte-y-la-distribucion-de-gas
- KPMG. (2014). *Estudio económico sobre recursos convencionales, shale oil & shale gas en Argentina: situación actual y perspectivas.* Extraído en: <http://www.kpmg.com/ar/es/foro-energia/enfoques/encuestas-vision-futuro/paginas/estudio-economico-sobre-recursos-convencionales.aspx>
- KPMG. (2014). *Modificación de la Ley de Hidrocarburos – Comparación con la legislación de Brasil y México y efectos a futuro.* Extraído en: <http://www.kpmg.com/ar/es/foro-energia/enfoques/impuestos-aspectos-regulatorios/paginas/modificacion-de-la-ley-de-hidrocarburos-2014.aspx>
- Ministerio de Energía de la Nación Argentina. (n.d.). *Producción de petróleo y gas.* Extraído de la página web del Ministerio de Energía de la Nación Argentina en: <http://www.energia.gov.ar/home/>
- Miranda, E. (2016, Marzo 16). *Un plan para el sector energético.* Extraído en: <http://ar.bastiondigital.com/notas/un-plan-para-el-sector-energetico>
- Montamat, D. (2015). *La energía en el debate macroeconómico* [Power Point Slides]. En http://www.spe.org.ar/events/VII_SE_2015/16%20Junio/04_Mesa_2-Montamat.pdf
- Montamat, D. (2016, Enero 3). *A YPF le conviene más enfocarse en el gas natural.* Extraído en Marzo de 2016 del sitio web de puntal.com.ar en: <http://www.puntal.com.ar/notiPortal.php?id=175568>
- Mundoquímica. (n.d.) *Aplicación industrial de los Hidrocarburos.* Extraído de: <https://mundoquimica.wordpress.com/164-2/>

- Pan American Energy. (n.d.). *Acerca de la empresa*. Extraído de la página web de Pan American Energy en: <https://www.pan-energy.com/es-ar/company/Paginas/default.aspx>
- *Por qué aumentó el uso del gas en América Latina?*. (27 de marzo de 2016). Extraído en Marzo de 2016 de la página web de Página Siete en: <http://www.paginasiete.bo/inversion/2016/3/27/por-aumento-america-latina-91111.html>
- *¿Por qué baja el petróleo en el mundo?*. (2016, Enero 17). Extraído en Marzo de 2016 de la página web de La Voz del Interior en: <http://www.lavoz.com.ar/negocios/por-que-baja-el-petroleo-en-el-mundo>
- Rodríguez Vázquez & Aca Varela. (2009). *El flujo de efectivo descontado como método de valuación de empresas mexicanas en el periodo 2001–2007*. Puebla Departamento de Finanzas y Contaduría, Universidad de las Américas.
- *Shale gas puede dotar el 10% de la oferta gasífera de la región*. (15 de marzo de 2015). Extraído en Marzo de 2016 de la página web de Página Siete en: <http://www.paginasiete.bo/inversion/2015/3/15/shale-puede-dotar-oferta-gasifera-region-50121.html>
- *Tarifas y Precios de gas Natural. El trampolín Residencial*. (2015, Abril 27). Extraído en Enero de 2016 de: <http://www.lenergygroup.com/tarifas-y-precios-de-gas-natural/>
- Tasa Interna de Retorno. (n.d.). En *Wikipedia*. Extraído en enero de 2016 en https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno
- U.S. Information Administration. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Top 10 countries with technically recoverable shale gas resources, 10*. Extraído en: <https://www.eia.gov/>
- U.S. Information Administration. (2016). *Short-Term Energy Outlook*. Extraído en: <https://www.eia.gov/>
- Valor Actual Neto. (n.d.). En *Wikipedia*. Extraído en enero de 2016 en https://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_neto
- Vázquez, L. (2016, Enero 15). *Energía a partir del gas natural [Web log]*. Extraído de: http://miblogdeenergia.blogspot.com.ar/2013_01_01_archive.html