



Tesis de Maestría

De la administración de la escasez a la administración de la abundancia: principales desafíos para un desarrollo sustentable de los recursos de gas no convencional de Vaca Muerta

Alumna: Cecilia Soledad Sada

Tutor: Leonardo Monsalvo

Lugar: Buenos Aires, Argentina

Fecha: 03 de abril de 2020

MBA Intensivo 2018

AGRADECIMIENTOS

Muchas son las personas que han contribuido al proceso y conclusión de este trabajo.

En primer lugar, quiero agradecer a mi esposo Federico por su amor, paciencia y apoyo a lo largo de estos dos años que duró la maestría y por ser el primero en alentarme cuando decidí emprender este nuevo desafío.

En segundo lugar, a mis padres Silvia y Gerardo por siempre creer en mí y por inculcarme valores tan fundamentales como el de superación y perseverancia que me guiaron no solo a lo largo de la carrera académica sino durante mi vida para ser una mejor persona.

También, a todos los profesores y mis compañeros de la Universidad Torcuato Di Tella por haber hecho de este MBA una experiencia única e inolvidable que sin duda ha sido muy enriquecedora en lo personal y profesional.

Para terminar, quiero dedicar esta tesis especialmente a mis abuelos Héctor y Manuel quienes donde sea que estén de seguro estarán orgullosos de verme concretar esta etapa.

RESUMEN

Mucho se ha hablado sobre las cuantiosas reservas de gas no convencional que posee la República Argentina, especialmente en la provincia de Neuquén. La formación Vaca Muerta, situada en la cuenca Neuquina, ha sido calificada como un recurso de clase mundial y una gran oportunidad para el país de generar energía abundante y a precios competitivos, generando razonables expectativas respecto de las posibilidades de volver a recuperar el autoabastecimiento perdido como consecuencia de una desacertada conducción en materia energética.

Durante los últimos años, se dieron las condiciones para que la producción del gas no convencional de Vaca Muerta creciera sustancialmente, lo cual ha verificado su potencialidad, y nos obliga a pensar de forma completamente distinta. La última década estuvo signada por un proceso de profunda escasez, agravado por la dependencia sobre el gas de la matriz energética. Hoy en día, la Argentina se encuentra en una etapa de transición, en la cual los problemas de la administración de la escasez parecen haber sido reemplazados por los de la administración de la abundancia. En este contexto cabe preguntarse: **¿Cuáles son las condiciones necesarias para viabilizar un desarrollo masivo y sustentable del gas no convencional de Vaca Muerta?**

Para que el desarrollo de Vaca Muerta sea exitoso y pueda ser explotado en niveles realmente competitivos, más allá de la cuestión de los precios, es prioritario que bajo una visión clara de país, el Estado reconfigure su política económica y brinde un marco regulatorio que garantice reglas de juego claras y transparentes. Sin previsibilidad y sin estabilidad en las políticas públicas que definen el destino energético del país se hará muy difícil atraer las inversiones de capital necesarias, que en gran medida deberán provenir de empresas extranjeras.

Finalmente, para explotar sus recursos a gran escala, en forma continua y a largo plazo, serán factores claves: el acceso del gas natural al mercado internacional, para que la demanda no detenga la expansión de la oferta, y la ampliación de la infraestructura de transporte que permita evacuar la creciente producción.

Palabras clave: No convencional, Vaca Muerta, recursos, gas natural, política económica, marco regulatorio, mercado internacional, infraestructura.

ÍNDICE	
AGRADECIMIENTOS	2
RESUMEN	3
LISTA DE TABLAS	7
LISTA DE FIGURAS	8
INTRODUCCIÓN	11
MARCO TEÓRICO	14
CAPÍTULO I: GAS NATURAL COMO FUENTE DE ENERGÍA	14
1.1. Matriz energética en el mundo y en la Argentina	14
1.2. Evolución de la matriz de energía primaria argentina	16
1.3. Evolución de la matriz de generación eléctrica argentina	18
1.4. Matriz energética mundial para 2040	21
CAPÍTULO II: PETRÓLEO Y GAS NO CONVENCIONALES	23
2.1. Proceso de generación de los hidrocarburos	23
2.2. Reservorios convencionales y no convencionales	25
2.3. Proceso de perforación y extracción de los recursos no convencionales.....	26
2.3.1. La perforación del pozo	27
2.3.2. La fractura hidráulica o fracking	28
2.4. Recursos no convencionales en el mundo y en la Argentina.....	30
2.4.1. Los recursos shale en el mundo	31
2.4.2. Los recursos shale en la Argentina	34
2.5. La revolución del shale en Estados Unidos	37
METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN	40
CAPÍTULO III: RECURSOS NO CONVENCIONALES DE VACA MUERTA .	41
3.1. El potencial de la formación Vaca Muerta	41
3.1.1. Reseña histórica sobre su descubrimiento	41
3.1.2. Caracterización de los recursos shale de Vaca Muerta.....	42
3.1.3. Reservas y recursos	48
3.2. La evolución del desarrollo de Vaca Muerta	51
3.2.1. Principales players	52
3.2.2. Principales proyectos	54
3.2.3. Inversiones.....	57
3.2.4. Reducción de costos	62
3.2.5. Aumento en la productividad	64
3.2.6. Producción de gas natural.....	68
3.2.7. Reservas de gas natural.....	71

3.3. Coyuntura actual de Vaca Muerta.....	73
CAPÍTULO IV: MARCO REGULATORIO E IMPREVISIBILIDAD DE PRECIOS DEL GAS NATURAL	76
4.1. Reseña de las principales leyes y regulaciones durante y desde el abandono de la convertibilidad	76
4.2. Política energética durante la década de los noventa hasta el colapso de la convertibilidad	76
4.3. Política energética del modelo post-convertibilidad (2003-2015).....	78
4.3.1. Ajustes de precios del gas natural por categoría de usuario final.....	80
4.3.2. Suspensión de las exportaciones de gas natural	81
4.3.3. La creación de Energía Argentina S.A.	81
4.3.4. Extensión de las retenciones a la exportación de gas natural	82
4.3.5. Programas de estímulo a la oferta de gas natural: Resolución 752/2005, Gas Plus y Plan Gas I, II y III	83
4.3.6. La estatización de YPF	86
4.4. Reversión del declino de la producción de gas natural (2015-2020).....	87
4.4.1. Programa de estímulo a la producción de gas no convencional: Resolución 46-E/2017	89
4.4.2. Balance comercial energético	90
4.4.3. Subsidios al sector energético.....	92
4.4.4. Subastas de gas natural	94
CAPÍTULO V: ANÁLISIS DEL SECTOR GASÍFERO ARGENTINO.....	95
5.1. Breve reseña histórica del gas en la Argentina	95
5.2. Sistemas de transporte y distribución del gas natural	96
5.2.1. Transportadora de Gas del Norte.....	97
5.2.2. Transportadora de Gas del Sur	98
5.2.3. Redes de distribución	99
5.2.4. Gasoductos internacionales	103
5.2.5. Factor de carga del sistema de transporte	103
5.3. Demanda de gas natural	104
5.3.1. Demanda interna desagregada	107
5.3.2. Exportaciones	110
5.4. Oferta interna de gas natural	111
5.4.1. Importaciones	114
CAPÍTULO VI: CONDICIONES PARA EL DESARROLLO DEL GAS NO CONVENCIONAL DE VACA MUERTA	118
6.1. Análisis FODA	118



6.2. Política económica, marco regulatorio y calidad institucional	119
6.3. Expansión de la demanda.....	121
6.4. Inversiones en infraestructura	123
6.4.1. Tren Norpatagónico	123
6.4.2. Gasoducto troncal Neuquén - Litoral	124
6.4.3. Planta de licuefacción de gas natural.....	126
6.4.4. Industrialización del gas natural	127
CONCLUSIONES	129
BIBLIOGRAFÍA	132
ANEXOS	137
Anexo I: Distribución de fluidos de la formación Vaca Muerta.....	137
Anexo II: Materias primas petroquímicas, productos petroquímicos básicos, intermedios y finales	138

LISTA DE TABLAS

- Tabla 1.* Evolución oferta total primaria por fuente (kTEP), Argentina 1970-2018.
- Tabla 2.* Indicadores geológicos de Vaca Muerta y otros shales de Estados Unidos.
- Tabla 3.* Estructura de costos pozos shale oil y shale gas.
- Tabla 4.* Evolución de la producción de gas natural por tipo de recurso, 2009-2019.
- Tabla 5.* Reservas probadas de gas natural por tipo de recurso, 2017-2018.
- Tabla 6.* Concesiones con mayor incremento de reservas probadas de gas natural.
- Tabla 7.* Potencia instalada Transportadora de Gas del Norte.
- Tabla 8.* Potencia instalada Transportadora de Gas del Sur.
- Tabla 9.* Evolución gas natural entregado por tipo de usuario, total sistema, 2009-2019.
- Tabla 10.* Evolución oferta interna de gas natural desagregada por origen, 2009-2019.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.* Oferta total primaria por fuente, Argentina 2017.
- Figura 2.* Oferta total primaria por fuente, mundial 2017.
- Figura 3.* Evolución oferta total primaria por fuente, Argentina 1970-2018.
- Figura 4.* Potencia instalada por fuente de generación, Argentina 1970-2018.
- Figura 5.* Potencia instalada de generación térmica por tipo de tecnología, Argentina 1970-2018.
- Figura 6.* Hidrocarburos separados en sus fases.
- Figura 7.* Esquema de un pozo vertical (izquierda) y un pozo horizontal (derecha).
- Figura 8.* Esquema de un pozo horizontal con detalle del encamisado.
- Figura 9.* Composición del fluido de fractura hidráulica.
- Figura 10.* Mapa de cuencas con potencial evaluado de shale gas y shale oil.
- Figura 11.* Principales países con reservas de shale gas en el mundo.
- Figura 12.* Principales países con reservas de shale oil en el mundo.
- Figura 13.* Recursos shale gas en formaciones sedimentarias en la Argentina.
- Figura 14.* Recursos shale oil en formaciones sedimentarias en la Argentina.
- Figura 15.* Cuencas prospectivas con recursos shale analizadas por la EIA.
- Figura 16.* Ubicación geográfica de Vaca Muerta.
- Figura 17.* Reservas y Recursos de gas natural convencional y no convencional.
- Figura 18.* Reservas y Recursos de petróleo convencional y no convencional.
- Figura 19.* Superficie en acres por compañía en Vaca Muerta.
- Figura 20.* Estado actual del desarrollo no convencional en la cuenca Neuquina.
- Figura 21.* Principales proyectos en Vaca Muerta.
- Figura 22.* Pozos horizontales terminados en los primeros años de desarrollo.
- Figura 23.* Inversión real extranjera y argentina en Vaca Muerta (2012-2017).
- Figura 24.* Representantes del gobierno nacional, empresas y sindicatos en la firma del acuerdo de flexibilidad laboral para impulsar el desarrollo de Vaca Muerta.
- Figura 25.* Evolución de pozos shale gas perforados a Vaca Muerta.
- Figura 26.* Evolución de pozos shale oil perforados a Vaca Muerta.
- Figura 27.* Evolución de pozos perforados convencionales y no convencionales.
- Figura 28.* Evolución de los costos de desarrollo y lifting cost para shale oil - Loma Campana YPF.
- Figura 29.* Evolución de los costos de desarrollo y lifting cost para shale gas - El Orejano YPF.

- Figura 30.* Productividad promedio por pozo según año de inicio shale oil.
- Figura 31.* Productividad promedio por pozo según año de inicio shale gas.
- Figura 32.* Evolución de la cantidad de fracturas en Vaca Muerta por operadora, 2016-2019.
- Figura 33.* Evolución cantidad de fracturas por longitud de rama horizontal, 2016-2019.
- Figura 34.* Evolución de la producción de gas natural por tipo de recurso, 2009-2019.
- Figura 35.* Evolución de la producción de gas natural no convencional, 2009-2019.
- Figura 36.* Producción acumulada de shale gas en Vaca Muerta, 2011-2019.
- Figura 37.* Evolución de reservas probadas de gas natural y horizonte de reservas, 2009-2018.
- Figura 38.* Evolución de precios promedio anuales del gas natural, 2010-2019.
- Figura 39.* Evolución de la producción, consumo y reservas probadas de gas natural, 1980-2018.
- Figura 40.* Evolución de las exportaciones e importaciones de gas natural, 2001-2014.
- Figura 41.* Balance comercial energético, 1990-2019*.
- Figura 42.* Evolución de los subsidios económicos en % del PBI, 2012-2019*.
- Figura 43.* Evolución de los subsidios a la energía en % del PBI, 2012-2019*.
- Figura 44.* Mapa de transportistas y licenciatarias de distribución del gas natural.
- Figura 45.* Gas entregado por transportistas a distribuidoras, 2019.
- Figura 46.* Participación relativa por licenciataria de distribución, 2019.
- Figura 47.* Flujo promedio entregado vs. capacidad nominal de transporte por gasoducto TGN.
- Figura 48.* Flujo promedio entregado vs. capacidad nominal de transporte por gasoducto TGS.
- Figura 49.* Participación gas natural entregado por tipo de usuario, 2019.
- Figura 50.* Evolución gas natural entregado por tipo de usuario, 2009-2019.
- Figura 51.* Evolución consumo mensual de gas natural por tipo de usuario, 2015-2019.
- Figura 52.* Evolución consumo de combustibles en centrales térmicas, 2014-2018.
- Figura 53.* Uso de la capacidad instalada mensual del sector petroquímico, 2012-2014.
- Figura 54.* Participación relativa oferta interna de gas natural según origen, 2019.
- Figura 55.* Evolución oferta interna de gas natural desagregada por origen, 2009-2019.
- Figura 56.* Evolución mensual oferta interna de gas natural desagregada por origen, 2015-2019.
- Figura 57.* Sistema de transporte y distribución del gas natural de la Provincia de Salta.

Figura 58. El Presidente de la Nación Mauricio Macri y el Ministro de Energía Javier Iguacel despiden el barco regasificador Exemplar del puerto de Bahía Blanca.

Figura 59. Proyecto tren Norpatagónico.

Figura 60. Proyecto gasoducto troncal Neuquén - Litoral.

Figura 61. Valor agregado al gas natural de Vaca Muerta.

INTRODUCCIÓN

La energía, lejos de ser un asunto exclusivamente técnico, forma parte esencial de nuestras vidas, afectando de forma directa a la economía, al medio ambiente, y a la geopolítica, y su correcto manejo resulta decisivo a la hora de asegurar nuestro desarrollo y el de las futuras generaciones.

El petróleo y el gas como fuentes de energía primaria han formado y van a continuar siendo, aunque con distintos grados de intensidad, una parte esencial de la matriz energética mundial y más aún de la matriz energética argentina, ya que en conjunto ambos hidrocarburos representan el 90% del abastecimiento energético nacional.

El desarrollo del sector gasífero en la Argentina se dio a partir de 1946. El creciente desarrollo de la industria gasífera a través de los años dio lugar a la apertura de mercados, iniciando las exportaciones de gas natural a Chile, Brasil y Uruguay y atrayendo inversiones en varios polos de desarrollo petroquímico con su principal exponente, el polo petroquímico en Bahía Blanca. Asimismo se ha fomentado el uso del gas natural en el mercado interno, lo que convirtió al país en uno de los más gasificados del mundo con un alto porcentaje de participación en su matriz energética. Hoy en día, el gas natural representa el 53% de la oferta primaria argentina, mientras que el 60% de la energía eléctrica consumida se genera en base a este hidrocarburo. De allí la importancia estratégica del desarrollo de su producción, sea de origen convencional o no convencional.

Desde principios de la década de 2000, el sector energético de la Argentina se ha caracterizado por un constante declino de la producción de petróleo y gas y un aumento sostenido de la demanda de energía. A lo anterior, se agregó un paulatino agotamiento de los recursos convencionales que desencadenó, hacia la década del 2010, en la pérdida del autoabastecimiento energético y la necesidad de comenzar a importar gas natural, fuel oil y gas oil para abastecer una demanda residencial en ascenso.

En los últimos años, la Argentina se ha apoyado en la exploración y explotación de sus recursos no convencionales para superar la crisis que aún atraviesa el sector y lograr recuperar el autoabastecimiento energético. Un reciente estudio de la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA¹, por sus siglas en inglés) ubicó a la Argentina en el segundo puesto de la lista de países que poseen los mayores recursos técnicamente recuperables en lo que hace al gas almacenado en las rocas generadoras,

¹ U.S. Energy Information Administration. Recuperado el 19 de enero de 2020, de <https://www.eia.gov/>

también conocidas como shale (el gas que se explota tradicionalmente, pero almacenado en formaciones geológicas no convencionales), sólo detrás de China. Y en el cuarto lugar para el caso del petróleo.

En los Estados Unidos, los hidrocarburos presentes en formaciones shale se han explotado masivamente durante la última década, con resultados tan exitosos que están cambiando el paradigma energético de ese país e, incluso, le han permitido convertirse en la nación con las mayores reducciones en emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera, debido al reemplazo del carbón por el gas natural. En este sentido, el gas es un combustible más limpio ya que sus emisiones son un 40-50% menores de las del carbón y un 25-30% menores de las del fuel-oil.

También en nuestro país, la extracción de hidrocarburos de reservorios no convencionales ha dejado de ser algo novedoso para convertirse en una realidad. Desde 2010 a la fecha, y con especial énfasis durante los últimos años, se han perforado alrededor de 1400 pozos a la formación Vaca Muerta, y se ha aprendido cada vez más sobre este abundante recurso. En algunos casos, incluso, la etapa exploratoria ha quedado atrás, para ingresar de lleno a proyectos piloto y de desarrollo activo, con importantes inversiones y excelentes resultados. Los datos relevados recientemente indican que la participación de los hidrocarburos no convencionales en el total de la producción del país es más que significativa y crece día tras día.

Por lo anterior, se podría decir que se ha logrado culminar el periodo de verificación de la potencialidad del gas no convencional de Vaca Muerta. Algunos años atrás sólo se hablaba de su potencial y no se verificaba un aumento sustancial de la producción. Las razones son variadas, y no escapan a cualquier otra actividad que quiera desarrollarse en el país: aprendizaje técnico, acceso a capitales, vaivenes políticos, shocks macroeconómicos, entre otros.

El objetivo general de la presente tesis consiste en determinar cuáles son las condiciones necesarias para viabilizar un desarrollo masivo y sustentable del gas no convencional de Vaca Muerta, tomando en consideración el potencial geológico del recurso y los avances obtenidos en materia de exploración y explotación en la última década; la historia de la política económica y regulatoria, sus impactos en el sector del *upstream* del gas, y el análisis del sector gasífero argentino.

En vista de lo anterior se plantea dar respuesta a varias preguntas. La primera ya está resuelta: el recurso es explotable desde el punto de vista geológico y técnico, asimismo

requerirá de una serie de condiciones para su explotación relacionadas con los siguientes interrogantes:

- ¿El país está preparado para incentivar un nuevo modelo de producción con bajo riesgo geológico, pero con mucha mayor inyección de capital?
- ¿Se puede producir a costos competitivos?
- ¿Existe la demanda que pueda absorber la creciente producción?
- ¿Existe la infraestructura necesaria para evacuar la producción?

A fin de dar respuestas a estas preguntas se plantea el siguiente desarrollo de contenidos que se divide en distintos capítulos respetando dos secciones principales: un Marco Teórico y una Metodología de Investigación.

El Marco Teórico incluye dos capítulos que tienen como finalidad introducir al lector acerca de la importancia de los hidrocarburos en la matriz energética mundial y en la Argentina donde existe un fuerte predominio del gas natural. Además, define los hidrocarburos no convencionales y sus diferencias respecto de los convencionales, y detalla las existencias de estos recursos en el mundo y en la Argentina.

Bajo la Metodología de Investigación se incluyen tres capítulos que se complementan en el análisis acerca de: los avances en materia de eficiencia de costos y productividad logrados en Vaca Muerta; el impacto de la política económica y del marco regulatorio en la búsqueda para atraer nuevas inversiones; la infraestructura de redes de transporte y distribución del sector gasífero; la demanda por sector, la oferta y las exportaciones e importaciones de gas natural.

Para finalizar, considerando el análisis y las conclusiones preliminares de los capítulos previos, se incluye un capítulo final en el cual se enumeran las condiciones necesarias y suficientes para una explotación masiva y sustentable de los recursos de Vaca Muerta.

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO I: GAS NATURAL COMO FUENTE DE ENERGÍA

1.1. Matriz energética en el mundo y en la Argentina

La matriz energética es una representación cuantitativa de la totalidad de energía que utiliza un país, e indica la incidencia relativa de las fuentes de las que procede cada tipo de energía: nuclear, hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica o combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural y el carbón.

En la Argentina, al igual que en el resto del mundo, se utiliza un alto porcentaje de hidrocarburos. El petróleo actualmente tiene una participación cercana al 35% de los consumos energéticos mientras que el gas natural representa el 53%, por lo que ambos hidrocarburos alcanzan una proporción cercana al 90% de la oferta energética del país. Con respecto al carbón, no se consume en cantidades significativas y solo representa un 2% del consumo energético total, a diferencia de otros países como China, los Estados Unidos o Alemania, donde el carbón es una de las fuentes de energía más utilizadas.

Por otro lado, en los últimos cuarenta años la energía hidráulica y la energía nuclear han crecido en su participación debido a que fueron utilizadas como fuentes de generación de electricidad, actualmente representan el 4% y 2% respectivamente de la energía consumida en el país. La energía eólica y la energía solar son aún incipientes, y no tienen un impacto considerable sobre la oferta total energética. Sin embargo, en virtud de la Ley N° 27.191 de fomento a la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, se prevé que progresivamente adquieran mayor relevancia para la generación de energía eléctrica y que para el año 2025 alcancen un 20% de participación en la oferta energética total del país.

En la Figura 1 se puede observar la importancia de los hidrocarburos en la matriz energética argentina donde representan casi el 90% de la energía que se consume en el país y se destaca un fuerte predominio del gas natural. En comparación con la matriz energética mundial, en la Figura 2 se puede observar la importancia de los combustibles fósiles que representan el 80% del consumo energético en el mundo y, a diferencia de lo que ocurre en la Argentina, se destaca el carbón con una alta participación del 27%.

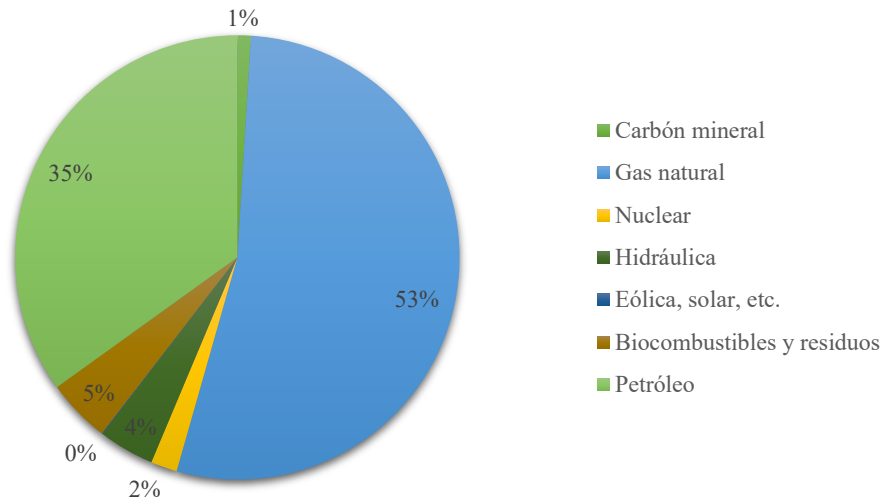


Figura 1. Oferta total primaria por fuente, Argentina 2017.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la IEA (2019).

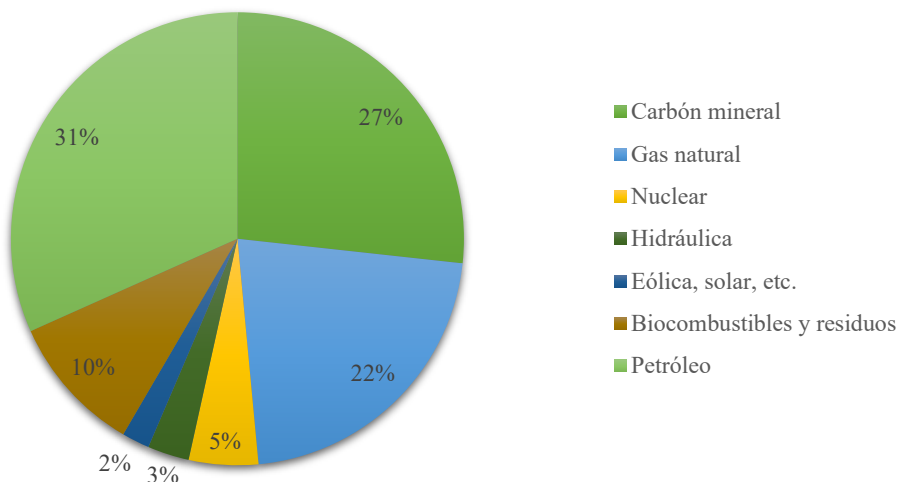


Figura 2. Oferta total primaria por fuente, mundial 2017.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la IEA (2019).

El gas natural tuvo un gran desarrollo en el país que comenzó a fines de la década del cuarenta con la construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires que unió los yacimientos gasíferos de Comodoro Rivadavia con la ciudad de Buenos Aires. El propósito de este gasoducto de casi 1850 Km de longitud fue movilizar los enormes volúmenes de gas natural, que para ese entonces eran considerados un subproducto no deseado de la extracción de petróleo, para contribuir al abastecimiento de las necesidades calóricas del país, esto es: cocinas, calefones y estufas; y así disminuir sensiblemente la importación de combustibles (principalmente carbón).

La profundización del desarrollo del gas natural en la Argentina tuvo lugar en la década del setenta con el descubrimiento del mega yacimiento Loma de la Lata en la provincia del Neuquén. A través de la explotación de esta abundante reserva gasífera se fomentó el consumo de gas natural que, no solo se convirtió en un importante componente de la matriz eléctrica argentina, sino también de la matriz energética en general, constituyéndose hacia el año 2000 en la principal fuente de energía de la oferta primaria del país. A partir de ese año su consumo se incrementa a una tasa cercana al 3.3% anual duplicándose cada 20 años.

1.2. Evolución de la matriz de energía primaria argentina

La energía primaria está constituida por las fuentes de energía en estado propio que se extraen de los recursos naturales de manera directa, como es el caso de las energías hidráulica, eólica y solar; mediante un proceso de prospección, exploración y explotación, como es el caso del petróleo y el gas natural; o bien mediante recolección, como es el caso del carbón mineral. En algunos casos, la energía primaria puede ser consumida directamente, sin mediar un proceso de transformación.

En la Tabla 1 y en la Figura 3 se observa la evolución de la oferta total primaria del país durante el periodo 1970-2018. Se puede destacar la mayor participación del gas natural a partir de la década del setenta con el descubrimiento del yacimiento gasífero Loma de la Lata, y la disminución de la participación del petróleo desde entonces. Sin embargo, la importancia que han tenido ambos hidrocarburos en conjunto ha crecido durante los últimos cincuenta años alcanzando una participación cercana al 90% de los consumos energéticos del país como se explicó al comienzo del Capítulo (Sección 1.1).

Además, se puede observar para dicho periodo la gradual incorporación de la energía hidráulica y en menor medida de la energía nuclear; y un consumo reducido en el uso del carbón mineral.

Tabla 1. Evolución oferta total primaria por fuente (kTEP²), Argentina 1970-2018.

Año	Carbón mineral	Gas natural	Nuclear	Hidráulica	Biocombustibles y residuos	Petróleo	Eólica, solar, etc.	Total
1970	425	11049	963	1157	636	24416	0	38646
1980	300	20871	1446	1446	443	23794	0	48300
1990	937	18836	1897	1537	1722	21069	0	45998
1995	957	23294	1841	2307	2645	22823	0	53867
2000	509	30436	1609	2474	2956	23472	3	61459
2005	840	35819	1791	2924	2271	22948	6	66599
2010	993	37986	1868	2888	2759	31442	2	77938
2015	1049	42947	1860	3271	3505	32117	53	84802
2017	825	45127	1619	3427	3908	29489	54	84449
2018	1179	40196	1850	3500	4008	23434	259	74426

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la IEA y de la SE³ (2019).

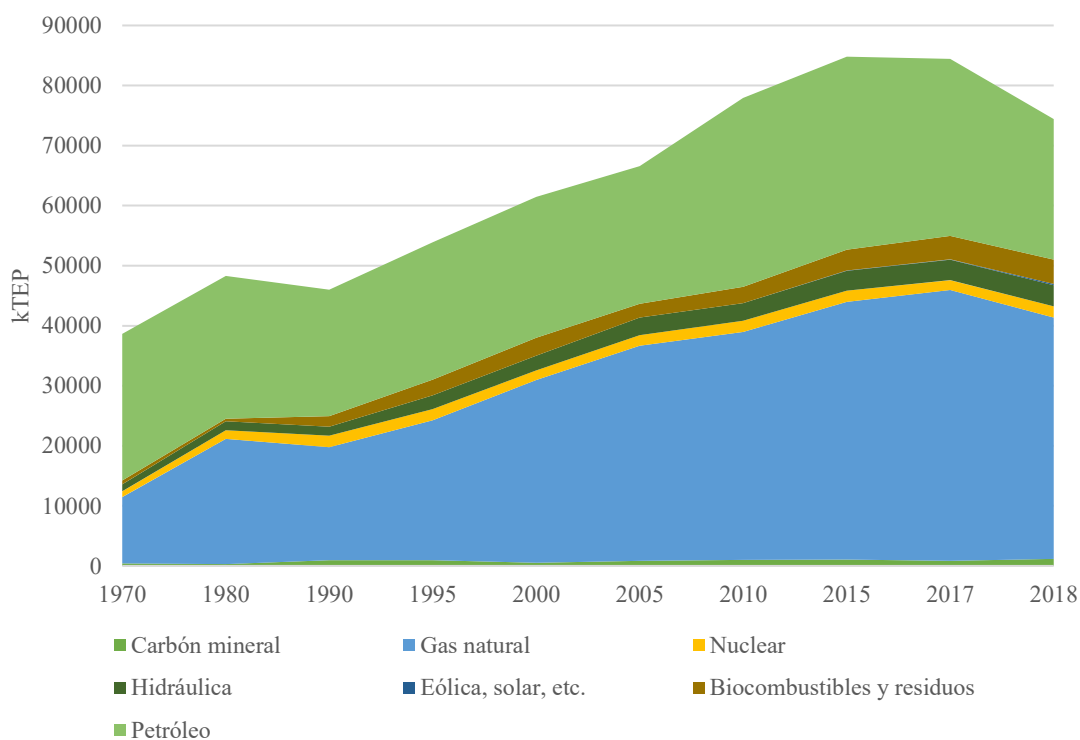


Figura 3. Evolución oferta total primaria por fuente, Argentina 1970-2018.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la IEA y de la SE (2019).

² La tonelada equivalente de petróleo (kTEP, en inglés TOE): es una unidad de energía. Su valor equivale a la energía que rinde una tonelada de petróleo, la cual, como varía según la composición química de éste, se ha tomado un valor convencional de: 41,868,000,000 J (julios) = 11,630 kWh (kilovatios-hora).

³ Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado el 22 de diciembre de 2019, de:

<https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia>

1.3. Evolución de la matriz de generación eléctrica argentina

La electricidad es una fuente de energía secundaria que puede ser generada a partir de varias fuentes de energía primaria: en las centrales o usinas térmicas que utilizan carbón, gas natural, fuel oil o gas oil; en las centrales nucleares que utilizan uranio 235; en las centrales hidroeléctricas que utilizan la energía del agua; en los parques eólicos que utilizan la energía del viento; y en los módulos fotovoltaicos que utilizan la energía del sol.

El gas natural se ha constituido en el combustible más económico para la generación de electricidad ofreciendo las mejores oportunidades en términos de economía, eficiencia y reducción del impacto ambiental, ya que produce una menor emisión de dióxido de carbono a la atmósfera resultando un combustible más limpio que otros como el carbón, fuel oil o gas oil.

En las centrales térmicas de ciclo combinado la producción de energía eléctrica se lleva a cabo a través de dos ciclos diferentes, uno a turbinas de gas y otro a turbinas de vapor. El calor no utilizado por uno de los ciclos se emplea como fuente de calor del otro, de esta forma los gases calientes de escape del ciclo de turbinas de gas entregan la energía necesaria para el funcionamiento del ciclo de vapor acoplado. Esta configuración permite un muy eficiente empleo del gas natural ya que, para generar una misma cantidad de energía eléctrica, precisa de hasta un 35% menos de combustible que las centrales convencionales basadas en la combustión de carbón o fuel oil. Otros beneficios de los ciclos combinados con respecto a las centrales térmicas convencionales, basadas en la combustión de carbón o fuel oil, son: reducciones de hasta el 60% en las emisiones de dióxido de carbono y 57% en las de óxidos de nitrógeno, y la eliminación de compuestos sulfurados y partículas. Además, requieren un consumo reducido de agua de aproximadamente un tercio de lo que consume una central de ciclo simple.

Para analizar la evolución de la matriz de generación eléctrica argentina y el rol que ha desempeñado el gas natural como fuente de generación de electricidad, a continuación se incluyen dos figuras que representan la evolución de la potencia instalada (en MW⁴) por tipo de fuente de generación: térmica, hidráulica, nuclear y renovable (Figura 4); y la evolución de la potencia instalada de generación térmica por tipo de tecnología: turbina

⁴ El vatio o *watt* (símbolo: W) es la unidad derivada del Sistema Internacional de Unidades (SI) para la potencia. Debido a que el vatio es una unidad pequeña, es común expresar la potencia también en kilovatios (kW = 1000 W) o megavatios (MW = 1,000,000 W).

a vapor, turbina a gas, motor diesel de baja potencia y ciclos combinados (Figura 5); para el periodo 1970-2018.

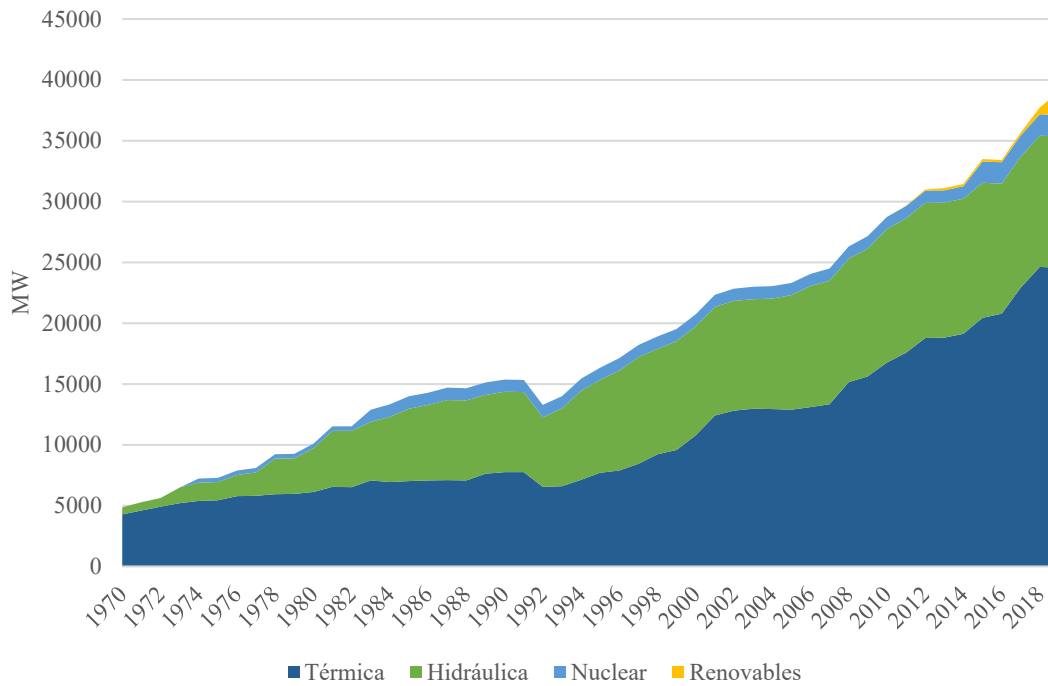


Figura 4. Potencia instalada por fuente de generación, Argentina 1970-2018.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019).

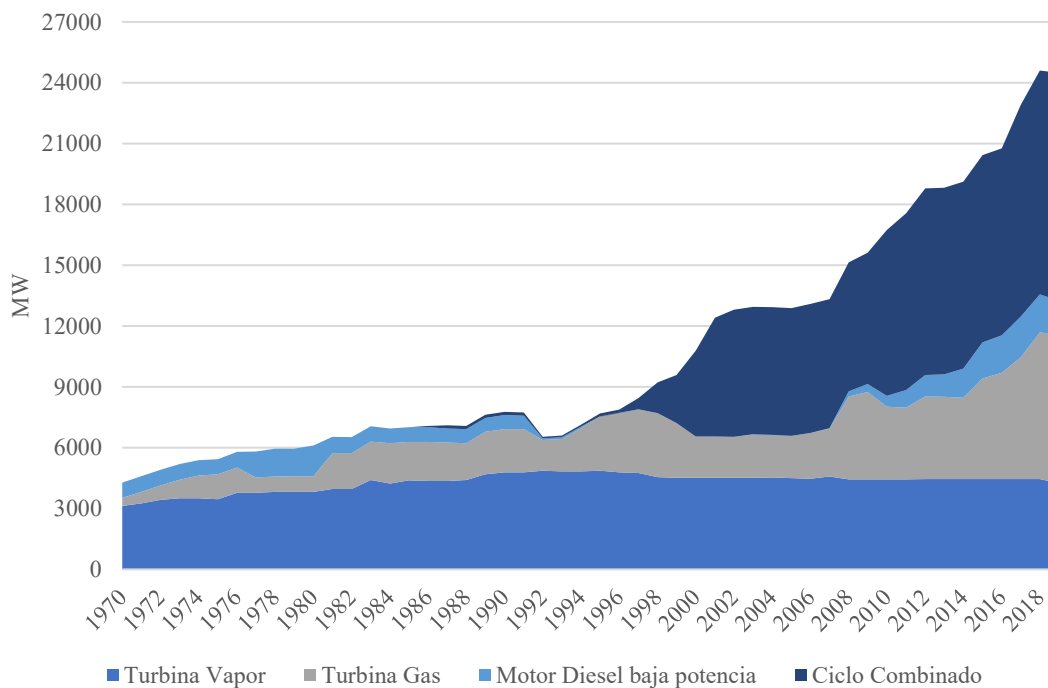


Figura 5. Potencia instalada de generación térmica por tipo de tecnología, Argentina 1970-2018.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019).

En el subperiodo comprendido entre 1970 y 1990 la potencia instalada de generación térmica se mantuvo en crecimiento, aunque moderado, gracias a la inserción del gas natural proveniente del yacimiento Loma de la Lata en la cuenca Neuquina. Este gas se utilizó en primera instancia para sustituir a los combustibles líquidos derivados del petróleo, lo cual implicó la modificación o el agregado del equipamiento de generación eléctrica, en este caso la instalación de turbinas a gas, que complementaron o suplantaron a las usinas a vapor, o bien, estas se readaptaron para quemar gas, además de fuel oil y gas oil. Al mismo tiempo, en las décadas de los 70s y 80s, tuvo un importante despliegue la obra hidráulica que multiplicó la capacidad de generación de electricidad en más de cinco veces.

A partir de la década de los 90s, el desarrollo masivo del yacimiento Loma de la Lata disponibilizó abundante cantidad de gas natural a bajo costo y, en adición a esto, las reformas en el mercado de electricidad basadas en la remuneración por eficiencia motivaron a una modernización del parque de generación de electricidad, por lo que el desarrollo de los múltiples recursos hidráulicos de la Argentina ya no tuvo sentido económico.

La corriente de inversiones en generación térmica dio lugar a un proceso de modernización basado en la instalación de equipos de ciclo combinado. Esta tecnología lideró el crecimiento de la infraestructura del parque térmico desde la segunda mitad de la década de los 90s, pasando de una participación del 2.3% en 1996 a un considerable 46.3% en 2001, para estabilizarse en un 60% en la actualidad.

Si bien el consumo de gas natural se intensificó al compás del crecimiento de la tecnología de ciclo combinado, a partir del año 2004 el proceso de incorporación de crecientes cantidades de gas se vio interrumpido por lo que Argentina se vio obligada a importar energía, entre ellas combustibles como gas natural (por caño desde Bolivia y por barco en forma de GNL⁵), gas oil y fuel oil, para poder abastecer su demanda interna.

En lo que respecta a la energía nuclear como fuente de generación de electricidad, la concreción de su uso se materializó con las primeras centrales atómicas que se instalaron con el propósito de cerrar el ciclo del uranio dentro del país y de esta forma se afianzó como una tecnología alternativa y complementaria a la matriz eléctrica argentina conservando una participación del 5% desde mediados de los noventa.

⁵ Gas Natural Licuado (GNL): es el gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para monetizar reservas remotas y aisladas, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad.

Finalmente, del lado de las energías renovables, si bien desde 2006 se cuenta con una ley de fomento nacional para el uso de fuentes de energía renovables destinada a la producción de energía eléctrica, y compromisos internacionales asumidos en relación con la cobertura de la demanda eléctrica a partir de fuentes renovables (20% en 2025), no fue hasta 2016 con el lanzamiento del programa RenovAr y sus sucesivas rondas de licitaciones que se han incorporado a la generación proyectos con participación creciente de industria local y desarrollo tecnológico nacional. No obstante, y como se explicó al inicio del Capítulo, aún estas fuentes son incipientes y no tienen una participación considerable en la matriz eléctrica del país.

1.4. Matriz energética mundial para 2040

En el reciente informe “World Energy Outlook 2019” (Perspectiva Energética Mundial 2019), la Agencia Internacional de Energía⁶ (IEA, por sus siglas en inglés) pronostica que la demanda energética mundial crecerá más de 25% para el año 2040 y que requerirá una inversión anual superior a los US\$ 2 billones para suplirla.

De acuerdo con la agencia, este incremento en la demanda energética mundial podría ser incluso del doble si el consumo no incrementa su eficiencia. Este panorama propiciará que el gas natural escale al segundo lugar de las energías más utilizadas, tras superar al carbón. Se postulará como la fuente idónea para reducir la contaminación e impacto ambiental a la atmósfera mientras las energías renovables ganen mayor peso en la matriz energética mundial. En este sentido, se estima que la demanda de gas natural crecerá en un 1.6% anual hasta 2045. Para ese entonces, será un 45% más alta que en la actualidad. “El gas natural es el combustible fósil de más rápido crecimiento en el Escenario de Políticas Establecidas⁷, anteriormente conocido como Escenario de Nuevas Políticas, superando al carbón para el año 2030 para convertirse en la segunda fuente de energía más grande después del petróleo”, señaló el informe.

China tendrá un papel vital en el mercado gasífero. Ya el país asiático es el primer importador de petróleo y carbón del mundo, y se prevé que pronto se convierta también en el primer comprador de gas natural. El mercado asiático en general concentrará la mayor demanda energética para 2040. Según el informe de la IEA, las economías

⁶ International Energy Agency. Recuperado el 18 de diciembre de 2019, de: <https://www.iea.org/>

⁷ Escenario de Políticas Establecidas: incorpora las intenciones y objetivos de políticas actuales, además de las medidas existentes. El objetivo es reflejar los planes de hoy e ilustrar sus consecuencias.

emergentes del continente representarían aproximadamente la mitad del crecimiento de la demanda total de gas y sus importaciones crecerán un 60% en los próximos 22 años. El creciente desarrollo del comercio mundial de gas natural, respaldado por la revolución del shale en los Estados Unidos y la mayor oferta de GNL, continúa acelerando la transformación de los mercados mundiales de gas. Aunque es prematuro hablar de un mercado global de gas similar al del petróleo, la comercialización de GNL se ha expandido sustancialmente en volumen desde el año 2010 y ha alcanzado mercados previamente aislados. Gracias a esto y a la creciente demanda de las economías en desarrollo de todo el mundo, se espera que el comercio de GNL se duplique para el 2040. Estados Unidos representa el 40% del crecimiento total de la producción de gas hasta 2025, después las fuentes de crecimiento se vuelven más diversas a medida que la producción de shale gas de Estados Unidos se aplana y la producción de gas no convencional de otras regiones aumenta. La producción estadounidense de bajo costo mantiene los precios del Henry Hub⁸ relativamente bajos hasta mediados de la década de 2020, pero los niveles crecientes de comercio mundial de GNL eventualmente comienzan a reducir la brecha entre los precios regionales.

⁸ El Henry Hub es un centro importante del comercio entre los diferentes ductos de gas natural ubicada en Luisiana. El precio del Henry Hub se utiliza como referencia para el precio del gas natural en los Estados Unidos por los contratos de NYMEX (New York Mercantile Exchange).

CAPÍTULO II: PETRÓLEO Y GAS NO CONVENCIONALES

2.1. Proceso de generación de los hidrocarburos

La teoría universalmente aceptada es que los hidrocarburos se formaron a partir de restos de seres vivos. Esta teoría, conocida como “teoría orgánica”, considera que el petróleo y el gas se generaron en ambientes acuáticos, a partir de material orgánico proveniente de microorganismos –fundamentalmente plancton–, cuya abundancia en los océanos superaba entonces y supera hoy, por mucho, a todas las otras formas de vida.

A medida que los microorganismos morían, se acumulaban en el lecho de estuarios, mares y lagos, mezclados con otros materiales; una capa sobre otra, en un proceso de miles a millones de años. Los que estaban abajo se iban hundiendo por el peso de nuevos sedimentos acumulados sobre ellos. Estos restos orgánicos, entonces, quedaron sometidos a condiciones de elevada presión y temperatura, en un ambiente de ausencia de oxígeno, en una especie de formidable “cocina geológica”.

Millones de años de grandes presiones y temperaturas, en ausencia de oxígeno, empezaron a producir cambios en la materia orgánica. Aquellos innumerables microorganismos que alguna vez habían habitado las aguas se convirtieron primero en un material parafínico, conocido como “querógeno” –que aún es posible encontrar en algunas formaciones–, para luego transformarse en compuestos líquidos y gaseosos: petróleo y gas. A este proceso se lo conoce como “catagénesis”. La roca en la que se produjo este proceso de sedimentación y transformación se conoce como “roca generadora” y pueden ubicarse hoy a grandes profundidades, incluso superiores a los 3000 metros, aunque debido a los movimientos tectónicos, en algunos lugares puede aflorar sobre la superficie. Está compuesta, en su mayor parte, por arcillas con un pequeño contenido de arenas y material carbonático. Dependiendo de su composición, es habitual denominarla con el término extranjero “*shale*”, también, como “lutita” o “esquistos”.

Una de las características principales de esta roca generadora es su relativa baja porosidad y escasa permeabilidad (semejante, para dar una idea, a la del asfalto de la ruta). Es decir que, en la roca generadora, el petróleo y el gas se encuentran encerrados u ocluidos en millones de poros microscópicos, sin contacto entre ellos. Por este motivo, los hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escapar de ella.

Pero, se sabe, la corteza terrestre se mueve. Y esos movimientos, sumados al propio proceso de generación de los hidrocarburos, fueron rompiendo la roca generadora y produciendo innumerables fisuras. A través de estas pequeñísimas fisuras, parte de los

hidrocarburos pudo escapar. Las fisuras, entonces, se convirtieron en verdaderos caminos por los cuales una parte del petróleo y del gas contenidos en la roca generadora pudo liberarse de ella y comenzar a migrar hacia otras formaciones, más porosas y permeables. Formaciones a través de las cuales el petróleo y el gas podían moverse con mayor facilidad, debido a que sus poros se encuentran conectados entre sí.

Los hidrocarburos que lograron escapar de la roca generadora lo hicieron generalmente hacia la superficie (el lento movimiento ascendente de estos fluidos se conoce como “migración”). Durante la migración, muchas veces, los hidrocarburos se encontraron en su camino con alguna estructura impermeable que les impidió continuar con su desplazamiento. Estas estructuras son conocidas como “trampas”. Una vez retenidos por las trampas, los fluidos se ubicaron según su densidad formando un casquete de gas en la parte superior, en equilibrio con el petróleo líquido en el centro, y acompañado por agua que se acumula en la parte inferior.

Sin embargo, no todos los hidrocarburos pudieron abandonar la roca generadora y migrar hasta llegar a las trampas. Gran parte del gas y del petróleo quedó allí, en la roca que los generó, en las formaciones shale, sin migrar jamás, algo que se conoce desde hace muchos años. De hecho, siempre se supo que las rocas generadoras contenían gran cantidad de hidrocarburos. El problema era que la tecnología existente no servía para extraerlos en forma económica y sustentable.

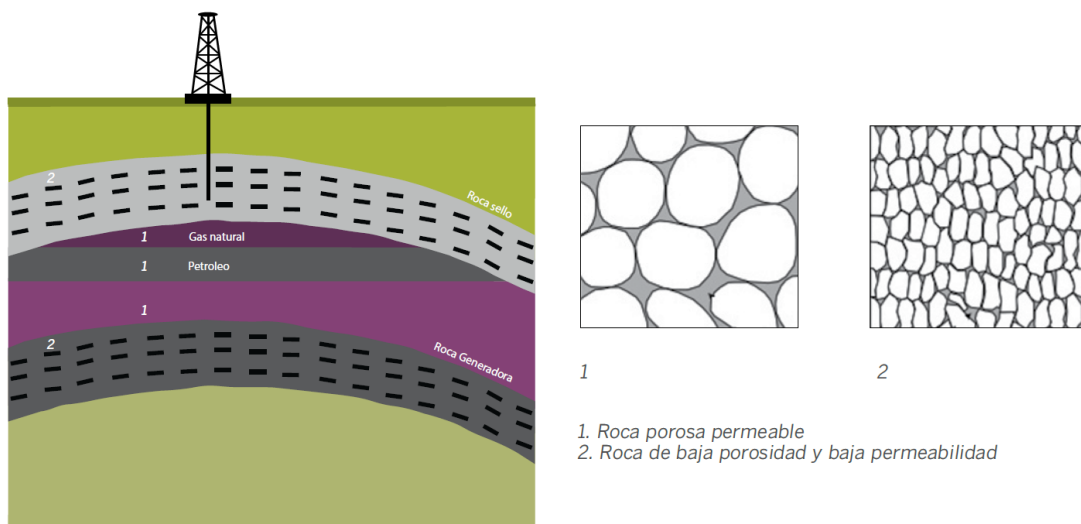


Figura 6. Hidrocarburos separados en sus fases.

Fuente: IAPG⁹ (2015).

⁹ Instituto Argentino del Petróleo y Gas. Recuperado el 21 de enero de 2020, de:

http://www.iapg.org.ar/web_iapg/

2.2. Reservorios convencionales y no convencionales

En los reservorios convencionales, las características porosas y permeables de las rocas que los conforman permiten que los hidrocarburos contenidos en sus poros microscópicos bajo ciertas condiciones fluyan hacia el pozo. En general, estos reservorios pueden ser desarrollados a través de pozos verticales con las técnicas utilizadas tradicionalmente y con buen caudal de producción, que incluyen técnicas de estimulación especiales (como la estimulación hidráulica) para mejorar la permeabilidad del reservorio.

Se le dio el nombre de “no convencional” a todo reservorio que difiere de las trampas “convencionales”. En la actualidad, 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. Bajo la categoría de reservorios no convencionales, y con distinta complejidad, se incluyen numerosos tipos:

- Gas y petróleo en rocas generadoras (*shale gas/shale oil*): son las formaciones generadoras de los sistemas petroleros convencionales. Son rocas sedimentarias de grano fino, con variable cantidad de carbonatos, sílica o cuarzo y arcillas, más un alto contenido de materia orgánica. Se denomina shale gas y shale oil al gas y al petróleo que se encuentran entrapados en la roca generadora en la que se formaron. Aunque su existencia se conoce desde hace mucho tiempo, como recurso económicamente viable apenas cuenta con unas cuantas décadas, esto es debido a lo dificultoso que ha resultado extraer el hidrocarburo de este tipo de rocas. Las técnicas cada vez más avanzadas de perforación horizontal y de fractura hidráulica han permitido su explotación de forma económicamente rentable y con creciente productividad.
- Reservorios compactos (*tight gas/tight oil*): es definición arbitraria que no depende de la conformación y composición de la roca, sino de su permeabilidad¹⁰ (facilidad de los fluidos para moverse dentro de ella), que es tan baja, que no permite el flujo de los hidrocarburos hacia el pozo. Se denomina tight gas y tight oil al gas y al petróleo que se encuentran entrapados en una roca reservorio

¹⁰ El límite se establece normalmente en base al parámetro de permeabilidad que se suele fijar en el valor de 0.1 mD (mildarcy), es decir, un valor de permeabilidad muy bajo. Sencillamente, con valores de permeabilidad mayores que 0.1 mD el reservorio será catalogado como convencional y con permeabilidades menores de 0.1 mD, la roca reservorio será catalogada como no convencional y el hidrocarburo contenido en ella será un hidrocarburo no convencional.

compacta, que no es la roca madre en la que se originaron. Estos hidrocarburos entrampados también requieren de la técnica de fractura hidráulica para ser producidos de forma rentable.

Existen otras formaciones o estado de los hidrocarburos que también se consideran no convencionales, como el metano en lechos de carbón (*coal bed methane*); petróleo en arcillas (*oil shale*); los petróleos pesados (*heavy oil*); el alquitrán en arenas (*tar sands*); el petróleo extra pesado (*extra heavy oil*); y los hidratos de metano. Algunos de estos recursos no convencionales se encuentran actualmente en explotación comercial, como el metano en lechos de carbón (Estados Unidos y Australia); el petróleo extra pesado (Venezuela); y el alquitrán en arenas (Canadá), mientras que otros aún no cuentan con un desarrollo tecnológico que permitan su aprovechamiento.

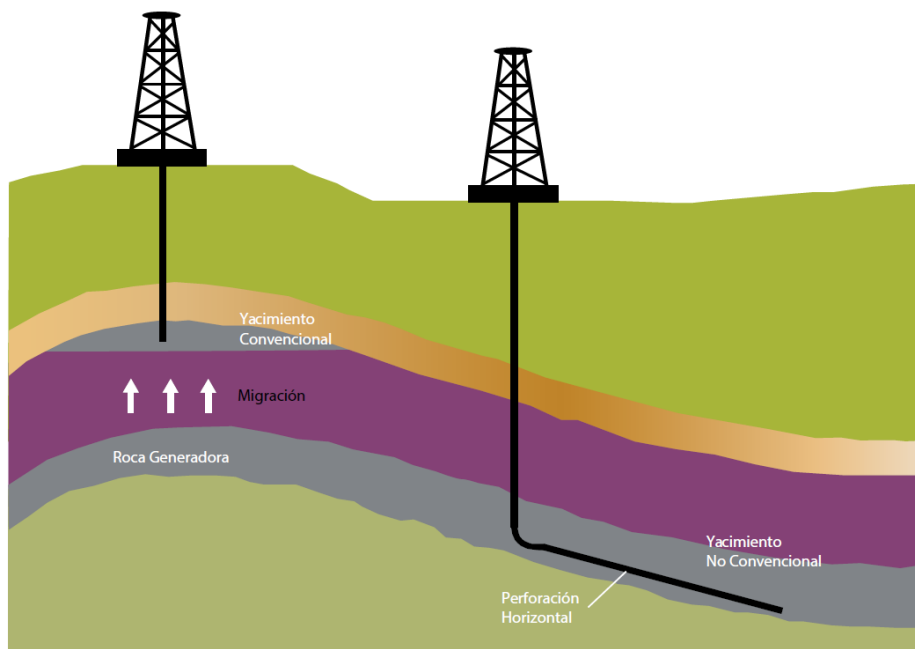


Figura 7. Esquema de un pozo vertical (izquierda) y un pozo horizontal (derecha).

Fuente: IAPG (2015).

2.3. Proceso de perforación y extracción de los recursos no convencionales

Como introducción, antes de comenzar la descripción del proceso, es conveniente tener presente dos aspectos relacionados a la perforación y a la fractura hidráulica:

- La perforación de los pozos y la fractura hidráulica son dos procesos distintos e independientes. La fractura hidráulica se realiza una vez que el pozo ha sido perforado y pueden pasar varios meses desde que se termina la perforación de un

pozo hasta que empieza el proceso de estimulación hidráulica del reservorio no convencional.

- Los pozos que serán estimulados con fractura hidráulica se perforan de la misma forma, básicamente con los mismos diseños, que los pozos convencionales en los que no se pone en práctica este método de estimulación.

A continuación se expone una descripción breve y simplificada acerca de cómo se realizan habitualmente ambos procesos: la perforación del pozo primero y la fractura hidráulica después. Obviamente, en detalle, todos y cada uno de los procesos son mucho más complejos.

2.3.1. La perforación del pozo

Toda vez que se perfora un pozo para cualquier actividad se atraviesan, si los hubiera, los acuíferos cercanos a la superficie, que son los que generalmente se utilizan para obtener agua dulce. Esta agua subterránea se protege durante la perforación por medio de la combinación entre un encamisado de acero protector y el cemento, lo cual constituye una práctica muy consolidada, tanto en pozos convencionales como en no convencionales. Una vez terminado el encamisado y fraguado el cemento, se corren por dentro de la tubería unos perfiles que permiten visualizar si hay alguna falla de hermeticidad en el pozo. De haberla, es reparada. Solo una vez que se ha comprobado fehacientemente la hermeticidad de la cañería (encamisado) se procede a realizar el resto de los trabajos en el pozo, entre ellos la continuación de la perforación hasta las profundidades donde se encuentran los hidrocarburos. Una vez alcanzada dicha profundidad, se vuelve a entubar y cementar el pozo. Finalizado el entubamiento y nuevamente comprobada la hermeticidad del pozo respecto de sus paredes, se procede a inyectar agua y arena a presión; es decir, a la estimulación hidráulica.

Como se puede observar en la Figura 8, a la profundidad donde se encuentra el acuífero, la integridad del mismo se asegura hasta por cuatro tuberías y tres espacios cementados. Lo anterior garantiza que no se pueda producir ningún tipo de contaminación desde el pozo a los acuíferos y/o a cualquier otro nivel, ni por los fluidos utilizados en la perforación, ni por los fluidos de fractura, ni por los hidrocarburos y/u otros fluidos contenidos en el reservorio (básicamente agua de formación) que se pudieran llegar a producir.

Para la explotación de hidrocarburos convencionales, en general, se requiere la perforación de pozos verticales. En el caso de los hidrocarburos no convencionales,

dependiendo de las condiciones, se requiere la perforación de pozos dirigidos u horizontales, que son más costosos que los anteriores. En ambos casos los pozos verticales se perforan hasta una profundidad determinada por la ubicación del reservorio objetivo a producir, la diferencia respecto de los pozos horizontales es que, luego de alcanzar la profundidad vertical objetivo, se “horizontalizan” a lo largo de cientos a miles de metros “navegando” en la formación reservorio. De esta forma, los pozos horizontales permiten entrar en contacto con una mayor superficie de la formación y esto los convierte en más productivos aunque más costosos que los pozos verticales.

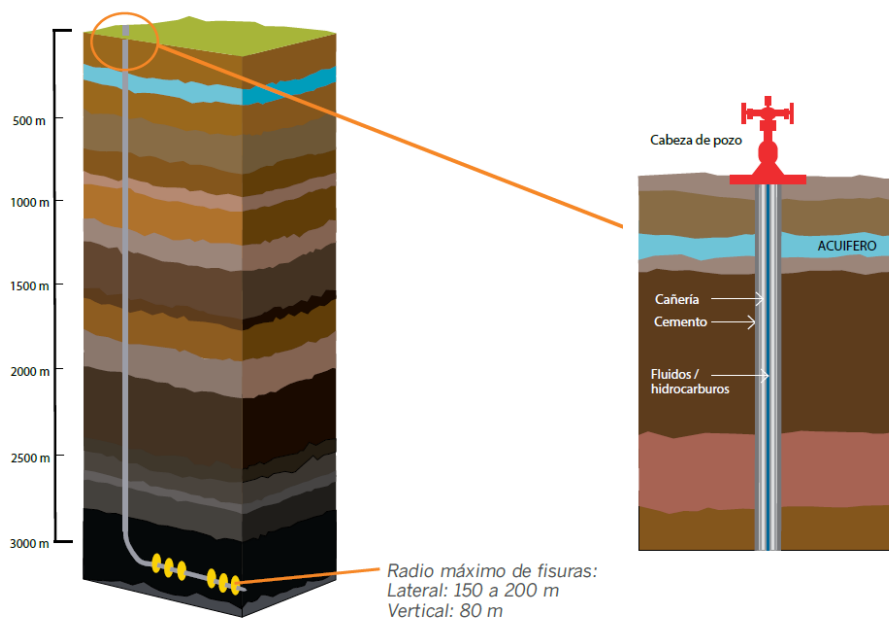


Figura 8. Esquema de un pozo horizontal con detalle del encamisado.

Fuente: IAPG (2015).

2.3.2. La fractura hidráulica o fracking

La fractura hidráulica, conocida como *fracking*, es la tecnología más común utilizada para estimular artificialmente la permeabilidad de la roca y lograr extraer los hidrocarburos contenidos en ella. El proceso consiste en la inyección de agua y una serie de aditivos a alta presión de modo que supere la presión de fractura¹¹ de la roca y se creen uno o varios canales de alta permeabilidad en la sección de la formación que se requiere estimular.

¹¹ Presión de fractura: es la presión que resiste la formación antes de abrirse o fracturarse en un punto dado del pozo. Para que ocurra la fractura es necesario que la presión ejercida sobre la formación sea mayor que la suma de la presión poral más la componente horizontal de la presión de sobrecarga, esta última ejercida por el peso total de la columna estratigráfica por encima del punto de interés.

En caso de que se decida realizar la fractura hidráulica, primero es necesario crear las conexiones entre el interior del pozo y la formación a estimular ya que a la finalización de la perforación, el pozo ha quedado totalmente aislado. Estas conexiones se abren utilizando pequeñas cargas explosivas que se bajan por el interior del pozo y se disparan o explotan a las profundidades exactamente requeridas, agujereando la tubería y el cemento, produciendo “canales” que suelen tener diámetros de dos o tres centímetros. Estas vías de conexión solamente se abren en el tramo o sección del pozo donde se sitúa la formación geológica que contiene los hidrocarburos que se desean producir.

La fractura hidráulica se realiza inyectando el fluido de fractura a presión a través de los canales perforados que constituyen la única vía de comunicación entre el pozo y la roca. La presión con la que este fluido alcanza la roca reservorio a estimular deberá ser mayor que la presión de fractura, puesto que solamente así el fluido conseguirá abrir microfisuras en la formación. La presión de fractura depende de muchos factores tales como: la profundidad, el tipo de roca y sus características petrofísicas; estos datos se pueden conocer mediante la realización de una serie de ensayos específicos previo a la estimulación.

Una vez estimulada la formación objetivo el hidrocarburo será capaz de fluir desde el reservorio al pozo (solamente a través de los canales de conexión) y por éste hacia la superficie. El volumen de roca que se consigue drenar es solamente aquel que se haya logrado estimular a partir de la fractura, el resto permanecerá con los bajos valores de permeabilidad característicos de este tipo de reservorios.

Las fracturas se extienden en rangos que no suelen superar los 300 metros o, en ocasiones excepcionales hasta los 400 o 500 metros. Ésta es la razón por la que es necesario perforar más pozos verticales, o pozos con mayor longitud horizontal para drenar un reservorio no convencional que para producir desde un reservorio convencional.

Obviando la arena (arena de sílice, arena de cantera o, recientemente, arena cerámica), la composición del fluido de fractura que se inyecta suele ser:

- Agua (no necesariamente potable, aunque normalmente dulce) > 99.51%,
- Aditivos químicos, en concentraciones de 0.5 a 2 litros/1000 litros < 0.49%

El fluido de base es agua normalmente dulce, sin embargo, se está empezando a utilizar agua salada en operaciones que se realizan *off shore*, es decir, en el mar o cerca de la costa. En el futuro, también es posible que se empleen otros tipos de fluidos en sustitución del agua.

Al agua de base se le añaden diversos aditivos químicos en muy bajas concentraciones. Los aditivos cumplen funciones específicas, básicamente suelen ser ácido clorhídrico, bactericidas y reductores de fricción. El ácido clorhídrico se emplea como agente limpiador del pozo que, además, previene la precipitación de óxidos de hierro y disuelve algunos minerales de la roca reservorio. El bactericida se añade con el objetivo de impedir que se desarrollen colonias de bacterias que obturen conductos en la formación y/o en las instalaciones del pozo, asimismo impide que pueda generarse ácido sulfhídrico debido a la reducción bacteriana de sulfatos. El reductor de fricción tiene como finalidad disminuir las pérdidas de carga producidas por la fricción del fluido que se bombea desde la superficie con los elementos del pozo: tuberías, perforaciones en la tubería y en el cemento, y con la propia formación. Otros aditivos que se pueden utilizar son reductores de viscosidad del fluido, inhibidores de tensión superficial, correctores del pH, inhibidores de corrosión, gelificantes y estabilizadores de arcillas.

A continuación, la Figura 9 muestra los porcentajes de participación para el agua, arena y aditivos más usuales utilizados en el fluido de fractura.

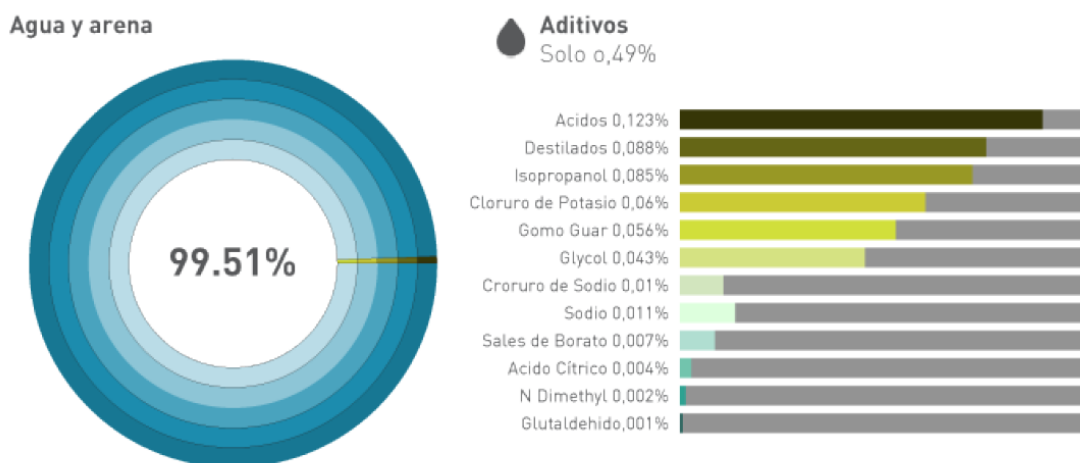


Figura 9. Composición del fluido de fractura hidráulica.

Fuente: YPF Energía.

2.4. Recursos no convencionales en el mundo y en la Argentina

Los recursos de shale gas y shale oil tienen la particularidad de poder transformar el escenario energético mundial en un futuro no muy lejano. Según algunos estudios preliminares hechos por agencias e instituciones de renombre, serían abundantes, estarían bien distribuidos alrededor del mundo y conformarían una extensión inesperada o renovación a un recurso que, por definición, es finito. Como se ha explicado en las

secciones anteriores, si bien el shale gas y el shale oil no se diferencian del gas y petróleo convencional, su desarrollo implica un esfuerzo adicional para las compañías operadoras en términos de inversión, tecnología y costos de extracción y producción.

2.4.1. Los recursos shale en el mundo

Como consecuencia de la declinación de reservas de hidrocarburos convencionales en los Estados Unidos, se pusieron en marcha una serie de proyectos orientados a desarrollar una técnica viable que posibilitara la extracción de hidrocarburos no convencionales. La etapa de extracción y producción de recursos no convencionales en los Estados Unidos quedó iniciada en el año 2005 con la perforación del primer pozo no convencional en Texas, cuyo objetivo fue Barnett shale, una formación geológica ubicada en la cuenca Bend Arch-Fort Worth.

A raíz de las importantes implicancias de este nuevo recurso para el desarrollo actual y futuro de los Estados Unidos y el mundo, la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos decidió llevar a cabo un estudio pormenorizado sobre los recursos shale en regiones fuera de este país. Así, fue publicado el estudio “World Shale Gas and Shale Oil Resources Assessment” en el año 2009, el cual fue revisado y reeditado en dos oportunidades sucesivas en 2011 y 2015.

El estudio analiza el potencial de 41 países basándose en estudios geológicos de los reservorios de baja permeabilidad (shale y tight). En dicho informe se estima que la suma total de petróleo no convencional (shale oil) se acercaría a los 345 mil millones de barriles y 7300 TCF¹² de gas no convencional (shale gas) a nivel mundial. Rusia, Estados Unidos y China se presentan como los tres países con mayor potencial en shale oil, mientras que China de nuevo, Argentina y Argelia se destacan por sus reservas potenciales de shale gas.

¹² Un Trillion Cubit Feet (TCF) es igual a 27000 millones de m³.

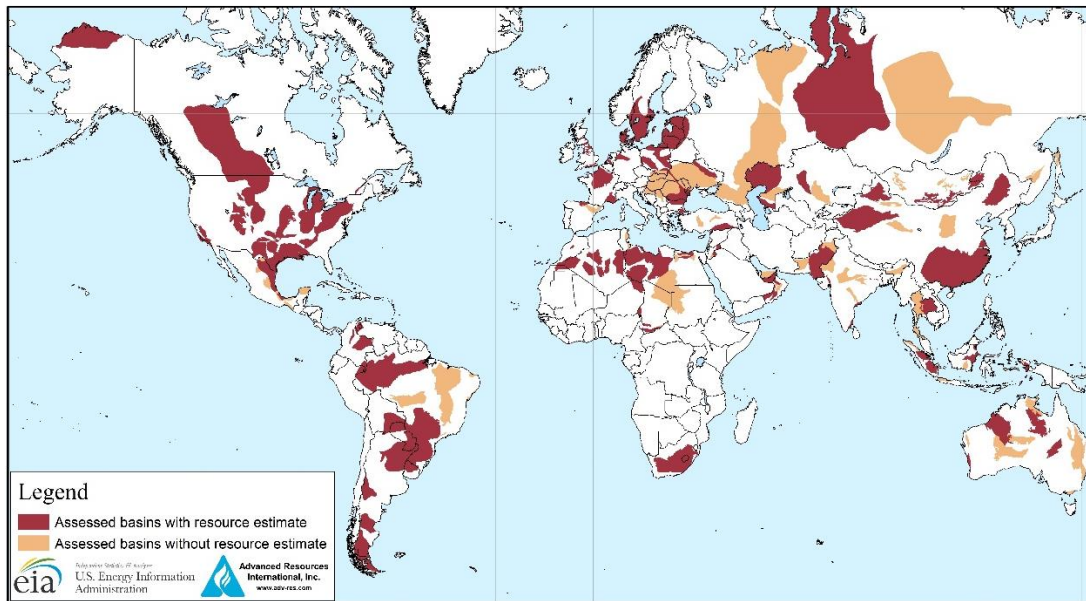


Figura 10. Mapa de cuencas con potencial evaluado de shale gas y shale oil.

Fuente: EIA (Junio, 2013).

Al considerar las implicancias para el mercado de los abundantes recursos shale en el mundo, es importante distinguir entre un recurso técnicamente recuperable, que es el enfoque que ha considerado el informe en sus estimaciones, y un recurso económicamente recuperable. Los recursos técnicamente recuperables representan los volúmenes de petróleo y gas natural que podrían producirse con la tecnología actual, independientemente de los precios y costos de producción de dichos hidrocarburos. Los recursos económicamente recuperables son los recursos que pueden producirse de manera rentable bajo las actuales condiciones de mercado. La capacidad de recuperación económica de dichos recursos depende fundamentalmente de tres factores: los costos de perforación y terminación¹³ de pozos, la cantidad de petróleo o gas natural promedio producida en un pozo durante su vida útil y los precios recibidos por la comercialización de la producción.

A continuación se presentan el top 10 de los principales países con recursos técnicamente recuperables de shale gas (Figura 11) y shale oil (Figura 12) según el estudio publicado por la EIA en junio de 2013:

¹³ Término genérico utilizado para describir los eventos y el equipo necesario para poner en producción el pozo, una vez que han concluido las operaciones de perforación, entre los que se incluyen, entre otros, el conjunto de tuberías del fondo de pozo y el equipo necesario para posibilitar la producción segura y eficiente de un pozo de petróleo o gas. La calidad de la terminación del pozo puede afectar de manera significativa la producción de los yacimientos de shale.

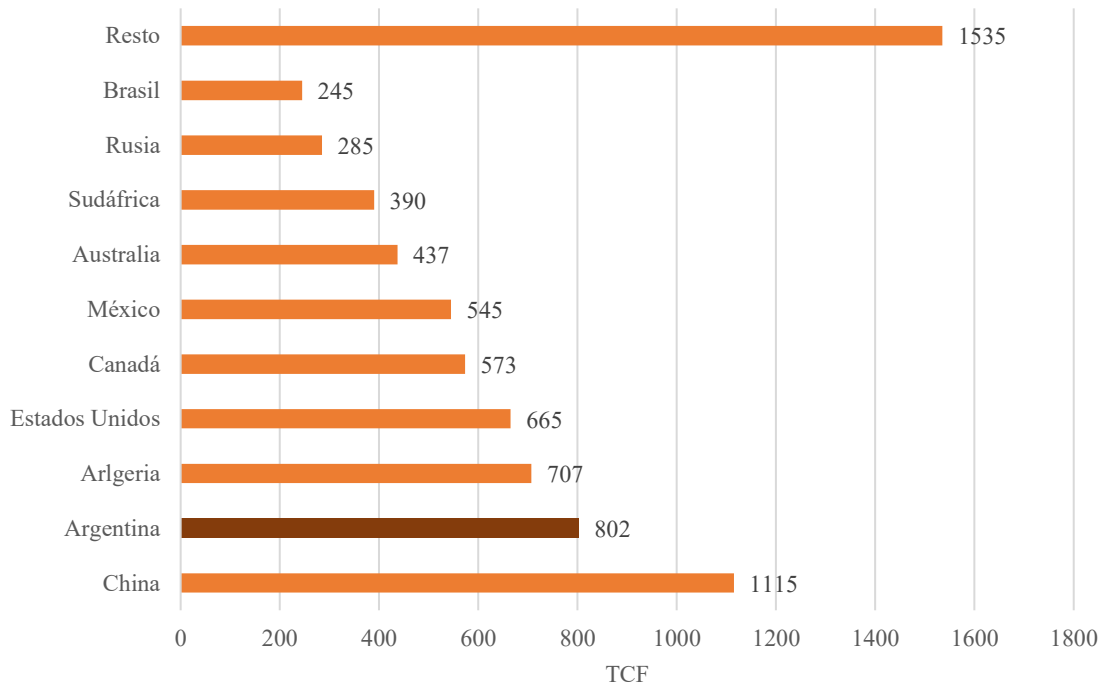


Figura 11. Principales países con reservas de shale gas en el mundo.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la EIA (Junio, 2013).

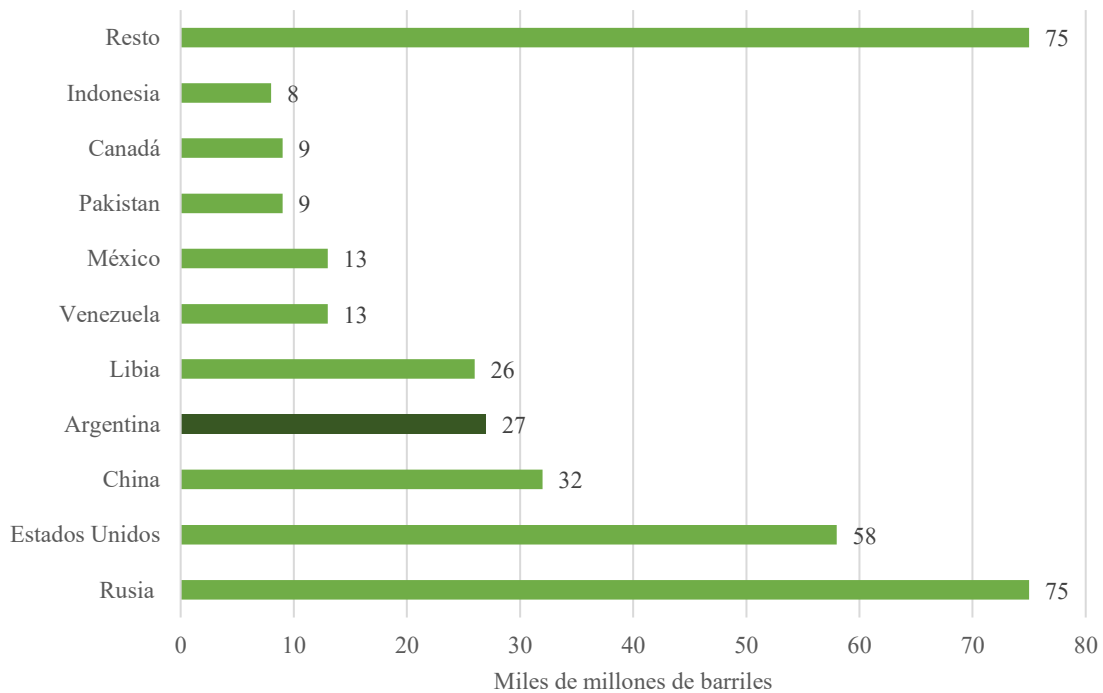


Figura 12. Principales países con reservas de shale oil en el mundo.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la EIA (Junio, 2013).

Entre los países más destacados según los volúmenes publicados por la agencia, encontramos a Rusia con 75 mil millones de barriles de shale oil y 285 TCF de shale gas,

Estados Unidos con 58 mil millones de barriles de shale oil y 665 TCF de shale gas, China con 32 mil millones de barriles de shale oil y 1115 TCF de shale gas, y la Argentina con 27 mil millones de barriles de shale oil y 802 TCF de shale gas. Según las estimaciones del informe, Argentina posee cerca del 50% del total de hidrocarburos no convencionales existente en Latinoamérica, es decir, el 8% del petróleo y el 11% del gas no convencional existente en todo el mundo, seguida por México y Venezuela.

2.4.2. Los recursos shale en la Argentina

De acuerdo con la EIA, Argentina es el tercer país del mundo en volumen de reservas técnicamente recuperables de shale gas y el cuarto en volumen de reservas técnicamente recuperables de shale oil. El mismo estudio publicado en junio de 2013 indica que Argentina tiene un potencial de shale gas y shale oil de clase mundial, posiblemente el más prospectivo fuera de los Estados Unidos, que se encuentran principalmente dentro de la cuenca Neuquina, y reconoce que existe potencial de estos recursos en otras tres cuencas sedimentarias del país. Así, profundiza el análisis desagregando la información pertinente a estas cuencas y selecciona cuatro de las 28 cuencas para su estudio: Paraná-Chaco, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral Magallanes (Figura 15).

Actualmente, en tres cuencas de las cuatro estudiadas se están extrayendo recursos no convencionales: Neuquina, Golfo San Jorge y Austral Magallanes; mientras que la cuenca Paraná-Chaco no es productiva de ningún tipo de hidrocarburo. Dentro de estas cuatro cuencas, la EIA analizó diversas formaciones sedimentarias entre las cuales la formación Vaca Muerta, ubicada la cuenca Neuquina, se destacó por poseer la mayor cantidad de los recursos shale del país.

Como se puede observar en la Figura 13, Los Molles y Vaca Muerta son las formaciones de la cuenca Neuquina que representan los volúmenes más importantes de shale gas en el suelo argentino. El potencial de shale gas para la formación Vaca Muerta asciende a 1202 TCF calificados como recursos, de los cuales 308 TCF se consideran recursos técnicamente recuperables. Para la formación Los Molles, el potencial es de 982 TCF calificados como recursos, de los cuales 257 TCF se consideran recursos técnicamente recuperables. Completan el mapa del shale gas en nuestro país las formaciones Aguada Bandera y Pozo D-129, en la cuenca Golfo San Jorge, con un potencial de recursos técnicamente recuperables de 254 TCF y 184 TCF respectivamente. Luego, la formación L. Inoceramus Magnas Verdes, en la cuenca Austral-Magallanes, tiene un potencial de

recursos técnicamente recuperables de 605 TCF y Ponta Grossa en la cuenca Paraná-Chaco de 16 TCF.

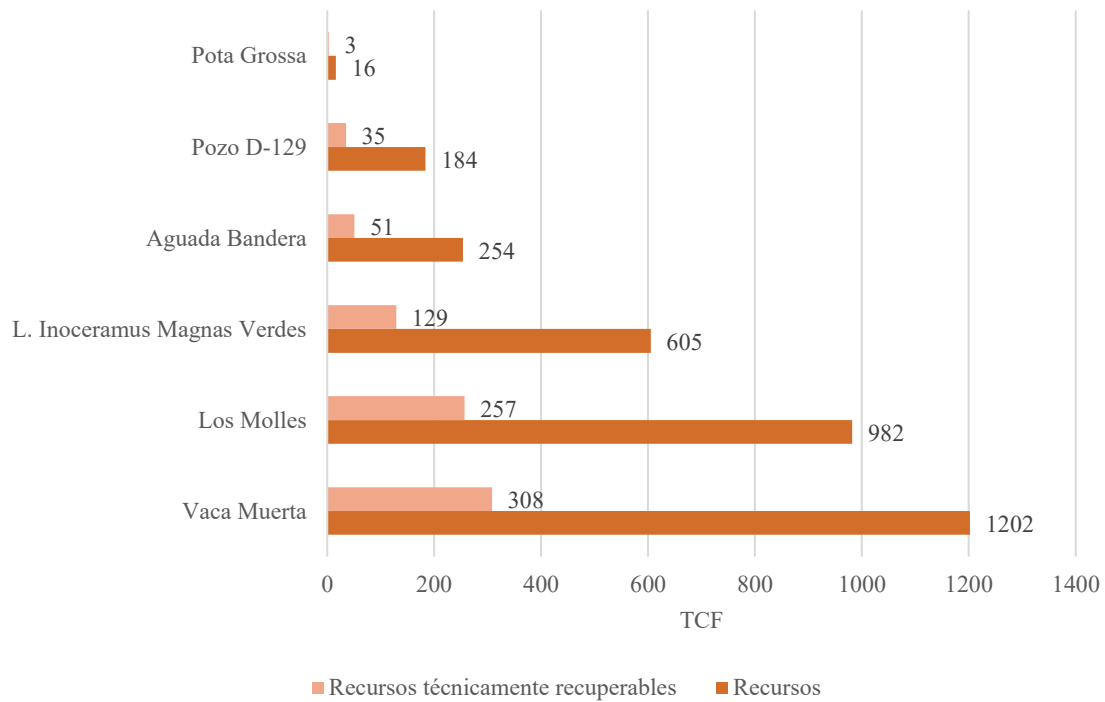


Figura 13. Recursos shale gas en formaciones sedimentarias en la Argentina.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la EIA (Junio, 2013).

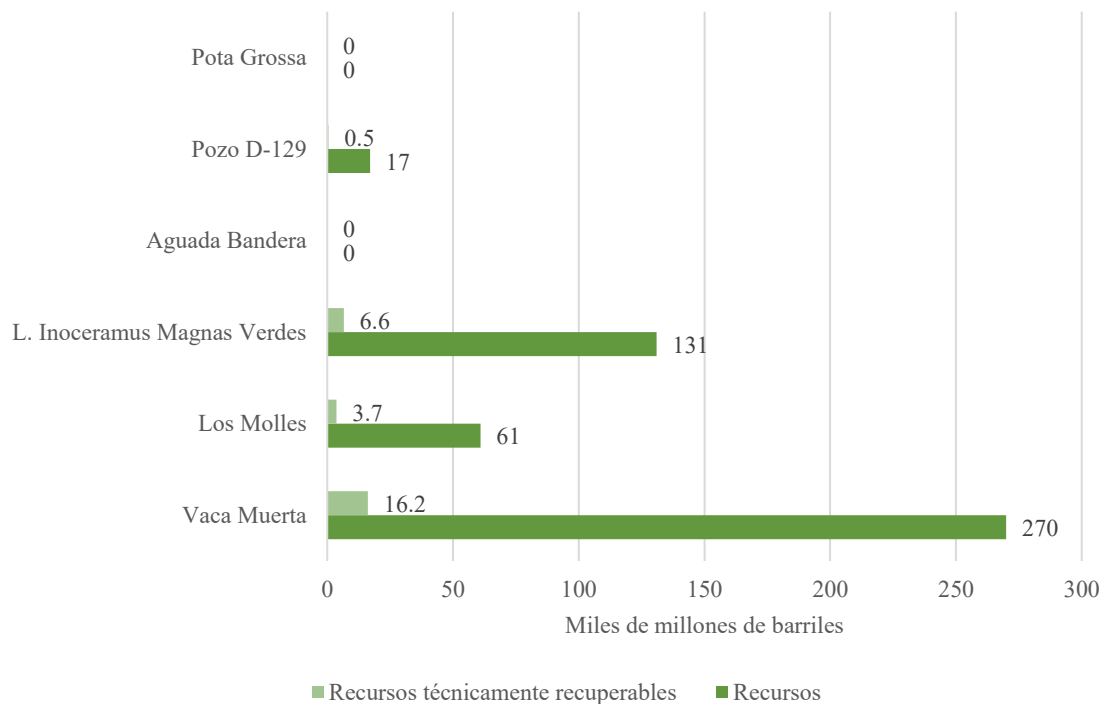


Figura 14. Recursos shale oil en formaciones sedimentarias en la Argentina.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la EIA (Junio, 2013).

En paralelo a las existencias de shale gas y como se muestra en la Figura 14, la mayor parte de los recursos de shale oil se localizan en la formación Vaca Muerta con volúmenes estimados en 270 mil millones de barriles, de los cuales 16.2 mil millones de barriles son recursos técnicamente recuperables. Le sigue la formación L. Inoceramus Magnas Verdes con recursos estimados en 131 mil millones de barriles, de los cuales 6.6 mil millones de barriles son recursos técnicamente recuperables. Completan el mapa de shale oil en nuestro país las formaciones Los Molles, en la cuenca Neuquina, con recursos estimados en 61 mil millones de barriles y Pozo D-129, en la cuenca Golfo San Jorge, con recursos estimados en 17 mil millones de barriles.



Figura 15. Cuencas prospectivas con recursos shale analizadas por la EIA.

Fuente: EIA (Junio, 2013).

2.5. La revolución del shale en Estados Unidos

Gracias a una cadena de acontecimientos realmente extraordinaria, Estados Unidos ha pasado de ser un país marcado por la dependencia energética a ser un productor de hidrocarburos muy avanzado desde el punto de vista tecnológico.

A mediados de la década del 2000, parecía que las reservas mundiales de petróleo alcanzaban su nivel máximo, y como la producción de gas convencional disminuía, llevaba casi 30 años reduciéndose y se anunciaban caídas aún mayores, todo apuntaba a que el país dependería de costosas importaciones de gas natural. Pero los pronósticos han resultado sumamente erróneos. La producción de energía mundial ha dejado de estar dominada por los productores tradicionales como Arabia Saudita, Rusia e Irán, a medida que se explotan los recursos de petróleo y gas no convencional en todo el mundo, desde las aguas de Australia, Brasil, África y el Mediterráneo hasta las arenas petrolíferas de Alberta en Canadá. Sin embargo, la mayor revolución ha tenido lugar en Estados Unidos, donde se han aprovechado dos técnicas recientemente perfeccionadas para extraer los recursos cuya explotación comercial se consideraba hasta entonces inviable: la perforación horizontal y la fractura hidráulica.

El repunte en la producción de energía que se ha producido gracias a la aplicación de ambas técnicas ha sido espectacular. Entre 2007 y 2012, la producción de shale gas en Estados Unidos aumentó más de un 50% cada año, y su cuota en la producción total de gas estadounidense pasó del 5 al 39%. Las terminales que se habían diseñado para importar GNL desde el extranjero se están modificando para exportar GNL estadounidense al mundo. En este mismo periodo, las técnicas de fractura hidráulica permitieron multiplicar por 18 veces la producción de shale oil, este incremento ha logrado invertir el descenso de la producción de crudo estadounidense, que aumentó un 50% entre 2008 y 2013.

De esta forma, Estados Unidos se ha convertido en una superpotencia energética. En los meses de junio y agosto de 2018 superó a Rusia en la producción de petróleo crudo por primera vez en dos décadas, según revelan datos del gobierno estadounidense. Estados Unidos ya excedió a Arabia Saudita en la producción de petróleo en febrero de 2018, siendo la primera vez que lo hace en más de 20 años, conforme a los cálculos de la EIA. En conjunto, el gas y el petróleo no convencional han cambiado la tendencia económica en este país y en el mundo. El aumento de la oferta, entre otros factores como las

decisiones estratégicas de la OPEP¹⁴ y la ralentización del crecimiento de la demanda, han provocado una brusca reducción de los precios de los hidrocarburos: el precio spot de referencia del gas Henry Hub llegó hasta los 15.39 US\$/MMBTU¹⁵ en diciembre de 2005, y en diciembre de 2015 y en enero de 2016 no llegaba a 1.70 US\$/MMBTU, con una caída cercana al 90% en diez años. El precio spot del WTI¹⁶, que llegó a US\$ 62.60 por barril de petróleo en octubre de 2005, alcanzó los US\$ 133.40 en 2008 y cayó hasta los US\$ 26.28 por barril en enero de 2016.

La revolución energética de los Estados Unidos no solo tiene consecuencias comerciales; también tiene fuertes repercusiones geopolíticas. Los mapas del comercio mundial de energía ya se están volviendo a trazar porque las importaciones estadounidenses siguen disminuyendo y los exportadores encuentran nuevos mercados. La mayor parte del petróleo de África Occidental, por ejemplo, se exporta a Asia en vez de a Estados Unidos. Y a medida que la producción estadounidense siga aumentando, ejercerá mayor presión a la baja sobre los precios mundiales del gas y del petróleo, reduciendo así la influencia geopolítica que algunos productores de energía han ejercido durante décadas. La mayoría de los países productores de energía que carecen de economías diversificadas, como Rusia y Arabia Saudita, podrían perder, mientras que los consumidores de energía, como China, India y otros países asiáticos, tendrían posibilidades de ganar. Si los precios del petróleo caen y se mantienen bajos, todos los gobiernos que dependen de los ingresos de los hidrocarburos podrían sufrir tensiones. Como resultado, Estados Unidos se encuentra menos expuesto a interrupciones políticas o naturales que afecten el suministro de petróleo y gas del resto del mundo.

Si nos preguntamos cómo se ha producido esta revolución y por qué ha ocurrido en los Estados Unidos, si bien en todo el mundo se pueden encontrar formaciones shale ricas en petróleo y gas, lo cierto es que a otros países no les resultará fácil imitar el éxito de este país. La revolución del *fracking* exigió algo más que una geología favorable; también requirió inversores sin aversión al riesgo, un régimen de derechos de la propiedad que permitió a los propietarios de terrenos reclamar los recursos subterráneos, una red de

¹⁴ Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP): está conformada por 14 países de África, Asia y Sudamérica, estando su sede actual en Viena.

¹⁵ Unidad Térmica Británica (BTU): es la cantidad de calor necesaria para aumentar en 1 grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en su máxima densidad (aproximadamente 39°F).

¹⁶ West Texas Intermediate o Texas Light Sweet (WTI): es un petróleo que contiene el promedio de características del petróleo extraído en campos occidentales de Texas (USA). El precio del petróleo WTI es utilizado como referencia principalmente en el mercado norteamericano (Nueva York).

proveedores de servicios y de infraestructuras de suministro, y una estructura del sector caracterizada por miles de empresarios, en lugar de una única empresa petrolera nacional. Aunque muchos países disponen de la roca adecuada, ninguno de ellos, salvo Canadá, cuenta con un entorno industrial tan favorable como el de Estados Unidos.

METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

La presente tesis es del tipo descriptiva dado que su objetivo general consiste en determinar cuáles son las condiciones necesarias para viabilizar un desarrollo masivo y sustentable del gas no convencional de Vaca Muerta, tomando en consideración el potencial geológico del recurso y los avances obtenidos en materia de exploración y explotación en la última década. Al mismo tiempo, se considera la historia de la política económica y regulatoria, sus impactos en el sector del *upstream* del gas, y el análisis del sector gasífero argentino. Asimismo, es un trabajo no experimental, puesto que se basa en el estudio de la situación actual de Vaca Muerta y un análisis de los distintos factores locales e internacionales que condicionan el desarrollo comercial de este recurso no convencional.

Como parte del proceso de investigación se consultaron distintas fuentes secundarias entre las cuales las principales fueron base de datos, estadísticas e informes de organismos públicos: Secretaría de Energía de la Nación (SE), Energía Argentina S.A. (ENARSA), Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén, Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG), Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” (IAE), Información Legislativa y Documental (InfoLEG) del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación, Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL); y publicaciones e informes de organismos internacionales tales como: Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (EIA), Agencia Internacional de la Energía (IEA) y el Instituto de Economías Energéticas y Análisis Financiero (IEEFA). Otras fuentes secundarias han sido las consultoras Wood Mackenzie y Rystad Energy Shale Intel.

Por otro lado, se hicieron consultas a profesionales de la industria abocados al desarrollo de Vaca Muerta (geólogos, ingenieros de perforación y terminación, jefes de proyectos) que se desempeñan para una de las compañías con mayor nivel de actividad e inversión en proyectos no convencionales de la cuenca Neuquina tal como lo es YPF.

Finalmente, se utilizaron entrevistas y artículos periodísticos de público conocimiento referentes a asuntos energéticos del sector hidrocarburífero publicados por distintos periódicos nacionales y provinciales: La Nación, Clarín, Diario Río Negro, La mañana de Neuquén, EcoJournal, entre otros.

CAPÍTULO III: RECURSOS NO CONVENCIONALES DE VACA

MUERTA

3.1. El potencial de la formación Vaca Muerta

3.1.1. Reseña histórica sobre su descubrimiento

Vaca Muerta es una formación sedimentaria depositada en un mar de edad jurásica en la cuenca Neuquina. Fue denominada con ese “curioso” nombre hace ya muchos años por Charles Edwin Weaver, un brillante geólogo americano que la encontró aflorando en toda la sierra de Vaca Muerta.

En la historia de la formación Vaca Muerta se debe hablar en realidad de dos etapas o dos tiempos. La primera de ellas, vinculada al descubrimiento de la formación en sí, y una segunda etapa, que tuvo lugar casi ochenta años después. En base a los estudios ya realizados y documentados sobre la formación en la cuenca Neuquina se determinó la viabilidad del recurso y, una vez realizadas las primeras perforaciones con resultados más que satisfactorios, se anunció públicamente el descubrimiento de este recurso no convencional que fue el más importante de la historia de nuestro país y uno de los de mayor relevancia a nivel mundial.

Charles Edwin Weaver (1880-1958) fue un destacado geólogo quien, hace ya casi cien años, descubrió la presencia de una roca generadora en las laderas de la sierra de Vaca Muerta, en la provincia del Neuquén, mientras realizaba estudios de campo para la compañía Standard Oil of California (en la actualidad la empresa Chevron). Los trabajos que Weaver llevó adelante en las provincias de Neuquén y Mendoza duraron un total de dos años y se desarrollaron entre abril de 1923 y abril de 1925.

Uno de sus principales aportes fue el trabajo estratigráfico y paleontológico desarrollado en la cuenca Neuquina, el cual, gracias a su extensión y calidad de las descripciones e interpretaciones realizadas, ha sido el documento más utilizado y consultado para estudiar la riqueza petrolera y paleontológica de la región. El informe menciona por primera vez el registro de la formación Vaca Muerta y hasta el día de hoy es considerado uno de los mapeos geológicos más importantes de la cuenca.

El geólogo Weaver no fue el único que puso sus ojos sobre esta formación, años más tarde, el Dr. Pablo Groeber (1885-1964), nacido en la Estrasburgo temporalmente alemana, coincidió con Weaver en la importancia de esta formación, mientras realizaba el levantamiento geológico de la región noroccidental de Zapala y comprobó que todos

los fósiles que se hallaban en las sedimentitas de la formación Vaca Muerta eran de edad jurásica.

El 8 de noviembre de 2011, ochenta años después de los descubrimientos de Charles Edwin Weaver, la empresa petrolera Repsol YPF anunció que se encontraban frente a un hallazgo de calidad mundial al descubrir los hidrocarburos no convencionales de la formación Vaca Muerta¹⁷. El comunicado expresaba que se trataba de alrededor 927 millones de barriles equivalentes de petróleo de los cuales 741 millones correspondían a petróleo y el resto a gas, el equivalente en aquel entonces a casi 5 años de producción. "Vaca Muerta está identificada como uno de los reservorios de hidrocarburos no convencionales más grandes y con mayor calidad del mundo", puntualizó la empresa en un comunicado oficial.

3.1.2. Caracterización de los recursos shale de Vaca Muerta

Cuando hablamos de Vaca Muerta a menudo se incurre en el continuo error de decir que es un yacimiento. Vaca Muerta no es un yacimiento de hidrocarburos, es una formación geológica y sedimentaria muy profunda en la cuenca Neuquina que se extiende por el suroeste de la provincia del Neuquén, el oeste de la provincia de Mendoza, el sur de la provincia de Río Negro y el centro de la provincia de La Pampa (Figura 16).

La formación Vaca Muerta es considerada la roca generadora de hidrocarburos líquidos y gaseosos más prolífica de la cuenca Neuquina. Está constituida por sedimentitas denominadas margas bituminosas, debido a su alto contenido de materia orgánica, y posee propiedades geológicas que la distinguen como una formación comparable con las mejores formaciones shale de los Estados Unidos.

¹⁷ Recuperado el 14 de marzo de 2020, de:

<https://www.elmundo.es/elmundo/2011/11/07/economia/1320697163.html>

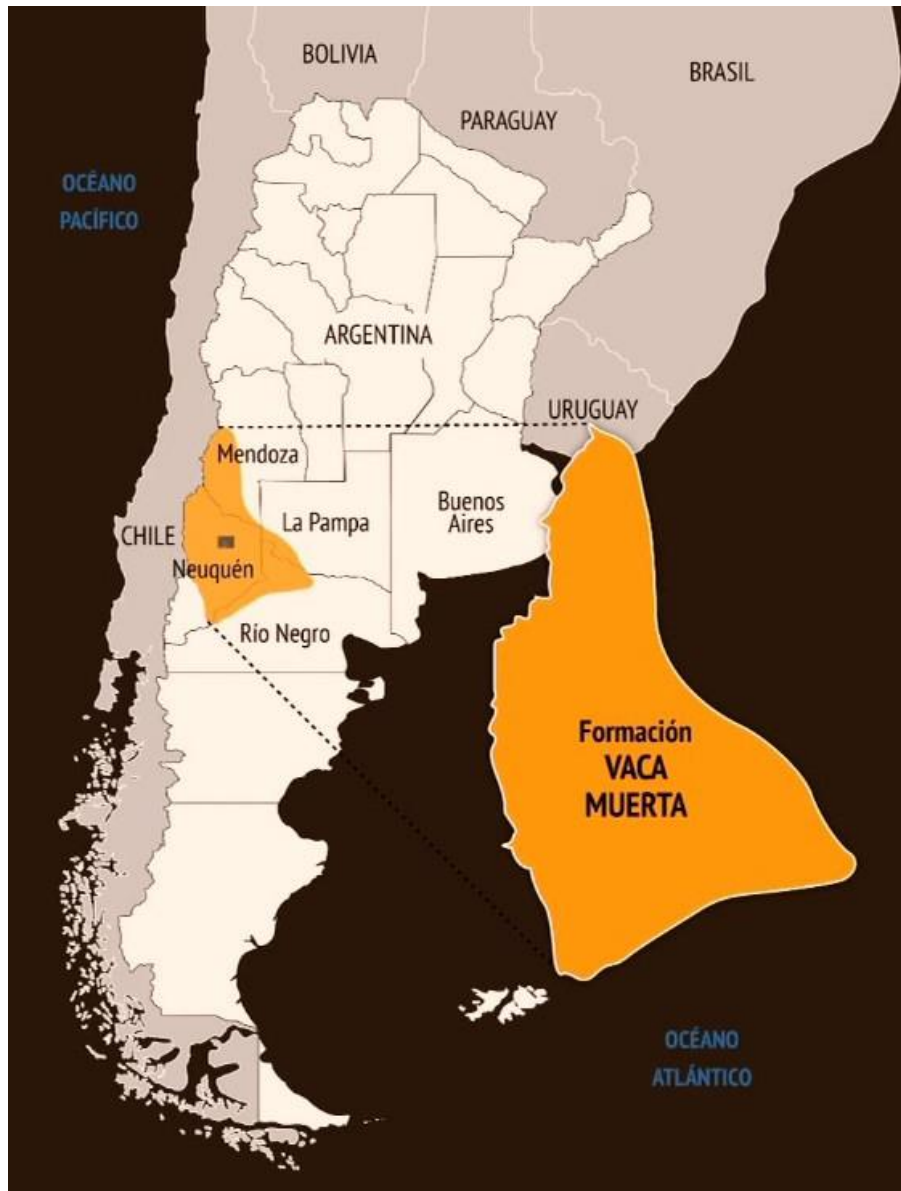


Figura 16. Ubicación geográfica de Vaca Muerta.

Fuente: SE (2019)

Generalmente, los reservorios shale deben cumplir con una serie de requisitos para que su explotación sea económicamente viable. Dichos requisitos son los siguientes:

- Riqueza orgánica (>2% COT¹⁸ para shale gas y variable para shale oil),

¹⁸ Carbono Orgánico Total (COT, a veces *TOC* por sus siglas en inglés, *Total Organic Carbon*): es la concentración de material orgánico en las rocas generadoras, representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico. Un valor de aproximadamente 0.5% es considerado como valor mínimo para una roca generadora efectiva, si bien los valores de 2% se consideran los valores mínimos para los yacimientos de gas de lutita; aunque existen valores de más del 10%, algunos geocientíficos estiman que los valores altos de carbono orgánico total indican la posibilidad de que exista querógeno relleno el espacio poroso, más que otras formas de hidrocarburos.

- Madurez térmica ($>0.7 \text{ Ro}\%$ ¹⁹),
- Espesor (>30 metros) y extensión areal,
- Capacidad de adsorción (principalmente en shale gas),
- Fracturabilidad (contenido de arcillas $<40\%$),
- Sobrepresión,
- Profundidad,
- Instalaciones de superficie.

La roca generadora debe ser de excelente potencial generador, lo que implica un contenido orgánico total (COT) actual superior al 2%. Contenidos en materia orgánica menores implican un menor potencial oleogénico y como consecuencia, el volumen de hidrocarburo remanente en el reservorio es considerablemente menor.

La madurez térmica de la roca generadora (Ro) es un factor clave ya que debe estar en ventana de generación de petróleo y/o gas para asegurar la presencia del fluido en el reservorio. Por este motivo, es conveniente que los valores de reflectancia de la vitrinita superen el 0.7% Ro para reservorios del tipo shale oil y el 1.2% Ro para el caso del shale gas.

Dadas las características de este recurso, en cuanto a la baja producción acumulada por pozo y la gran densidad de perforaciones necesarias para explotarlo efectivamente, es necesario que la roca generadora presente espesores superiores a los 30 metros y extensiones areales regionales a nivel cuenca.

La porosidad en estas litologías es de moderada a baja ($<15\%$) y no presenta interconexión. Por lo general presentan, nano (<1 micrón) y criptoporos (1-4 micrones) pero escasos microporos (>4 micrones). Por otro lado, respecto a las fracturas, la presencia de un sistema de microfisuras favorecería una mayor interconexión y presencia de fluido libre que, a través de una estimulación adecuada, puede optimizar su recobro. Para una mejor fracturabilidad a la hora de la estimulación se necesitan valores de contenido de arcillas bajos, preferentemente menor al 40%. Del mismo modo, la ausencia de arcillas expandibles facilita la estimulación. Por otra parte, la existencia de sobrepresión es un factor deseable aunque no indispensable ya que provee de energía al sistema facilitando la recuperación de fluidos.

¹⁹ Reflectancia de la vitrinita (Ro%): es una medición de la madurez térmica de la materia orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva. Una roca con $\text{Ro} < 0.6\%$ se considera inmadura, con valores $0.6\% \leq \text{Ro} \leq 2\%$ se considera madura y con valores $\text{Ro} > 2\%$ se considera postmadura.

Por último, la existencia de instalaciones en superficies y facilidades relacionadas con la logística son un factor clave a la hora de evaluar si un proyecto de esta naturaleza es económicamente viable o no.

En la Tabla 2 a continuación se resumen algunos de los parámetros de la formación Vaca Muerta (edad, extensión areal, profundidad, gradiente de presión, porosidad, espesor, madurez térmica, COT) comparados con los principales shales de Estados Unidos. Se puede observar que la formación Vaca Muerta presenta una mayor variación en los rangos de la mayoría de las propiedades con respecto a los shales de Estados Unidos. Esto está relacionado a la heterogeneidad tanto vertical como lateral que presenta la formación a lo largo de toda la cuenca. El propósito en esta sección es hacer una analogía y entender la calidad y el potencial geológico de Vaca Muerta a nivel mundial.

Tabla 2. Indicadores geológicos de Vaca Muerta y otros shales de Estados Unidos.

Formación shale	Barnett	Haynesville	Marcellus	Eagle Ford	Woodford	Vaca Muerta
Edad (<i>Ma</i>)	320	150	410	95	370	140
Extensión areal (<i>Km²</i>)	13000	23000	250000	5000	28900	30000
Profundidad (<i>Km</i>)	2.0 - 2.6	3.2 - 4.2	1.2 - 2.6	1.2 - 4.2	1.8 - 3.4	2.0 - 3.5
Gradiente de presión (<i>psi/ft</i>)	0.43 - 0.44	> 0.9	0.15 - 0.40	0.6		0.6 - 1.1
Porosidad (%)	4.0 - 5.0	8.0 - 9.0	10.0 - 11.0	4.0 - 15	3.0 - 9.0	4.0 - 12.0
Espesor (<i>m</i>)	60 - 90	60 - 90	30 - 120	20 - 150	90 - 300	30 - 550
Espesor útil (<i>m</i>)	15 - 60	61	15 - 60	25 - 100	35 - 67	50 - 350
Madurez Térmica (<i>%Ro</i>)	0.5 - 1.5	0.94 - 2.62	0.5 - 2.0	0.5 - 2.2	0.5 - 3.0	0.5 - 2.6
COT (%)	3.0 - 6.0	4.0 - 10	3.0 - 12	4.5 - 5.5	0.6 - 1.0	2.0 - 12.0

Fuente: Society of Petroleum Engineers (2013).

La distribución areal de Vaca Muerta alcanza aproximadamente los 30000 Km², extensión areal comparable con la formación de shale gas de Woodford, el cual alcanza 28900 Km².

El espesor de Vaca Muerta, a lo largo de la cuenca, presenta una importante variación; inicia con un espesor mínimo de 30 metros y alcanza más de 500 metros en el sector occidental. Esto es una característica importante para tener en cuenta, ya que las formaciones shale de Estados Unidos (salvo pocas excepciones) no presentan rangos de espesor tan amplios como Vaca Muerta. Utilizando un valor de corte arbitrario para definir un espesor útil, por ejemplo el contenido orgánico total mayor al 2%, el espesor

de Vaca Muerta no se reduce tan significativamente (la mayor reducción se da en el sector occidental donde los espesores pasan de 500 a 250 metros de espesor útil), como si sucede con las formaciones de Estados Unidos. Esto es una ventaja para Vaca Muerta, ya que un mayor espesor permite un mayor volumen estimulable, sin embargo, por otro lado hace mucho más complicada la selección y caracterización en detalle del sector más apropiado para la navegación de una rama horizontal de un pozo.

Otros dos parámetros importantes a ser evaluados al momento de caracterizar los reservorios no convencionales son la profundidad a la que se encuentra la formación y su gradiente de presión.

Como consecuencia de la gran extensión de Vaca Muerta, la formación se encuentra aflorando en algunos sectores de la cuenca (faja plegada y corrida) y en otros se encuentra a más de 4000 metros de profundidad. Si nos basamos en los resultados obtenidos de la campaña exploratoria realizada por YPF²⁰ en los últimos años, podemos reducir este intervalo de profundidad a 2000-3500 metros. En función de esto, comparando con los shales de Estados Unidos se puede observar que Vaca Muerta es uno de los *plays* que se encuentra más profundo (a excepción de Haynesville y Eagle Ford) y con una amplia variación en el rango de profundidad. Lo anterior vuelve la extracción más segura y disminuye el impacto ambiental ya que se ubica muy por debajo de los acuíferos de agua dulce.

La sobrepresión de una formación no es un requisito necesario para el éxito de un reservorio no convencional. Sin embargo, los shales que se encuentran sobrepresionados por lo general pueden almacenar más cantidad de hidrocarburos, son más fácilmente fracturables debido a la reducción del estrés efectivo y facilita la recuperación de los fluidos. Es importante destacar que esta propiedad estará íntimamente relacionada con la profundidad de la formación y su madurez térmica. A mayor profundidad y madurez, mayor gradiente de presión. Esto se cumple en la formación Vaca Muerta, la cual presenta gradientes de presión que van desde 0.50 psi/ft²¹, en zonas de borde de cuenca, a 1.1 psi/ft, en el centro de la cuenca. En la Tabla 2 se pueden observar los rangos de gradiente de presión para varios shales de Estados Unidos y Vaca Muerta. Exceptuando a Haynesville, no son muchos los shales que presentan sobrepresión.

²⁰ Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A.

²¹ Unidad del gradiente de presión que mide el cambio producido en la presión por unidad de profundidad, expresado normalmente en unidades de psi/ft (libra por pulgada cuadrada por pie).

El análisis petrofísico de los perfiles eléctricos ha permitido evaluar y caracterizar a la formación Vaca Muerta determinando porosidades de entre 4 a 12% a lo largo de la cuenca (valores que responden a los resultados obtenidos en laboratorio). Si tomamos un perfil vertical de la formación se puede observar que los valores de porosidad varían de 8 a 12% en las secciones inferior y media, disminuyendo progresivamente hacia el techo (4 a 8%). En la Tabla 2 se comparan los rangos de porosidades de algunos shales de Estados Unidos con la formación Vaca Muerta, recordando que la gran amplitud en el rango está asociada a las importantes heterogeneidades tanto laterales como verticales.

La presencia de un sistema de microfisuras favorece una mayor interconexión. En muy pocos casos, si la red de fisuras es muy densa, puede no precisarse de una estimulación hidráulica. Este es el caso de la formación Marcellus en Pensilvania, donde un sistema de fracturas abiertas ayuda a tener producciones iniciales importantes. Vaca Muerta, en casos puntuales, ha producido hidrocarburos sin la necesidad de estimulación hidráulica. Es indiscutible la riqueza orgánica (%COT) que presenta la formación Vaca Muerta, ya que se trata de la principal roca generadora de la cuenca Neuquina. Los valores %COT a lo largo de toda la cuenca, van desde el 1% hasta 12%, mostrando la tendencia de aumentar hacia la base de la misma. Es por esto que la parte basal de la formación (30-40 metros iniciales) presenta valores promedios que van desde 3.5 a 7%. A su vez, la parte superior de Vaca Muerta presenta valores de %COT promedio que rondan del 2 a 4%. Con respecto a shales de Estados Unidos se pueden observar valores similares de %COT para Marcellus, pero por lo general, la mayoría de los shales presentan rangos más acotados de %COT.

Con respecto a la madurez térmica (R_o), debemos tener en cuenta que los valores de reflectancia de la vitrinita indican la máxima temperatura a la que fue sometida la roca generadora y permiten definir el tipo de hidrocarburo que habría generado. Podemos observar que para la formación Vaca Muerta existe una gran variación de los valores de R_o , teniendo valores que están por debajo del 0.5% R_o (inmaduro) y llegando hasta valores mayores a 3% R_o (ventana de generación de gas). A partir de los pozos perforados y de los fluidos producidos se han ido corroborando los valores de madurez, estableciéndose el límite entre la ventana de generación de petróleo y gas húmedo en 1.35%, valor que se encuentra levemente desfasado con respecto al teórico (1.2%). De esta manera, la formación queda delimitada en una zona de shale oil (0.7 a 1.0% R_o), zona de shale gas húmedo (1.2 a 1.35%) y en una de shale gas seco (1.35 a 3.2% R_o). En el Anexo I se puede observar la distribución de fluidos de la formación Vaca Muerta.

Esta división no solo es importante para determinar el tipo de fluido que se producirá sino también para definir las estrategias de terminación, ya que no es lo mismo diseñar una fractura para producir petróleo que para producir gas. En Estados Unidos, en la mayoría de los shales sucede lo mismo: existe una variación en la madurez térmica de las rocas que permite delimitar las ventanas de generación de petróleo y de gas.

La localización también constituye una importante ventaja comparativa. Los campos donde se explota la formación Vaca Muerta se encuentran alejados de centros urbanos, lo que facilita las operaciones en el terreno. En comparación con el estado de Texas en Estados Unidos, el desarrollo del shale se realiza cerca de ciudades densamente pobladas, lo que implica preparaciones especiales para la adecuación de caminos, infraestructura y locaciones, entre otros cuidados.

En función de lo discutido en la presente sección, no existe entre los shales de Estados Unidos, un análogo (propriadamente dicho) a la formación Vaca Muerta. En algunos casos, se advierten similitudes con respecto a algunos parámetros importantes, como sucede con Eagle Ford que presenta una madurez térmica similar, o como sucede con Haynesville que muestra gradientes de presión tan altos como los de Vaca Muerta. Tal vez, la principal diferencia radica en el gran espesor útil que presenta Vaca Muerta. Los shales de Estados Unidos, con espesores útiles menores, necesitan de pozos horizontales para lograr un mayor volumen de roca estimulable y así obtener producciones comerciales. En cambio en Vaca Muerta, la delineación de este shale se basó en pozos verticales debido a las buenas producciones obtenidas. No obstante, las técnicas de perforación horizontal se han hecho extensivas a este shale en la búsqueda de mayor productividad.

Dentro del análisis expuesto, es posible visualizar una ventaja superlativa que posee la formación Vaca Muerta y es que, a diferencia de las principales formaciones shale norteamericanas, sus características más destacadas tales como gran extensión areal, profundidad, considerable espesor útil y alto contenido de materia orgánica, se encuentran todas reunidas en un mismo recurso.

3.1.3. Reservas y recursos

Las reservas de hidrocarburos forman parte del potencial energético de un país y contribuyen a la configuración de su matriz energética, permitiendo orientar los recursos con el objetivo de explotar aquellas fuentes energéticas disponibles de manera eficiente y al menor costo posible, planificando las necesidades de abastecimiento interno y

permitiendo también poder definir una política energética de exportación, a los efectos de incrementar los ingresos del país.

En el Capítulo II se presentaron los valores de los recursos no convencionales informados por la Agencia de Información Energética (EIA) de los Estados Unidos en su informe publicado en junio de 2013, el mismo ubica a la Argentina como el segundo país del mundo en volumen de reservas técnicamente recuperables de shale gas y el cuarto en volumen de reservas técnicamente recuperables de shale oil.

Toda reserva debe ser comercialmente recuperable en un lapso de tiempo determinado, proveniente de un yacimiento conocido, y de acuerdo con el grado de certeza que se tenga sobre el valor informado, se la clasificará en alguna de estas categorías: Probada, Probable o Posible. Cuando no existe en el momento del análisis viabilidad económica o comercial de la explotación, y esos hidrocarburos son considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado o de infraestructura, las reservas pasan a considerarse como Recursos. Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos. En el caso de las reservas probadas debe haber por lo menos un 90% de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación, las reservas probables implican que debe haber por lo menos el 50% de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la estimación y las reservas posibles implican que debe haber por lo menos el 10% de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la estimación.

La Figura 17 y la Figura 18 a continuación muestran los volúmenes de las reservas Probadas (P1), Probables (P2) y Posibles (P3) convencionales y los Recursos convencionales y no convencionales totales del país, teniendo en cuenta que al momento los datos oficiales de la Secretaría de Energía se encuentran disponibles hasta el año 2018.

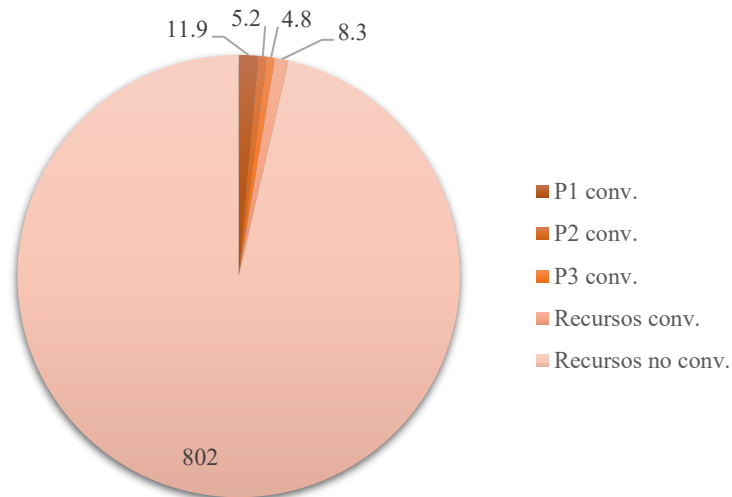


Figura 17. Reservas y Recursos de gas natural convencional y no convencional.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019).

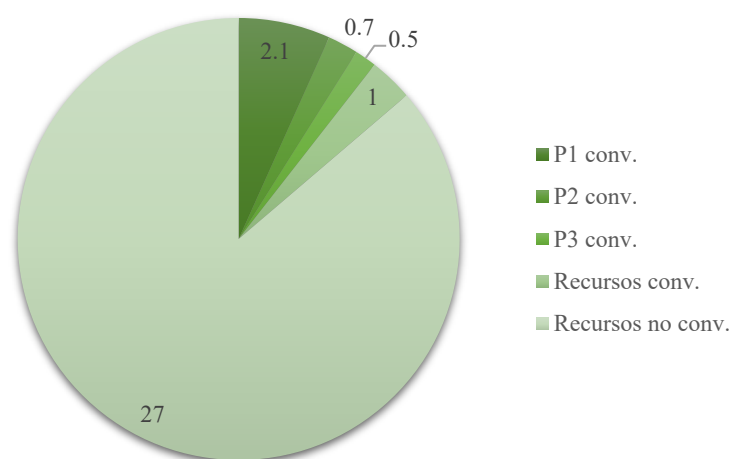


Figura 18. Reservas y Recursos de petróleo convencional y no convencional.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019).

En particular, el estudio de la EIA le asigna a Vaca Muerta un potencial de recursos técnicamente recuperables de 308 TCF de gas natural y 16.2 miles de millones de barriles de petróleo, es decir un 39% y un 60% respectivamente de los recursos no convencionales de Argentina. Como indica la EIA, estas cantidades de gas son consideradas recursos técnicamente recuperables, y vale la aclaración ya que difiere de las reservas debido a que no tiene incorporado el concepto de economicidad de la explotación, es decir, es una estimación teórica de todo el hidrocarburo existente en el subsuelo que se puede extraer (recuperable).

Para una compañía petrolera el principal activo, el que define su valor en el mercado, son las reservas de petróleo y gas que podrá desarrollar. Una empresa goza de buena salud en la medida que pueda reemplazar en su stock cada barril que produce. Certificar reservas en formaciones no convencionales es una tarea muy compleja, ya que la cantidad de hidrocarburos que se pueden recuperar varía a medida que las compañías van afinando la forma más eficiente y menos costosa de poner los pozos en producción.

En el caso de Vaca Muerta, su valor va creciendo a medida que avanza la práctica de las operadoras para que sus pozos sean económicamente más rentables. Dado que las técnicas y tecnologías aplicadas en Vaca Muerta fueron desarrolladas y mejoradas en los Estados Unidos (las técnicas de perforación de pozos horizontales y fractura hidráulica, la introducción de fluidos especiales de fractura y herramientas para operaciones de re-fractura), la curva de aprendizaje tecnológico en la explotación de recursos no convencionales ya fue transitada en gran medida por este país, particularmente por el estado de Texas, lo cual permite una explotación más rápida de los recursos shale en Argentina. De acuerdo con las últimas estimaciones publicadas por la Secretaría de Energía, Vaca Muerta ya aporta 17169 MMm³ de reservas probadas, es decir, aquellas que, de acuerdo con el análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables.

3.2. La evolución del desarrollo de Vaca Muerta

La presente sección tiene como objetivo analizar la evolución del desarrollo de Vaca Muerta en la cuenca Neuquina, en especial de los últimos seis años, tomando en consideración los principales actores que operan en la formación, sus proyectos, el nivel de inversiones, los avances obtenidos en materia de reducción de costos y aumento de la productividad, la evolución de la producción y de las reservas.

Una aclaración importante es que, dado que la presente tesis tiene como objetivo general determinar las condiciones necesarias para un desarrollo sustentable de los recursos de gas no convencional de Vaca Muerta, en las secciones correspondientes a la evolución de la producción y de las reservas probadas, se acotará el análisis a la variable shale gas sin considerar la evolución de la producción y reservas probadas de petróleo no convencional dado que exceden el alcance de este trabajo.

3.2.1. Principales players

En Argentina las compañías acceden a los derechos de exploración y explotación a través de concesiones que otorgan las provincias. Estas concesiones pueden ser otorgadas ya sea a una compañía en particular o a un grupo de compañías formando una UTE (Unión Transitoria de Empresas), JV (Joint Venture) o algún otro mecanismo para tal fin. De las compañías que tienen asignada la concesión habrá una que es la responsable de la operación y usualmente es la que acredita mayores capacidades técnicas como financieras.

Actualmente, son más de 20 las compañías operadoras que tienen concesiones en Vaca Muerta. En los últimos años se han sumado nuevos desarrollos, nuevos jugadores (*players*) y el ranking de acreaje de las compañías se altera constantemente.

La formación cuenta de momento con 36 concesiones otorgadas y 18 permisos de exploración. Con una superficie total de 30000 Km² que equivalen a 8.65 millones de acres, los 8501 Km² que están en manos de las operadoras para su explotación por 35 años, representan sólo el 23% de su potencial. La superficie no convencional que se encuentra en fase de desarrollo representa sólo el 4% del total, mientras que el restante 73% constituye la superficie aún no concedida.

De las 20 compañías que operan en Vaca Muerta, la mitad son firmas extranjeras y entre ellas se encuentran algunas de las que poseen la mayor cantidad de áreas y superficie concesionada para la explotación. Según información del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, el ranking de las compañías con mayor participación en las concesiones no convencionales es liderado por YPF con 23 áreas y permisos concesionados, de los cuales opera 16 áreas implicando en conjunto más de 3900 Km² del área total concesionada. La segunda firma en peso territorial es la argentina Pan American Energy (PAE) con 8 áreas y permisos concesionados por 1747 Km². Le sigue la francesa Total Austral que posee 8 concesiones y permisos concesionados con casi 1500 Km² de extensión areal. La norteamericana ExxonMobil es la cuarta operadora en extensión areal con 5 áreas y permisos concesionados por 1007 Km², en tanto que la provincial Gas y Petróleo del Neuquén (GyP) tiene una superficie superlativa pero opera en asociación con otras firmas. Otras compañías que tienen operaciones en Vaca Muerta son la alemana Wintershall DEA, las locales Tecpetrol, Pluspetrol, Capex, Pampa Energía y Selva María Oil; y las extranjeras Petrolera El Trébol (Phoenix Global Resources) y Madalena Energy. También en alianzas estratégicas con la estatal YPF se destacan Chevron, Petronas, Schlumberger, Dow y la noruega Equinor.

Con las últimas siete concesiones no convencionales que otorgó la provincia del Neuquén, la que más superficie agregó a su carpeta fue ExxonMobil. La otra compañía operadora que escaló en el ranking fue Pampa Energía que duplicó la superficie que operaba. Por otra parte, Vista Oil & Gas, fue el gran jugador que desembarcó en Vaca Muerta en la segunda mitad del 2018 y que tomó 543 Km² de la formación con sus dos áreas y permisos concesionados. La otra firma que apareció en el radar fue Madalena Energy que por su participación en Coirón Amargo Sur Este (CASE) posee 78 Km² concesionados (Figura 19).

En diciembre de 2019 el gobierno de Neuquén adjudicó dos nuevas áreas no convencionales en Vaca Muerta a las compañías YPF y Vista Oil & Gas, asociada a Gas & Petróleo del Neuquén (las mimas no se han incluido en las estadísticas informadas al inicio debido a que es un dato reciente). Las áreas otorgadas son Águila Mora y Loma Amarilla Sur que serán operadas por YPF y Vista Oil & Gas para llevar adelante proyectos piloto de petróleo y gas no convencional en la formación.

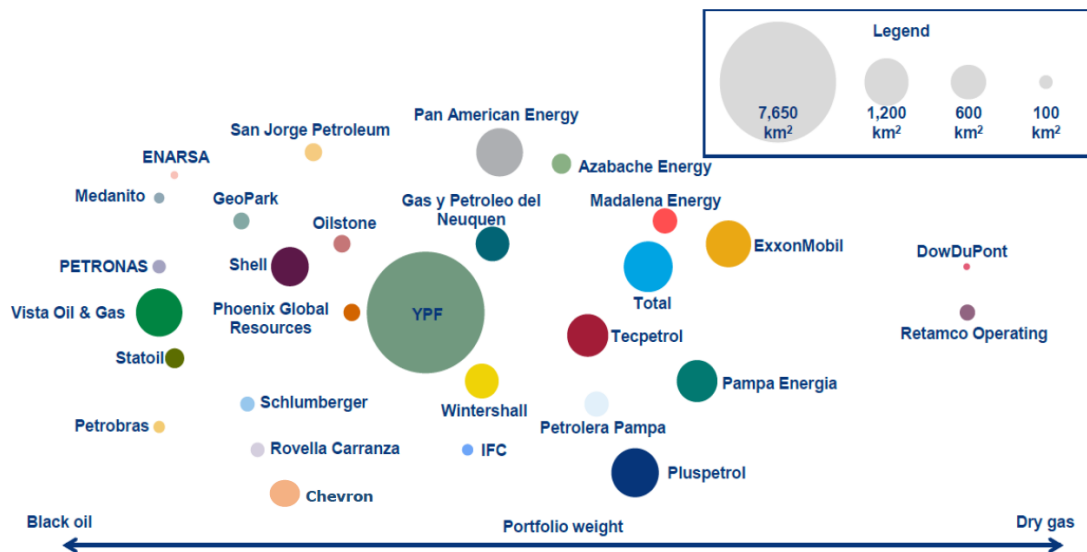


Figura 19. Superficie en acres por compañía en Vaca Muerta.

Fuente: SE en base a Wood Mackenzie (2019).

Como se puede observar en la Figura 19, entre las compañías con mayor superficie de acres y mayor prospectividad en Vaca Muerta, se encuentran compañías tales como ExxonMobil, Chevron, Total y Shell que son consideradas entre las “majors” de la industria a nivel internacional, siendo actores importantes en la industria global de hidrocarburos, sin embargo, en particular ninguna de ellas tiene una participación preponderante en el mercado del shale norteamericano.

3.2.2. Principales proyectos

De los 27 proyectos lanzados en Vaca Muerta en los últimos años, a la fecha 9 se encuentran en fase de desarrollo. De estos 9 proyectos, 4 cuentan con la participación de la compañía estatal YPF (Figura 20).

A continuación se describen brevemente los primeros cinco proyectos que pasaron de fase piloto a fase de desarrollo continuo luego de que en el año 2011 la compañía YPF anunciara sus resultados positivos en la perforación de un pozo no convencional en la cuenca Neuquina:

- Loma Campana (YPF-Chevron): esta área se encuentra en desarrollo activo desde el año 2013. Es un proyecto que abarca 395 Km² y se encuentra ubicado a 90 Km del noroeste de la ciudad de Neuquén y a 5 Km de la ciudad de Añelo. Está en manos de la nacional YPF que explota la zona junto a la estadounidense Chevron. Fue la primer área en pasar de fase piloto a fase de desarrollo activo por lo que es el bloque con mayor densidad de pozos (~600 pozos) y tiene un gran potencial en shale oil y shale gas.
- El Orejano (YPF-Dow): esta área se encuentra en desarrollo activo desde el año 2016. Es un proyecto que abarca 45Km², está ubicada a 60 Km de la ciudad de Añelo y lo desarrolla YPF en asociación con la Petroquímica Dow. Se considera uno de los proyectos de shale gas más ambiciosos del país.
- Aguada Pichana Este (Total-Wintershall-YPF-PAE): esta área se ubica en el tercer puesto en términos de antigüedad y se encuentra en desarrollo activo desde el año 2017. El bloque tiene una superficie de 761 Km² y está ubicado sobre la ventana de gas seco de Vaca Muerta, limita al norte con Sierra Chata, al este con La Calera y al sur con La Ribera I, muy cercana a Fortín de Piedra. Su principal producción es gas no convencional (shale gas y tight gas) y su desarrollo es liderado por Total.
- Fortín de Piedra (Tecpetrol): hoy es el mayor yacimiento onshore de gas de la Argentina, originadora de petróleo y gas no convencional, está a cargo de Tecpetrol, la petrolera del Grupo Techint. El modo cuantitativo da cuenta de la imponente del proyecto: inversiones por más de US\$ 2100 millones en dos años, una producción de 17.5 MMm³/d²² de gas que representan un 12% de la oferta nacional ubicándose al tope del ranking de productores de Vaca Muerta. No hay

²² Millones de metros cúbicos por día.

antecedentes de un desarrollo de tal magnitud en la historia hidrocarburífera argentina.

- La Amarga Chica (YPF-Petronas): esta área se encuentra en desarrollo activo desde el año 2018. Es un proyecto que abarca 187 Km² y está en manos de YPF en asociación con Petronas (Compañía Nacional de Petróleo de Malasia) y tiene un gran potencial en shale oil.

Los restantes proyectos que ya han ingresado a fase de desarrollo activo en Vaca Muerta hasta 2019 son: Cruz de Lorena - Sierras Blancas (Shell-GyP), Rincón del Mangrullo - Tight mixto (YPF), Coirón Amargo Sur Oeste (Shell), Lindero Atravesado - Tight (PAE-YPF).

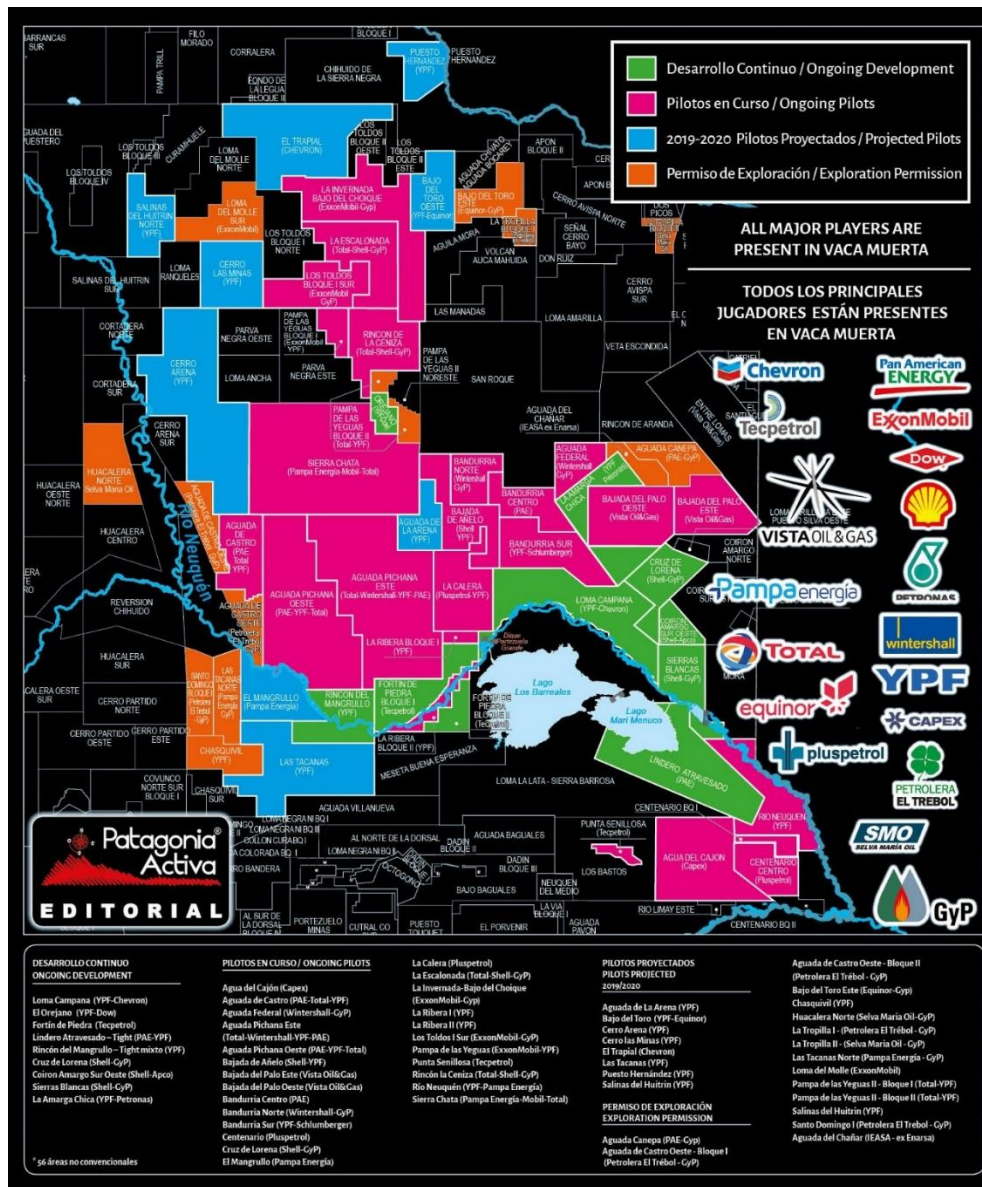


Figura 20. Estado actual del desarrollo no convencional en la cuenca Neuquina.

Fuente: Guía Vaca Muerta.

dinamismo de las inversiones ha sido escaso con relación al de las principales cuencas norteamericanas.

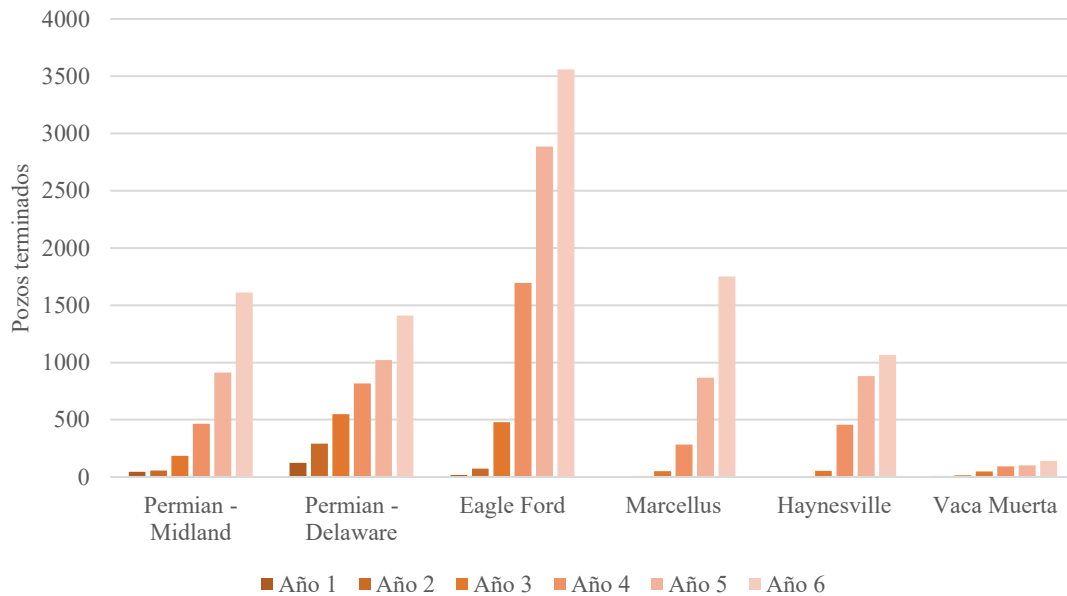


Figura 22. Pozos horizontales terminados en los primeros años de desarrollo.

Fuente: Rystad Energy Shale Intel - Vaca Muerta Study (2018).

La Figura 22 muestra la cantidad de pozos horizontales terminados en los primeros años de desarrollo de las principales formaciones shale de los Estados Unidos en comparación con la formación Vaca Muerta. Se puede observar que las terminaciones horizontales en Marcellus, Haynesville y Vaca Muerta respectivamente totalizaron en 15 o menos en cada uno de sus primeros 2 años de desarrollo.

3.2.3. Inversiones

La industria petrolera es principalmente capital intensiva. Sin embargo, las particularidades de las formaciones no convencionales hacen que esta condición se vea incrementada. Tanto los pozos de shale gas como shale oil se caracterizan por una rápida declinación de la producción inicial del pozo, es decir, su rendimiento es muy alto al principio y enseguida cae; lo cual exige la perforación permanente de pozos para compensar la caída de la producción (habitualmente denominada “drilling factory”), algo que solo se puede sostener con un flujo constante de inversiones.

La perforación de pozos horizontales, el costo de las sucesivas fracturas hidráulicas multiplicado por la gran cantidad de pozos a perforar incrementa considerablemente la

inversión necesaria para la ejecución de proyectos de desarrollo, resultando en altos costos de producción y márgenes de ganancia reducidos.

La exploración y explotación de petróleo y gas no convencional en la formación Vaca Muerta es en gran medida impulsada por el Estado argentino y compañías con sede en el país. Según el informe de IEEFA (2019), las inversiones realizadas entre 2012 y 2017 fueron de US\$ 13.9 mil millones, de las cuales el 65% (o US\$ 9.1 mil millones) corresponde a inversiones de compañías argentinas y el 35% restante (o US\$ 4.9 mil millones) fue originado por compañías extranjeras (Figura 23). No fue distinto el plan de gastos previsto para inversiones en petróleo y gas no convencional en la provincia de Neuquén entre 2013 y 2018, cuyos montos ascendieron a US\$ 19.8 mil millones, de los cuales el 61% (o US\$ 12.1 mil millones) fueron originados por YPF u otras compañías con sede en el país y el 39% restante (o US\$ 7.7 mil millones) fueron desembolsos de compañías extranjeras.

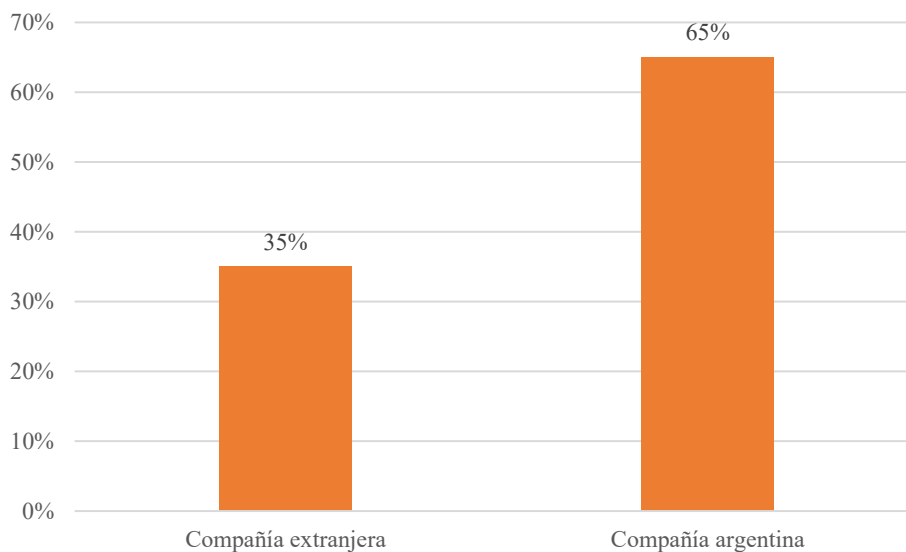


Figura 23. Inversión real extranjera y argentina en Vaca Muerta (2012-2017).

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de IEEFA en base a SE (2019).

Gran parte de las compañías asentadas en Vaca Muerta basa su actividad en la región en un sistema de subsidios. Si bien YPF lidera la explotación de dicha formación, el plan energético del país durante la administración de gobierno de la coalición Cambiemos proponía aumentar la participación de las compañías privadas extranjeras para que, a través de una mayor inversión, pudieran aumentar la producción, mejorar la tecnología de explotación y de este modo, reducir la dependencia a los subsidios públicos del sector.

Durante el año 2017 el gobierno nacional implementó distintos incentivos para alentar la explotación de los recursos de gas no convencional de Vaca Muerta y promover el desarrollo de la industria hidrocarburífera. Las principales medidas fueron las que se mencionan seguidamente:

- La creación de un programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales (shale y tight) en la cuenca Neuquina, vía subsidios de los precios a los productores (Resolución 46-E/2017²⁴) con la intención de acelerar las inversiones en el sector, incrementar la producción local e impulsar el desarrollo de Vaca Muerta.
- La firma de una adenda con el sector sindical –Sindicato de Petróleo y Gas Privado de Río Negro, Neuquén y La Pampa y el Sindicato de Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa– y el sector empresario –Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH) y la Cámara de Empresas de Operaciones Petroleras Especiales (CEOPE)– para flexibilizar las condiciones laborales (adenda de los Convenios Colectivos de Trabajo 637/11 y 644/12²⁵).
- La implementación de un régimen de importación para bienes usados, permitiendo a las compañías contratistas de servicios petroleros importar bienes de capital usados destinados a la industria del petróleo y gas sin abonar aranceles. Lo anterior con la intención de incorporar nuevas tecnologías y reducir costos de inversión (Decreto 629/2017²⁶).

No obstante lo antes expuesto, el crecimiento de la inversión privada en Vaca Muerta ha avanzado a un ritmo más lento del previsto.

²⁴ Recuperado el 21 de marzo de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/270000-274999/272266/norma.htm>

²⁵ Recuperado el 21 de marzo de 2020, de: http://enernews.com/media/briefs/trabajo-en-vaca-muerta-la-adenda-completa_2219.pdf

²⁶ Recuperado el 21 de marzo de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/275000-279999/278045/norma.htm>



Figura 24. Representantes del gobierno nacional, empresas y sindicatos en la firma del acuerdo de flexibilidad laboral para impulsar el desarrollo de Vaca Muerta.

Fuente: Ministerio de Energía y Minería de la Nación (2017).

La evolución de los niveles de inversión en Vaca Muerta se puede ver reflejada en la evolución de la cantidad de pozos perforados a la formación, tanto de shale gas como de shale oil desde el año 2011 en adelante. Como se puede observar en la Figura 25 y la Figura 26 debajo, las tendencias son claramente crecientes para ambos hidrocarburos.

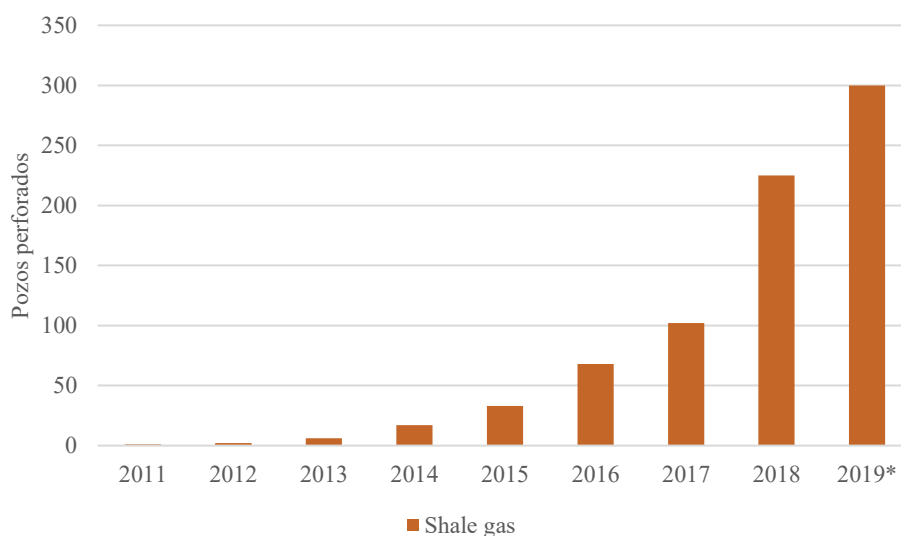


Figura 25. Evolución de pozos shale gas perforados a Vaca Muerta.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (*datos relevados hasta noviembre de 2019).

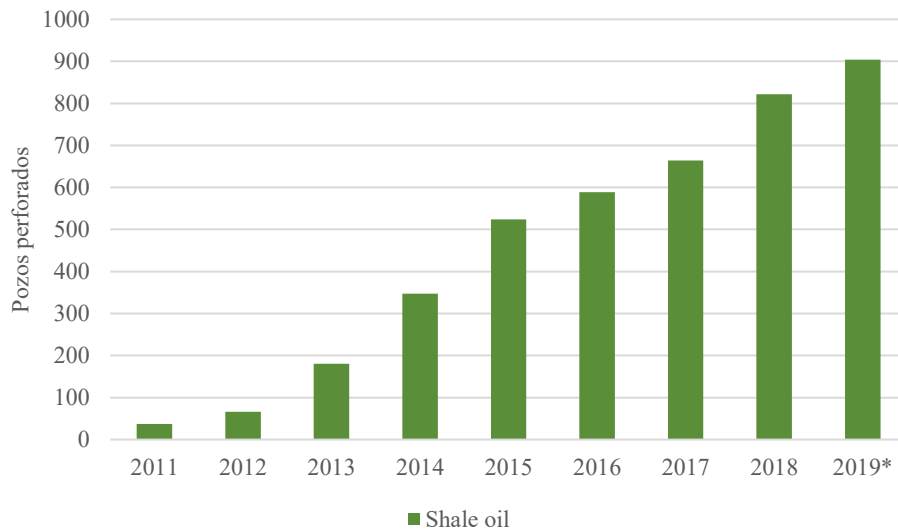


Figura 26. Evolución de pozos shale oil perforados a Vaca Muerta.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (*datos relevados hasta noviembre de 2019).

Por otra parte, si se observa la evolución de los pozos perforados convencionales y no convencionales en la cuenca Neuquina para el mismo periodo (Figura 27), existe una clara orientación de las inversiones hacia los proyectos de explotación no convencional, que se acentúa a partir de 2017 gracias al programa de estímulo para los desarrollos de gas no convencional proveniente de Vaca Muerta (Resolución 46-E/2017) .

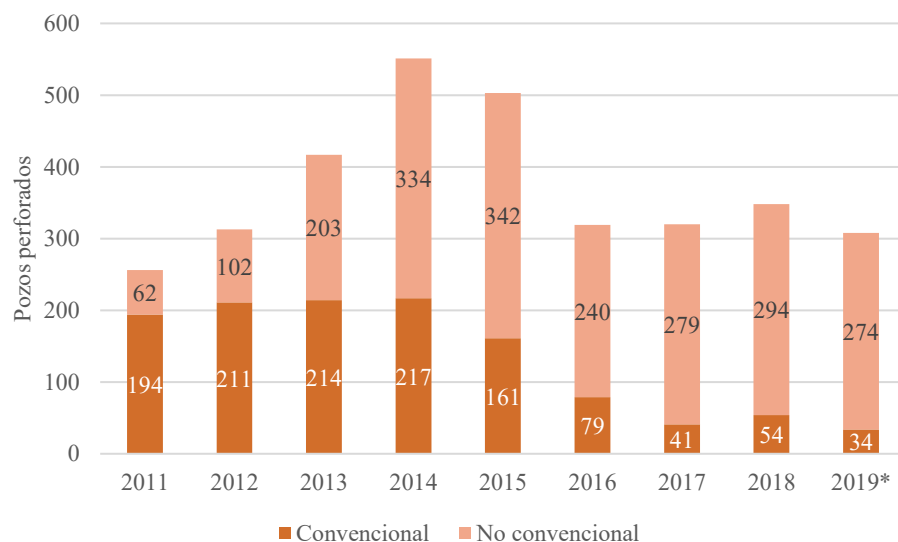


Figura 27. Evolución de pozos perforados convencionales y no convencionales.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos Provincia del Neuquén (*datos relevados hasta noviembre de 2019).

3.2.4. Reducción de costos

Los costos correspondientes a la construcción de pozos no convencionales para la extracción de petróleo y gas comprenden la perforación y terminación del pozo y otras instalaciones (*facilities*) que permiten aplicar tratamientos de desulfurización y separación de agua.

A continuación la Tabla 3 muestra la estructura de costos aproximada para pozos no convencionales, tanto de petróleo como gas, publicada por MINEM²⁷ en su informe “Desarrollo de Vaca Muerta: Impacto económico agregado y sectorial” de junio de 2018. En la misma se puede observar que los equipos y servicios de perforación, tubulares y otros accesorios de perforación; agua, arena, químicos para fractura y bombeo a presión comprenden alrededor del 80% de los costos de un pozo tipo no convencional.

Por lo tanto, el diseño de los pozos horizontales (extensión de la rama horizontal, cantidad de fracturas, tecnologías de terminación de pozos), las tarifas de las compañías de servicios de perforación y terminación, y la eficiencia laboral se encuentran entre los principales “*drivers*” que impactan en la competitividad de Vaca Muerta y sobre los cuales las compañías operadoras han concentrado sus esfuerzos de los últimos años en la búsqueda de la mejora de la eficiencia y la productividad de sus desarrollos.

Tabla 3. Estructura de costos pozos shale oil y shale gas.

Concepto	Shale oil (%)	Shale gas (%)
Perforación	48	47
Servicios perforación	13	12
Materiales y otros	10	11
Maquinaria perforación	16	14
Otros (tubos, cemento, lodo)	9	9
Terminación	47	48
Químicos	11	12
Presión de bombeo	8	10
Propante (arena)	9	8
Otros (maq., agua)	19	19
Otros equipos	1	1
Instalaciones	3	3
Conexión de tubería	1	1
Total (%)	100	100

Fuente: MINEM (2018) en base a EIA y Wood Mackenzie (2015).

²⁷ Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Recuperado el 24 de febrero de 2020, de:

<http://datos.minem.gob.ar/>

La inversión creciente en la formación y el avance en la curva de aprendizaje desde las etapas tempranas de desarrollo, junto con el acuerdo de flexibilización de las condiciones laborales con el gremio petrolero, han logrado reducir notablemente los costos de extracción de gas y petróleo no convencional de la cuenca Neuquina.

Según estadísticas presentadas por YPF sobre los resultados obtenidos en los desarrollos de Loma Campana y El Orejano (2019), para el caso del petróleo (shale oil) el costo de desarrollo (perforación y terminación) se logró reducir desde 26.9 US\$/BOE²⁸ (año 2015) hasta ubicarse en 9.5 US\$/BOE en el tercer trimestre de 2018 (Figura 28) y continuaban sus esfuerzos para bajarlo a 8 US\$/BOE que fija la referencia de producción del shale oil en Estados Unidos (el costo en Permian oscila entre los US\$ 7 y los US\$ 10 por BOE desarrollado). Para el caso del gas (shale gas), el costo de desarrollo se redujo desde 2.3 US\$/MMBTU (año 2016) hasta 0.7 US\$/MMBTU en el tercer trimestre de 2018, es decir, menos de un dólar por millón de BTU.

Además del costo de desarrollo, debe considerarse el “*lifting cost*”, este concepto engloba al costo para extraer el petróleo o gas desde el fondo del pozo hasta la superficie. Para este indicador, los costos se redujeron desde 16.4 US\$/BOE a 5.2 US\$/BOE para el caso del petróleo y desde 2.1 US\$/MMBTU a 0.7 US\$/MMBTU para el caso del gas.

En la Figura 28 y la Figura 29 se puede observar la evolución de los costos de desarrollo y *lifting cost* de ambos proyectos para el periodo comprendido desde 2015 hasta el tercer trimestre de 2018 inclusive.

La petrolera estatal es la que más avanzó en la explotación de formaciones no convencionales, al momento cuenta con más de 600 pozos perforados a Vaca Muerta, pero estos números no son extrapolables al resto de las compañías operadoras. La mayoría de las compañías atraviesa aún una fase mucho más incipiente en sus desarrollos. A su vez, cada una computa distintos elementos a la hora de calcular su costo de desarrollo (por ejemplo, algunas incluyen los costos de las *facilities* complementarias y otras no), por lo que no es conveniente creer que existe una cifra homologable para toda la industria. Las estadísticas presentadas por YPF sirven apenas como referencia y para dar cuenta de los avances que se han logrado en materia de eficiencia de costos, ya que en tres años, los costos se redujeron más que a la mitad y no sólo se logra producir más barato, sino también más rápido.

²⁸ Barrel of Oil Equivalent (BOE) o Barril Equivalente de Petróleo (BEP): es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril (42 galones estadounidenses o 159 litros) de petróleo crudo.



Figura 28. Evolución de los costos de desarrollo y lifting cost para shale oil - Loma Campana YPF.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de YPF y MINEM (2019).

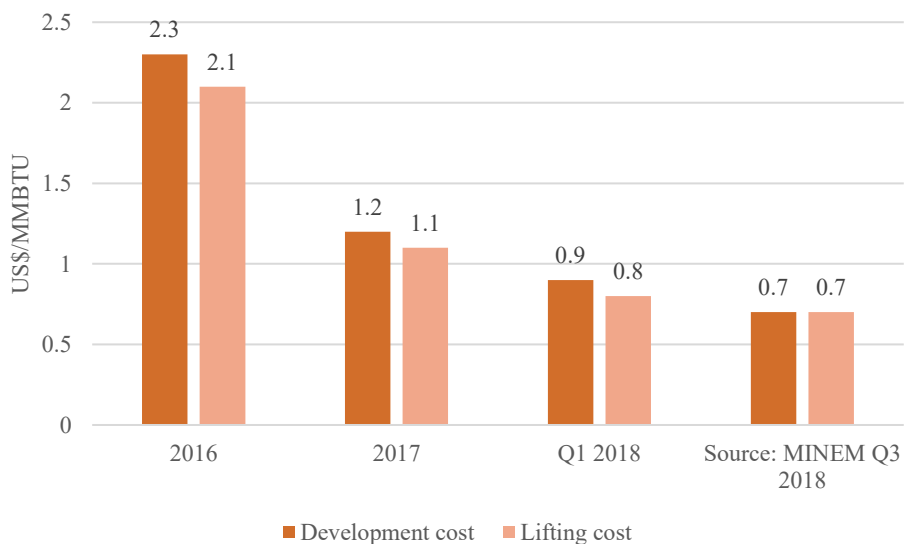


Figura 29. Evolución de los costos de desarrollo y lifting cost para shale gas - El Orejano YPF.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de YPF y MINEM (2019).

3.2.5. Aumento en la productividad

Como se explicó en la Sección 3.1.2, el espesor de la formación Vaca Muerta es significativamente mayor al de los principales shales de Estados Unidos, por esta razón, los primeros pozos exploratorios que se utilizaron para la delineación de este shale fueron verticales y se perforaron utilizando una tecnología más sencilla (perforación convencional) y también menos costosa, pero mucho menos productiva.

La fecha clave de migración hacia la perforación de pozos horizontales fue en febrero de 2016, cuando se tomó la decisión de abandonar por completo la perforación de pozos verticales, que fueron en su momento los pioneros en Vaca Muerta. Este cambio hacia un diseño de pozos con ramas horizontales y extensiones laterales cada vez mayores dio lugar a un aumento de la productividad acumulada, la cual creció de manera significativa y sostenida en el tiempo. Entre 2015 y 2019, la productividad de los pozos shale oil se multiplicó por 4.25 veces (Figura 30) mientras que la de pozos shale gas se triplicó para el mismo periodo (Figura 31).

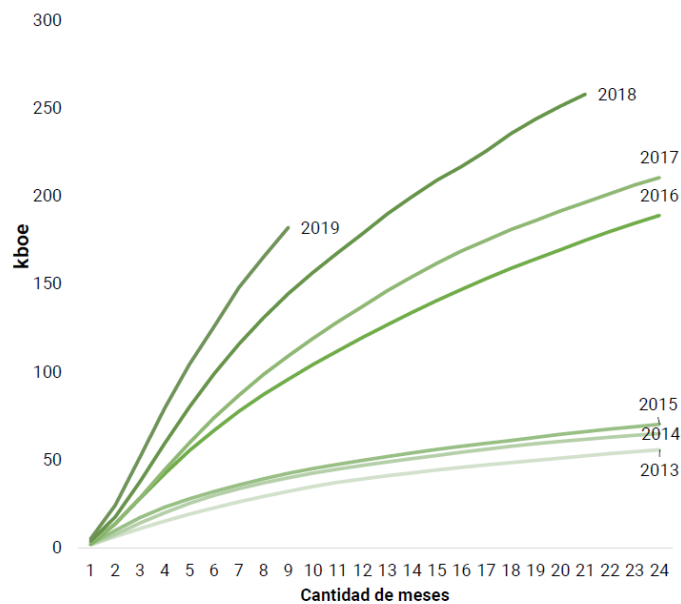


Figura 30. Productividad promedio por pozo según año de inicio shale oil (kBOE²⁹ acumulados).

Fuente: SE (2019).

²⁹ Miles de Barriles de Petróleo Equivalente (BOE, por sus siglas en inglés Barrel of Oil Equivalent).

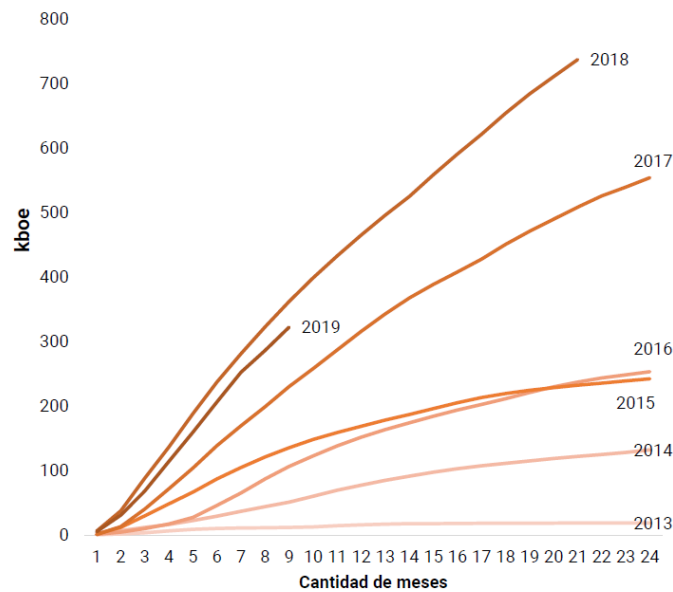


Figura 31. Productividad promedio por pozo según año de inicio shale gas (kBOE acumulados).

Fuente: SE (2019).

Al día de hoy, la mayoría de las compañías petroleras que se encuentran operando en Vaca Muerta ya han incorporado distintos tipos de mejoras en el diseño de sus pozos, entre ellas la perforación de pozos horizontales con longitud lateral extendida y la realización de mayor cantidad de fracturas mediante la tecnología “*high-intensity completion*” (que acorta la distancia entre fracturas), siendo las mismas las que permitieron aumentar sostenidamente la productividad y reducir los costos de desarrollo en los principales shales de Estados Unidos.

La perforación de pozos horizontales se ha estandarizado y año a año se incrementa la extensión de la rama lateral. Gracias a este progreso tecnológico alcanzado en Vaca Muerta y al conocimiento geológico de la formación, en el año 2019 se alcanzaron extensiones laterales de hasta 3500 metros, lo cual representa un gran avance en materia de perforación de pozos horizontales, ya que tres años atrás la industria alcanzaba a perforar pozos de hasta 1500 metros de rama lateral.

La cantidad de etapas de fractura por pozo es la forma más adecuada para medir el nivel de actividad en desarrollos no convencionales, a diferencia de los desarrollos convencionales, donde se mide por la cantidad de equipos perforadores activos o pozos perforados. Además, no solo es importante la cantidad de etapas de fractura, sino también, la rapidez con la que se llevan a cabo los trabajos de estimulación hidráulica marca el nivel de eficiencia de las operaciones y por ende la de los costos de desarrollo.

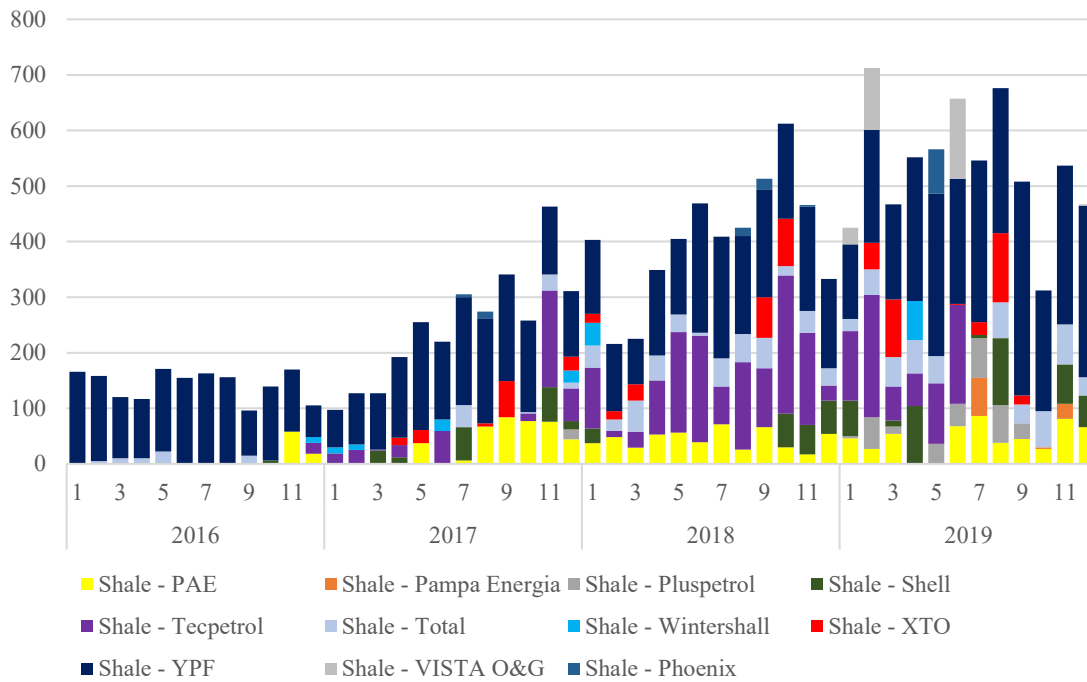


Figura 32. Evolución de la cantidad de fracturas en Vaca Muerta por operadora, 2016-2019.

Fuente: Luciano Fucello (2020).

Como se puede observar en la Figura 32, la cantidad de etapas de fractura realizadas en Vaca Muerta alcanzó un total de 16282 desde 2016 hasta 2019 para todas las compañías operadoras. El salto de aprendizaje es más que significativo si se revisan los registros de 2016, en ese año se totalizaron 1716 etapas de fractura mientras que 2019 cerró en su nivel histórico más alto, con 6425 etapas de fractura, según los datos difundidos por Luciano Fucello (Country Manager de la empresa NCS Multistage). El aumento es de un 274.4% en todo el período y representa un crecimiento del 33% frente a las 4825 etapas de fractura de 2018.

Finalmente, si bien a lo largo de los últimos años la cantidad de fracturas por pozo se ha incrementado dado la mayor longitud lateral, la densidad de fracturas también ha aumentado aproximadamente a una fractura cada 70 metros (Figura 33).

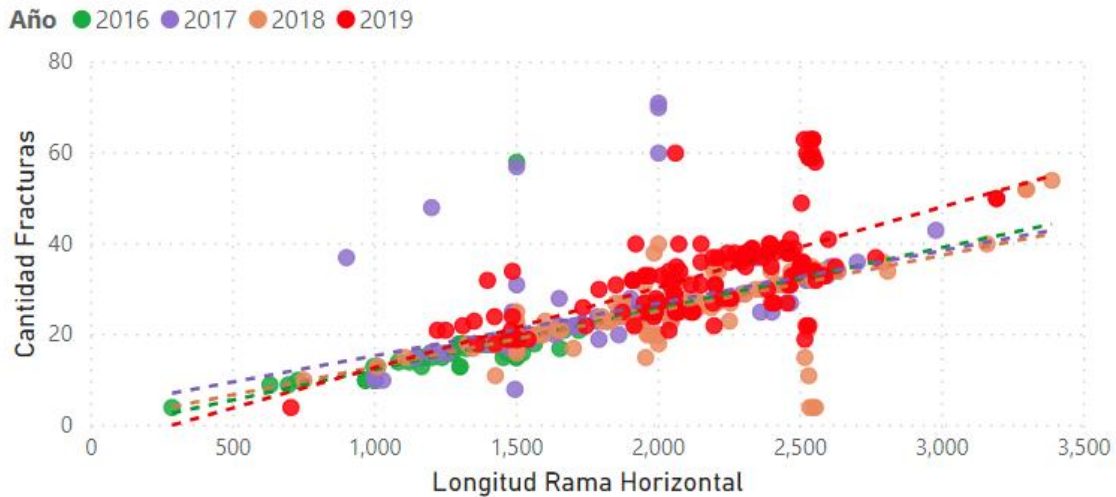


Figura 33. Evolución cantidad de fracturas por longitud de rama horizontal, 2016-2019.

Fuente: RICSA³⁰ en base a SE (2020).

3.2.6. Producción de gas natural

La producción de gas natural comenzó a estancarse en el país en el año 2007, llegando a su nivel más bajo en 2014 para luego iniciar un proceso de recuperación y crecimiento en los últimos cinco años, en gran parte explicado por el aporte de la explotación de los recursos de gas no convencionales.

Tabla 4. Evolución de la producción de gas natural por tipo de recurso, 2009-2019.

Año	Convencional (MMm3)	No Convencional (MMm3)			Total (MMm3)	Ratio % NC/total
		Shale	Tight	Total		
2009	47387	10	1021	1031	48418	2.1%
2010	45855	13	1240	1253	47108	2.7%
2011	43668	27	1833	1860	45528	4.1%
2012	41694	79	2350	2429	44123	5.5%
2013	38716	196	2796	2992	41708	7.2%
2014	36493	537	4454	4991	41484	12.0%
2015	35465	1165	6276	7441	42906	17.3%
2016	34731	1591	8666	10257	44988	22.8%
2017	32668	2291	9698	11989	44657	26.8%
2018	30335	6754	9932	16686	47021	35.5%
2019	28275	11537	9537	21074	49349	42.7%
Var. % 2018-2019	-6.8%	70.8%	-4.0%	26.3%	5.0%	
Var. % 2009-2019	-40.3%	-	834.0%	1944.0%	1.9%	

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019).

³⁰ Regional Investment Consulting S.A. Recuperado el 22 de febrero de 2020, de:

<http://www.ricsa.consulting/>

La Tabla 4 muestra la evolución de la producción de gas natural desagregada por tipo de recurso entre los años 2009 y 2019. La producción de gas natural en 2019 alcanzó un valor de 49349 MMm³, continuando con la tendencia creciente del periodo 2014-2018, y lo que representa una producción promedio de 135.2 MMm³/d.

Los datos muestran un aumento de la producción total de gas natural en los últimos cinco años que se debe en gran parte a los distintos planes de estímulo a la oferta de gas natural implementados por el gobierno nacional (se explicarán con mayor detalle en el Capítulo IV). Entre los años 2014 y 2016 la producción de gas natural se incrementó en un 8.4% y, luego de una reducción del 0.7% registrada en 2017, la producción aumentó un 5.3% en 2018 y cerró el 2019 con un incremento acumulado anual de 5% respecto del año anterior.

En cuanto a la desagregación de la producción por tipo de recurso, como se puede observar en la Figura 34, la participación de la producción de gas convencional muestra una tendencia crónica decreciente cada año más significativa, mientras que la producción de gas no convencional ha crecido a lo largo de la última década a un ritmo cada vez más acelerado.

La producción de gas convencional que representó el 57.3% de la producción total en 2019, disminuyó un 6.8% en el acumulado del año respecto a 2018 y es un 40.3% inferior a la del año 2009, lo que constituye una tendencia decreciente crónica de larga duración. En contraste, la producción de gas no convencional, que crece durante todos los años, representó el 42.7% de la producción total en 2019 y aumentó un 26.3% en el acumulado del año respecto a 2018 ubicándose muy por encima del 2.1% que representó en el año 2009. Lo anterior equivale a un aumento de 1900% en todo el periodo.

Si analizamos la composición de este último aumento, la producción acumulada durante 2019 de shale gas, que representa el 23% de la producción total, creció 70.8% mientras que la de tight gas se redujo 4% respecto a 2018, representando este último el 19% de la producción total. De esta manera el shale gas por primera vez ganó terreno sobre la variante tight gas en la última década (Figura 35).

Según lo indicado en el Informe de “Tendencias Energéticas de Enero 2020” emitido por el Instituto Argentino de Energía “Gral. Mosconi” (IAE³¹), el 77% de la producción de gas natural (convencional + tight gas) declina a una tasa de 6.1% anual, por lo que el

³¹ Instituto Argentino de Energía “Gral. Mosconi”. Recuperado el 26 de febrero de 2020, de:

<http://web.iae.org.ar/>

aumento de la producción total de gas natural del año 2019 se explica enteramente por la producción de shale gas.

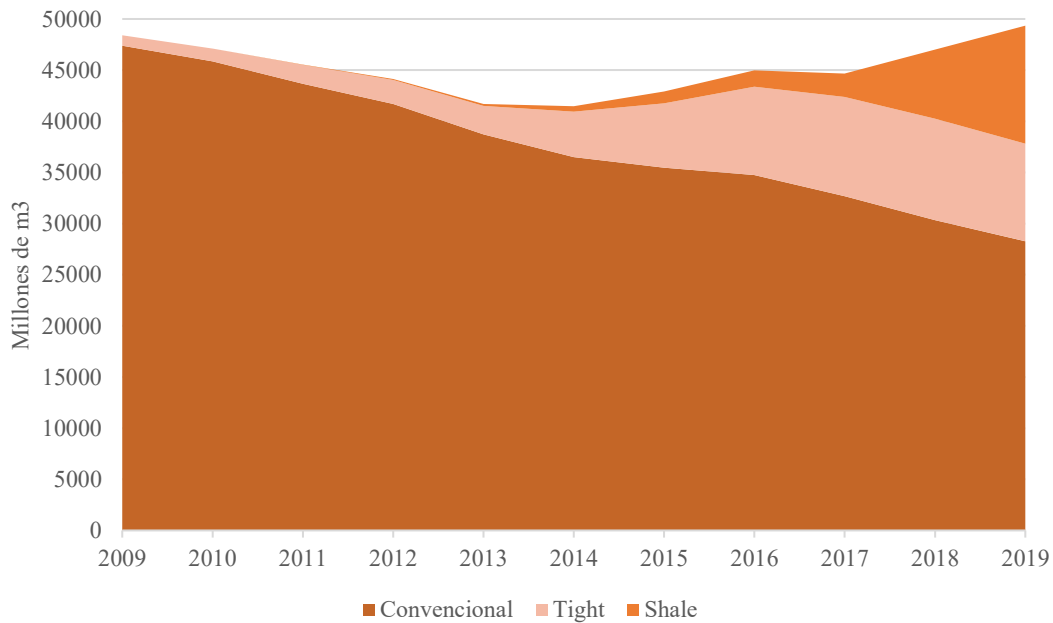


Figura 34. Evolución de la producción de gas natural por tipo de recurso, 2009-2019.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019).

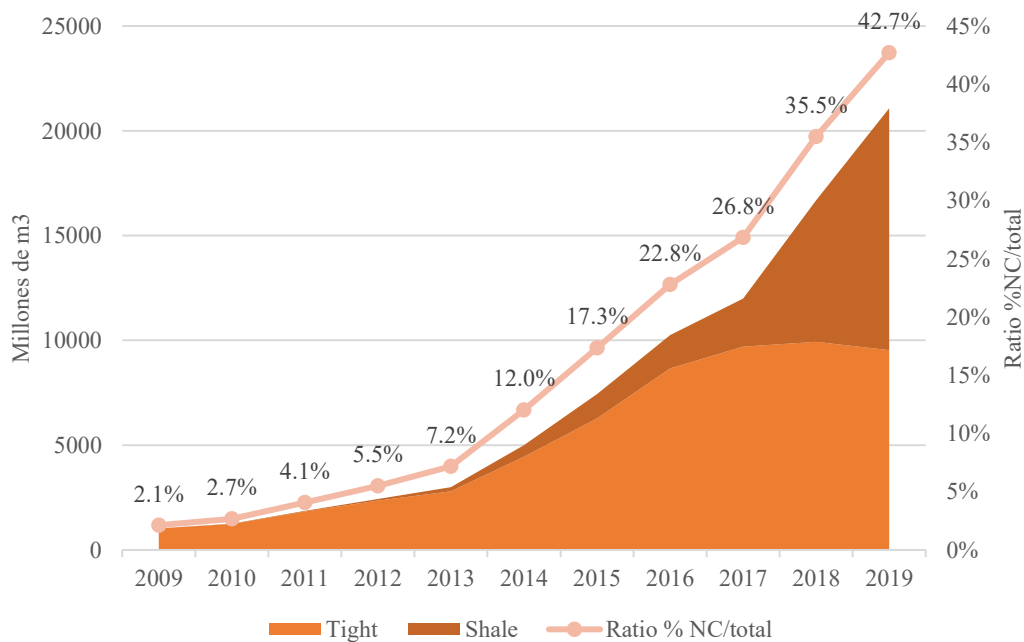


Figura 35. Evolución de la producción de gas natural no convencional, 2009-2019.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019).

La Figura 36 a continuación muestra la producción acumulada de shale gas producido desde la formación Vaca Muerta entre los años 2011 y 2019. Como se puede observar los principales productores de gas no convencional de la cuenca Neuquina son YPF (47%), Tecpetrol (33%) y Total (10%) cuyos volúmenes de producción representan el 90% del total producido en dicho periodo.

Según el informe del IAE publicado en enero 2020, la producción de gas no convencional en Vaca Muerta creció 70.3% durante el año 2019 y representa el 23.4% del total del gas producido en el país. En este caso son tres las compañías operadoras con el nivel más alto de producción acumulada: Tecpetrol que se constituye como el principal productor, YPF y Total cuya producción de gas no convencional representa el 9.9%, 7% y 3.5% del total del gas natural producido en el país.

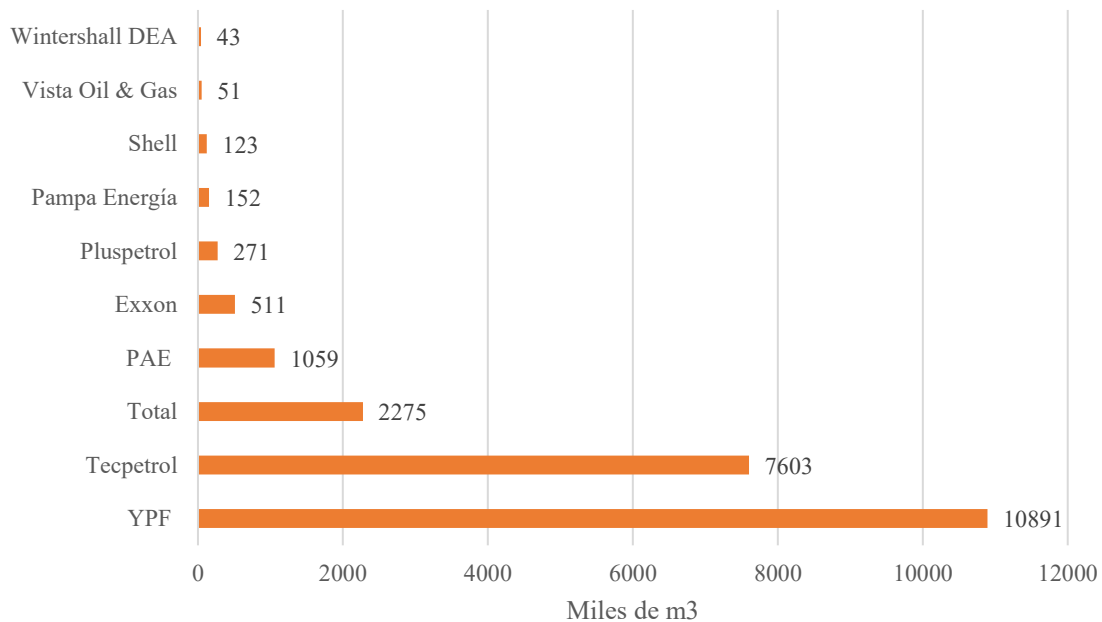


Figura 36. Producción acumulada de shale gas en Vaca Muerta, 2011-2019.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019).

3.2.7. Reservas de gas natural

El valor máximo histórico de reservas probadas de gas natural del país se registró en el año 2000, desde entonces las reservas presentaron una disminución sostenida hasta encontrar su nivel más bajo en el año 2013. A partir de ese año comenzaron a recuperarse (con excepción del 2016 que mostraron una caída) y alcanzaron su valor más alto en el año 2018. Este incremento puede explicarse principalmente por el desarrollo de las

formaciones de gas no convencional (shale gas), cuyas reservas probadas crecieron en un 32.8% respecto al año 2017.

Las reservas probadas de gas natural a nivel país se estimaron en 371566 MMm³ para el año 2018 y se han incrementado un 4.53% respecto a 2017. Este nivel de reservas arroja un horizonte de reservas probadas (relación Reservas probadas/Producción) de 7.9 años (Figura 37).

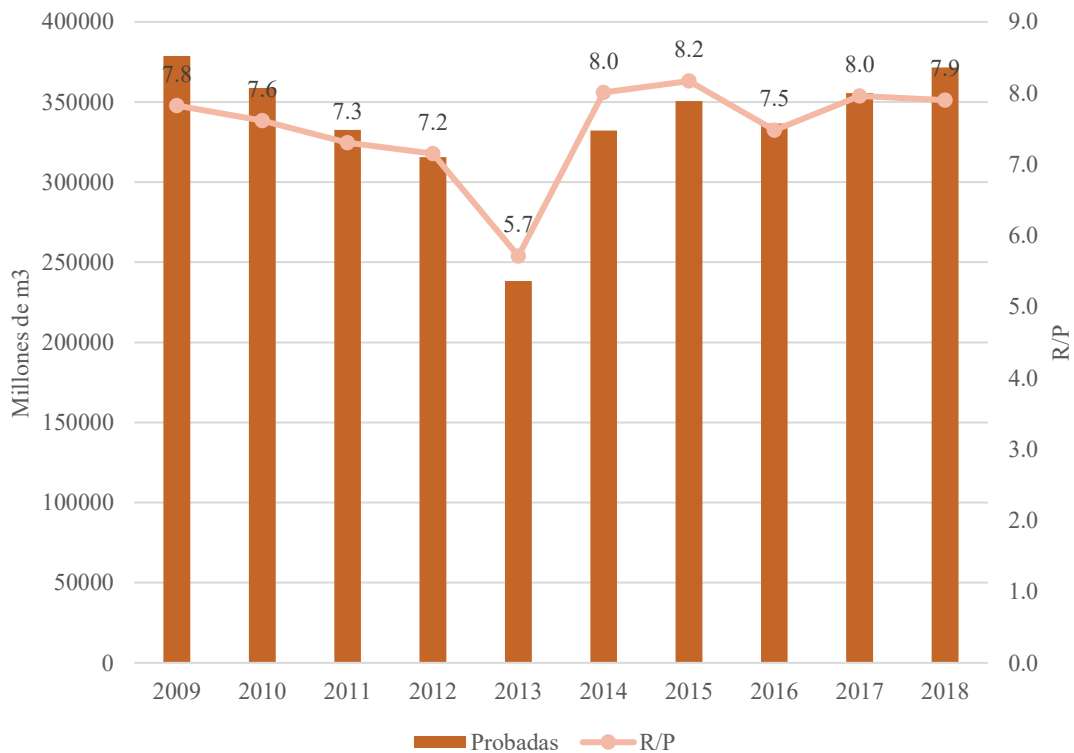


Figura 37. Evolución de reservas probadas de gas natural y horizonte de reservas, 2009-2018.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019). Las cifras de las reservas de gas natural se encuentran disponibles hasta el año 2018.

La Tabla 5 muestra las reservas probadas de gas natural por tipo de recurso convencional y no convencional para los años 2017 y 2018. Los datos indican que las reservas probadas convencionales han disminuido en un 8.6% respecto a 2017 mientras que las reservas probadas no convencionales se incrementaron en un 32.8%.

A su vez, este aumento de las reservas probadas se puede explicar debido a los programas de incentivo a la oferta de gas natural implementados por el gobierno nacional (Resolución 46-E/2017) y al aumento de los volúmenes de reservas probadas certificadas desde distintas concesiones, la mayoría de las cuales pertenecen a la cuenca Neuquina y son concesiones de explotación a Vaca Muerta (Tabla 6). Entre las más destacadas se

encuentran la concesión Fortín de Piedra en manos de Tecpetrol cuyo volumen de reservas certificadas aumentó en 17897 MMm³ y Aguada Pichana Oeste de Pan American Energy cuyo volumen de reservas certificadas aumentó en 9765 MMm³.

Tabla 5. Reservas probadas de gas natural por tipo de recurso, 2017-2018.

Reservas probadas de gas natural (MMm ³)		2017	2018	Var. % 2018-2017
Convencional	P1	242759	221933	-8.6%
	P2	119001	108905	-8.5%
	P3	90070	85296	-5.3%
	Recursos	65516	72570	10.8%
Total		517346	488704	-5.5%
No Convencional	P1	112700	149633	32.8%
	P2	69986	79702	13.9%
	P3	57570	85746	48.9%
	Recursos	294408	327014	11.1%
Total		534664	642095	20.1%
Total	P1	355459	371566	4.5%
	P2	188987	188607	-0.2%
	P3	147640	171042	15.9%
	Recursos	359924	399584	11.0%
Total		1052010	1130799	7.5%

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019).

Tabla 6. Concesiones con mayor incremento de reservas probadas de gas natural.

Reservas probadas de gas natural (MMm ³)				
Concesión	Operador	2017	2018	Diferencia
Fortín de Piedra	Tecpetrol S.A.	23479	41376	17897
Aguada Pichana Oeste	Pan American Energy	0	9765	9765
Aguada Pichana Este	Total Austral S.A.	19752	24764	5012
Campo Indio	Cía. Gral. de Combustibles S.A.	2303	4532	2229
Aguada de Castro	Pan American Energy	0	1970	1970
Río Neuquén	YPF S.A.	16093	17456	1363
El Mangrullo	Pampa Energía S.A.	3583	4913	1330
La Calera	Pluspetrol S.A.	0	1312	1312
La Amarga Chica	YPF S.A.	62	1369	1307
Loma Campana	YPF S.A.	3510	4769	1259

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la SE (2019).

3.3. Coyuntura actual de Vaca Muerta

Hasta la primer mitad del año 2019, tuvo lugar una muestra de posibilidades y certezas para el país donde se comprobó que formaciones no convencionales como Vaca Muerta

son comparables con los principales *plays* no convencionales de los Estados Unidos. Se lograron importantes avances en materia de productividad, eficiencia y reducción de costos que incrementaron la competitividad de estos recursos atenuando las grandes diferencias con otras formaciones shale en el mundo.

La productividad de Vaca Muerta comparada con la de Permian pasó de ser la mitad a quedar de igual a igual, los costos de producción se redujeron por más de la mitad hasta alcanzar los niveles de la cuenca norteamericana y se logró una mayor eficiencia operativa gracias a las mayores extensiones laterales y al aumento de la densidad de fracturas en los pozos horizontales. Lo anterior, habilitó a las compañías para acelerar sus compromisos de inversión y una mayor cantidad de concesiones no convencionales abandonaron la fase piloto para pasar a desarrollo masivo.

Desde 2013, con el acuerdo entre YPF y Chevron, entraron inversiones por US\$ 26300 millones, que se sumaron a otros US\$ 13500 millones de inicio por ese convenio que viabilizó Vaca Muerta. Por otro lado, los procesos de expansión de la producción de gas natural se intensificaron gracias a los claros incentivos de precios y el resultado fue un crecimiento superior al 20% desde los niveles más bajos registrados en los últimos seis años.

En agosto de 2019, la administración de gobierno de la coalición Cambiemos congeló el precio de los combustibles y del barril de crudo por 90 días (DNU 566/2019³²) como una de las medidas tras la derrota en las elecciones PASO (elecciones Primarias, Abiertas, Simultáneas y Obligatorias) y avanzó con restricciones cambiarias tales como el cepo cambiario y limitaciones al giro de divisas al exterior, medidas que desalentaron fuertemente la producción de petróleo y gas en el país.

Antes, en enero de 2019, el gobierno nacional había aplicado una abrupta reducción en el programa de subsidios a la extracción de gas no convencional (Resolución 46-E/2017) que se aplicó retroactivamente a la producción de 2018. La necesidad de ajustar los gastos del Estado hizo que el ex-secretario de Energía, Gustavo Lopetegui, limitara los incentivos solo a los volúmenes de gas presentados inicialmente en los proyectos y no a la producción efectiva, que fue mayor.

Ambos sucesos edificaron un gran muro de dudas e incertidumbres que debilitó la confianza de los inversores y del entorno empresarial en el sector energético. Esto condujo a la mayoría de las compañías petroleras a posponer cualquier proyecto nuevo e

³² Recuperado el 15 de febrero de 2020, de:

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=326721>

incremental y a reducir el gasto de capital en los proyectos de gas no convencional que ya estaban en marcha.

Precisamente, las modificaciones en la Resolución 46-E/2017 repercutieron en la industria y llevaron a las compañías a reevaluar sus proyectos de gas no convencional, el resultado fue un mayor foco en la producción petróleo crudo y no tanto en la producción de gas natural. Actualmente, existe sobreoferta del fluido, el precio es bajo y, por ende, hay pocos incentivos para la producción. De hecho, YPF, por ejemplo, ya no tiene equipos perforando pozos de gas no convencional (shale gas y tight gas); su foco está en la producción de petróleo no convencional (shale oil).

En los últimos tres meses de 2019 se produjo una desaceleración importante de la actividad que sumadas a la incertidumbre por la transición hacia un nuevo gobierno nacional, provocaron que muchas compañías desafecten equipos de perforación (que cayeron en un tercio), reduzcan considerablemente las etapas de fractura y se acreciente el desempleo.

El informe publicado por el IEEFA en 2019 (“Riesgos financieros opacan el desarrollo de reservas de petróleo y gas en Vaca Muerta, Argentina”) calificó estas acciones del gobierno nacional como de “crédito negativo” para Tecpetrol, un socio global clave; YPF y Pan American Energy mientras que otras compañías que también se vieron afectadas por la decisión fueron Total, Wintershall DEA y ExxonMobil.

El cambio de esta tendencia dependerá, según referentes de las principales compañías operadoras, de las señales que ofrezca el presidente electo Alberto Fernández de cara a los próximos meses.

CAPÍTULO IV: MARCO REGULATORIO E IMPREVISIBILIDAD DE PRECIOS DEL GAS NATURAL

4.1. Reseña de las principales leyes y regulaciones durante y desde el abandono de la convertibilidad

La historia económica argentina reciente está caracterizada por la aplicación de criterios regulatorios contradictorios a lo largo del tiempo, pudiendo distinguir dos categorías relativamente extremas con relación a la forma en que el Estado interviene en el funcionamiento del proceso económico.

A continuación, se analizan el marco legal y regulatorio del sector hidrocarburífero, con especial foco al gas natural, durante dos periodos a saber: el primero entre 1990 y 2001 en el cual se aplicó un modelo de gestión privada (sujeta a regulación) y el segundo entre 2003 y 2015 en el cual las reglas regulatorias del anterior periodo fueron drásticamente modificadas y se aplicó un modelo que, en muchos sentidos, puede asimilarse a uno de gestión pública.

En el periodo entre enero de 2002 y mayo de 2003 tuvo lugar una severa crisis económica, política y social durante la cual se abandonó el régimen de la convertibilidad, se suspendió el pago de la deuda pública y se implementaron una serie de medidas de política económica de alcance macro y microeconómico al amparo de la denominada “Ley de Emergencia Económica”.

4.2. Política energética durante la década de los noventa hasta el colapso de la convertibilidad

La norma base actual para la actividad petrolera la constituye la Ley N° 17.319³³ promulgada en junio de 1967 que regula la exploración y explotación de hidrocarburos. Esta ley ratificó la propiedad inalienable e imprescriptible de los yacimientos de hidrocarburos como pertenecientes al Estado y estableció un sistema mixto de explotación: preservó áreas para compañías estatales, y al mismo tiempo autorizó la actividad privada, permitiendo el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones

³³ Recuperado el 18 de febrero de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/norma.htm>

de explotación y transporte. La ley otorgó el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos que extraigan los concesionarios.

Desde la promulgación de la ley hasta principios de los años noventa, la industria se caracterizó por una fuerte intervención estatal: la producción de hidrocarburos estuvo monopolizada por YPF (empresa 100% estatal), la distribución y transporte de gas estuvo bajo el control de Gas del Estado y la participación de las compañías privadas estuvo limitada a la ejecución de contratos de servicios con YPF.

En el año 1989 se impulsó una reforma energética que desreguló el sector y se privatizaron las compañías estatales. Este cambio comenzó con la promulgación de la Ley N° 23.696³⁴ –“Ley de Reforma del Estado” – y se completó con los llamados “Decretos de Desregulación” –Decretos 1.055/1989, 1.212/1989 y 1.589/1989– y posterior “Decreto de Reconversión” 2.411/91 que convirtió los contratos de servicio con YPF a permisos de exploración y concesiones de explotación. Posteriormente, el “Plan Argentina” – Decreto 2.178/91– estableció los términos y condiciones para el otorgamiento de permisos de exploración a compañías privadas.

En el año 1992 se promulgaron la Ley N° 24.145³⁵ –“Ley de Federalización de los Hidrocarburos”– que autorizó la privatización de YPF y la Ley N° 24.076³⁶ que desreguló la industria del transporte y distribución del gas natural, incluyendo la privatización de Gas del Estado.

El grupo de medidas promulgadas durante la década de los 90s provocó un conjunto de cambios radicales en el marco del proceso de reformas estructurales y estabilización de la economía argentina, que tuvo como principal objetivo atraer el capital privado por un lado para incentivar la exploración e incrementar la producción, y por otro lado, sanear las cuentas públicas a través de la venta de los activos de las compañías estatales. Los rasgos fundamentales consagrados por las leyes y decretos publicados fueron básicamente los siguientes:

- Libre comercialización de hidrocarburos,

³⁴ Recuperado el 20 de febrero de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/98/texact.htm>

³⁵ Recuperado el 21 de febrero de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/543/norma.htm>

³⁶ Recuperado el 21 de febrero de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/475/texact.htm>

- Desregulación de precios, se dispuso la equiparación de los precios domésticos con los internacionales,
- Libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos,
- Libertad de importación y exportación exenta de aranceles, en el caso del gas natural sujeta a autorización previa de la Secretaría de Energía,
- Libre disposición del 70% de las divisas.

Estos principios se mantuvieron durante casi una década, hasta fines del año 2001.

En diciembre de 2001 y enero de 2002 se deroga la convertibilidad (que establecía una política cambiaria del tipo caja de conversión 1 a 1 entre el peso y el dólar) y se publica la Ley N° 25.561³⁷ –“Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario”– (en adelante “Ley de Emergencia Económica”) que afectó, de hecho, gran parte de los principios consagrados por la legislación de los noventa. En el plano del sector energético, el alcance de la crisis derivó en que se tomaran una serie de medidas como la pesificación y el congelamiento de las tarifas de los servicios públicos (entre ellas las del gas natural) hasta que se revisaran los contratos con las compañías concesionarias, se crearon las retenciones a las exportaciones de petróleo, comenzaron restricciones a las exportaciones de hidrocarburos y al derecho de transferir libremente el 70% de las divisas obtenidas por la venta de los hidrocarburos.

La no actualización de las tarifas de los servicios públicos derivó en un congelamiento de los precios del petróleo y del gas en boca de pozo, el cual se formalizó en los denominados “Convenios de Estabilidad” firmados por la Secretaría de Energía durante el año 2002, el cual imponía límites máximos a los precios de los hidrocarburos.

Asimismo, la Ley de Emergencia Económica, en su Artículo 6°, estableció el pago de un derecho de exportación de hidrocarburos por cinco años fijando por el Decreto 310/2002 una tasa del 20% para el petróleo crudo y del 5% para los derivados. En el caso de las exportaciones de gas natural, las mismas no quedaron sujetas al pago de retenciones, al menos hasta 2004.

4.3. Política energética del modelo post-convertibilidad (2003-2015)

Bajo la Ley de Emergencia Económica vigente durante este período se implementaron un conjunto de medidas que profundizaron el rol del Estado en materia de inversiones y la

³⁷ Recuperado el 22 de febrero de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/71477/texact.htm>

intervención de los Entes Reguladores en materia energética, lo cual dio lugar a un cambio de paradigma con respecto a la política energética y, en el sentido más amplio, a la política económica implementada en la década de los 90s caracterizada por la desregulación de los mercados y del sector hidrocarburífero.

Las medidas que inicialmente se consideraron transitorias en el marco de esta ley, se convirtieron muchas de ellas en permanentes. Primeramente se dispuso su extensión hasta el 31 de diciembre de 2004, luego hasta el 31 de diciembre de 2005 y en los años que siguieron, la ley fue prorrogada parcialmente año tras año. En el 2009 el oficialismo logró ratificar la prórroga hasta el 31 de diciembre de 2011. El senador y titular de la Comisión de Presupuesto, Fabián Ríos, argumentó en aquel momento que: *“Este tipo de programas tiene que permanecer hasta que el flagelo de la pobreza, que aún está presente en la Argentina, pueda ser erradicado”*, y agregó, sobre otro de los aspectos de la ley: *“La renegociación de contratos con empresas concesionadas no terminó, estamos a mitad de camino; aún no está totalmente regularizada la concesión de los servicios públicos que se realizaron en la década del '90”*. Asimismo, en octubre de 2015, se aprobó prorrogar la ley hasta el 31 de diciembre de 2017.

Urbiztondo³⁸ (2016) a nivel global caracteriza no solo a la política en el sector energético sino a toda la política económica durante este período como “cortoplacista”, “troubleshooting” (también identificable como “pragmática”, “intervencionista” o “discrecional”) y que apostó siempre a la priorización del consumo por sobre la inversión. En las secciones a continuación se realiza un análisis cronológico y simplificado de las distintas políticas aplicadas en el sector energético para el *upstream*³⁹ de gas natural:

- Ajustes de precios del gas natural por categoría de usuario final.
- Suspensión de las exportaciones de gas natural.
- La creación de ENARSA (Energía Argentina S.A.).

³⁸ Santiago Urbiztondo: Economista Jefe, FIEL, y Profesor Titular, Economía y Regulación de los Servicios Públicos, FCE-UNLP.

³⁹ La industria petrolera se encuentra dividida en tres grandes sectores: *upstream*, *midstream* y *downstream*. El *upstream* incluye las tareas de exploración y producción a través de las cuales se lleva el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie. El *midstream* incluye el transporte, ya sea por tuberías, ferrocarril, barcaza, o camión, el almacenamiento y la comercialización al por mayor de productos crudos o refinados derivados del petróleo. El *downstream* se refiere comúnmente a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural. Las operaciones *midstream* son consideradas generalmente como parte del sector *downstream*.

- Extensión de las retenciones a la exportación de gas natural.
- Planes de estímulo a la oferta de gas natural: Resolución 752/2005, Gas Plus y Plan Gas I, II y III.
- La estatización de YPF.

4.3.1. Ajustes de precios del gas natural por categoría de usuario final

Como se mencionó en la Sección 4.2 la salida de la convertibilidad y la Ley de Emergencia Económica rompieron el vínculo de los precios domésticos en boca de pozo para el petróleo y el gas natural con los precios internacionales. En el caso del gas natural los precios estuvieron congelados durante todo el 2002 y 2003, generando tensiones en cuanto al abastecimiento del mismo, dado por una demanda creciente (asociada con el inicio del ciclo de recuperación de la actividad económica de 2003) y una oferta en permanente caída.

Debido a la posibilidad de una reducción de la oferta de gas natural en boca de pozo, a partir de abril de 2004 se hicieron varios acuerdos de precios con los productores que implicaban la definición de un sendero creciente de precios, con el propósito de incentivar la producción del *upstream* (Resolución 208/2004⁴⁰). A partir de las facultades otorgadas a la Secretaría de Energía en el Decreto 181/2004 y Resolución 208/2004, la misma quedaba facultada para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) adquirido por las prestadoras del servicio de distribución del gas por redes, y para implementar mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios de esas prestadoras que iniciaban la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos.

Dicho decreto estableció que los ajustes al precio del gas en boca de pozo debían de segmentarse en función del usuario final del mismo y se justificaba como una medida para proteger a los usuarios de menores ingresos y menor capacidad de gestión de la energía. Lo anterior derivó en la creación de un mecanismo de discriminación de precios para la venta del gas natural en el mercado interno y de subsidios al consumo otorgados por el Estado, ya que el precio del gas pagado por los consumidores era inferior a su costo de importación.

⁴⁰ Recuperado el 24 de febrero de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/94405/norma.htm>

La fijación de precios por categoría usuaria no siguió un criterio económico para la fijación de los mismos (en este caso, fijar un precio más alto al segmento usuario de menor elasticidad-precio) sino que simplemente derivó en la aparición de subsidios cruzados a consumidores industriales y del gobierno a consumidores residenciales, como resultado de la venta del gas importado a un precio menor a su costo de importación y/o la venta del gas a un precio menor a su costo de producción. Por otra parte, al no reflejar los precios del gas natural su verdadero valor como un recurso escaso no renovable, se fomentó el sobreconsumo.

4.3.2. Suspensión de las exportaciones de gas natural

Bajo lo establecido en la Resolución 265/2004⁴¹ de la Secretaría de Energía se estableció la suspensión de las exportaciones de gas natural. De acuerdo con la norma, la suspensión de las exportaciones se justificaba como una medida de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el abastecimiento mayorista eléctrico. Se dispuso la suspensión de la exportación de excedentes de gas natural que resultasen útiles para el consumo interno. Esta resolución formaba parte de una serie de medidas destinadas a “reencauzar la industria del gas natural y de generación de electricidad”.

4.3.3. La creación de Energía Argentina S.A.

Por medio de la Ley N° 25.943⁴² de octubre de 2004 el Poder Ejecutivo Nacional decide la creación de la empresa pública Energía Argentina S.A. (ENARSA) a fin de lograr una intervención directa en el mercado energético como productor, abarcando desde las tareas de exploración y producción hasta las tareas de transporte y distribución de combustibles. De acuerdo con la letra de su creación, ENARSA “tendrá por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, así como de la prestación del servicio público de

⁴¹ Recuperado el 25 de febrero de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/93783/norma.htm>

⁴² Recuperado el 26 de febrero de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/100000-104999/100591/norma.htm>

transporte y distribución del gas natural y la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. Asimismo, Energía Argentina S.A. tendrá la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se encuentran sujetas a tales permisos o concesiones y podrá intervenir en el mercado a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante originadas en la conformación de monopolios u oligopolios”.

En los hechos durante el período 2004-2015, ENARSA no cumplió con las actividades más importantes que su propia ley de creación estableció. Si bien marginalmente tuvo participación en los acuerdos para la exploración en la plataforma continental, su rol fue fundamentalmente la de convertirse en un agente para la importación de gas natural con destino al abastecimiento del mercado interno, tanto para el consumo directo como para insumo de la generación eléctrica. Así, en 2006 el gobierno nacional designó a ENARSA como la responsable para la importación y la comercialización del gas natural proveniente de Bolivia.

Al igual que en la pasada experiencia de las empresas públicas en la Argentina, desde el punto de vista operativo, ENARSA presentó varias deficiencias. En un informe del gobierno nacional de diciembre de 2015, ENARSA presentaba una serie de irregularidades desde el punto de vista organizativo, por la carencia de mecanismos de control y gestión, y del manejo de sus recursos. Para julio de 2015 ENARSA dejó de pagarle a su contraparte, la petrolera boliviana YPFB⁴³ en concepto de importaciones de gas natural, acumulando a fines de 2015 una deuda de US\$ 400 millones.

4.3.4. Extensión de las retenciones a la exportación de gas natural

Uno de los objetivos de las retenciones impuestas a las exportaciones, además de permitirle al gobierno obtener ingresos tributarios, ha sido el desvincular el precio doméstico y el precio internacional de los bienes transables⁴⁴. La Ley de Emergencia Económica de 2002 restableció las retenciones a la exportación de petróleo fijándose una alícuota del 20% que también permitiría financiar la reestructuración de los depósitos congelados tras el colapso de la convertibilidad.

⁴³ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

⁴⁴ Aquellos bienes que se pueden consumir dentro de la economía que los produce, y se pueden exportar e importar.

En el caso del gas natural para el año 2008 se estableció una retención elevada y para el caso del petróleo y sus derivados se impusieron alícuotas cada vez mayores hasta el establecimiento de un complejo mecanismo con alícuotas basadas en los precios internacionales. Ello derivado en el objetivo del gobierno de obtener cada vez más ingresos fiscales vía las retenciones a la exportación petrolera, y al mismo tiempo, neutralizar los efectos sobre el mercado interno de los precios internacionales del barril de petróleo cada vez más altos.

4.3.5. Programas de estímulo a la oferta de gas natural: Resolución 752/2005, Gas Plus y Plan Gas I, II y III

Teniendo en cuenta las limitaciones para los productores que derivaron de la emergencia económica y social, resultó necesario articular una serie de medidas que tuvieron por finalidad contemplar la situación de la producción y comercialización del gas natural, y brindar condiciones económicas razonables para garantizar su normal abastecimiento y promover inversiones en exploración y explotación de gas natural.

Entre estas medidas la Secretaría de Energía publicó en mayo de 2005 la Resolución 752/2005⁴⁵ a partir de la cual, los usuarios de los servicios de distribución del gas natural por redes –salvo los residenciales y del servicio general P (servicio para usos no domésticos en donde el cliente no tiene una cantidad contractual mínima)– que en el último año hubieran registrado un consumo mensual promedio superior a los 9000 m³ quedaban facultados para adquirir gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte directamente de productores o comercializadores. De esta forma se obligó a las industrias a comprar gas en el PIST, creando un mercado para los productores que sirvió para recomponer parte de sus ingresos tras los perjuicios económicos derivados de la pesificación y no actualización de las tarifas.

La escasez de gas natural que se arrastraba desde 2004, producto de una tendencia declinante de la oferta doméstica en un contexto de constante aumento de la demanda de energía, exigió al gobierno nacional implementar nuevas medidas para garantizar la disponibilidad de mayores volúmenes de gas que cubriesen las necesidades del mercado interno. Como parte de estas medidas se inició la importación de GNL transportado por barcos y regasificado en las terminales portuarias apostadas en Bahía Blanca desde 2008

⁴⁵ Recuperado el 27 de febrero de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/105000-109999/106449/texact.htm>

(luego en Escobar desde 2011), y en marzo del mismo año se lanzó el primer programa Gas Plus de aliento a la producción de gas natural definido mediante la Resolución 24/2008⁴⁶, a través del cual se introdujo un esquema de incentivo de precios para fomentar las inversiones en nuevos proyectos gasíferos y así revertir la continua declinación de la producción.

El programa estaba destinado a aquellos nuevos yacimientos de gas natural cuyo desarrollo implicara el uso de nuevas tecnologías y de mayor costo de inversión. Una vez aprobado el proyecto, el cronograma de inversión, la producción y las reservas a extraer; también se aprobaba el precio al cual el concesionario podía vender el gas natural. Los precios oscilaban alrededor de 4 US\$/MMBTU y 5 US\$/MMBTU. El mecanismo estaba diseñado con el objetivo de generalizar estos precios elevados a los yacimientos y la producción antiguos (viejos) por lo que estos no recibirían una transferencia de renta importante.

Inicialmente, el programa estaba destinado a las empresas firmantes del “Acuerdo con los Productores de Gas Natural” 2007-2011 (Resolución 599/2007⁴⁷), quienes podían presentar bajo “Gas Plus” los siguientes tipos de proyectos: a) Proyectos en yacimientos caracterizados como “tight gas”, b) Proyectos con descubrimientos de gas, c) Proyectos de reactivación de yacimientos que en su momento estaban no productivos. En cuanto a los resultados de la convocatoria establecida por el programa Gas Plus, entre marzo de 2008 y marzo de 2010 se presentaron a la Secretaría de Energía un total de 44 proyectos de exploración y desarrollo de yacimientos de gas.

La dificultad de la aplicación de este programa se basó en la existencia de asimetrías de información entre el principal (la Secretaría de Energía) y el agente (las compañías productoras); y la discrecionalidad dada al regulador en el otorgamiento de los incentivos. El esquema generaba fuertes incentivos para los productores a pasar su producción normal a producción plus, es decir, declarar toda su oferta como nueva o “plus”. Por otro lado, el manejo discrecional de los incentivos no fomentaba las inversiones en proyectos de exploración a largo plazo.

Si bien este plan no tuvo mayor impacto (Barril y Navajas, 2015), la importación de GNL y los planes de estímulo se unieron en forma conceptual en el año 2013, meses después

⁴⁶ Recuperado el 01 de marzo de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/135000-139999/138628/texact.htm>

⁴⁷ Recuperado el 01 de marzo de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/125000-129999/129193/norma.htm>

de la nacionalización de la mayoría accionaria de YPF, mediante el Plan Gas I (Resolución 1/2013⁴⁸ de enero de 2013 con vigencia hasta 2017), Plan Gas II (Resolución 60/2013⁴⁹ de noviembre de 2013 vigente por 5 años hasta 2018), y el Plan Gas III (Resolución 74/2016⁵⁰ de mayo de 2016) fundamentalmente para gas no convencional.

El propósito de estos programas de estímulo fue reducir la brecha existente entre la producción y el consumo de gas natural mediante incentivos a las compañías para que incrementen su producción en el corto plazo y estímulos a la inversión en exploración y explotación que permitan recuperar reservas a mediano y largo plazo. Asimismo, se implementaron como una política activa por parte del gobierno nacional para evitar la importación de GNL y de gas natural desde Bolivia (iniciada en 2011).

Los productores obtuvieron precios para la nueva producción sustancialmente mayores a los vigentes a la fecha, en un contexto de congelamiento tarifario y un fuerte control en la estructura de formación de precios. El Plan Gas I y II brindaban un precio de estímulo por el “gas nuevo” de alrededor de 7.5 US\$/MMBTU, que a la fecha de su implementación (2013), representaba aproximadamente un 50% del precio del GNL importado por ENARSA y era un 200% mayor al precio promedio del “gas viejo”.

Durante su vigencia, los programas garantizaban a los productores una remuneración a su producción, estableciendo que la “producción base” sería remunerada con el mismo precio por millón de BTU que en 2012 (2.49 US\$/MMBTU), mientras que la producción incremental se remuneraría a 7.33 US\$/MMBTU (7.5 US\$/MMBTU en el Plan Gas III). El precio promedio del GNL importado entre 2012 y 2013 fue de aproximadamente 16 US\$/MMBTU.

Se denominaba “producción base ajustada” al volumen de producción de gas que tenía cada compañía en 2012 –el año anterior a la creación de los programas–, ajustada mensualmente por curva de declino de cada compañía. Se denominaba “producción incremental” al volumen de producción que en cada período superara la “producción base ajustada”. Los planes originales contemplaban compensaciones o penalidades por no cumplir con el compromiso de las inyecciones adicionales sobre la producción base. Esta

⁴⁸ Recuperado el 02 de marzo de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/205000-209999/208430/texact.htm>

⁴⁹ Recuperado el 02 de marzo de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/220000-224999/222998/norma.htm>

⁵⁰ Recuperado el 02 de marzo de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/260000-264999/261531/norma.htm>

penalidad venía dada por la diferencia entre el precio del GNL y el valor referencial de 7.5 US\$/MMBTU. Es decir, el costo del GNL representaba un costo propio para las empresas sólo en caso de no cumplir con la producción nueva comprometida –algo similar a una condición de “*deliver or pay*” de un contrato de gas.

La Figura 38 muestra la evolución a partir del año 2010, del precio anual promedio del gas natural Henry Hub y doméstico en boca de pozo, junto con el precio promedio pagado por la importación de gas natural desde Bolivia y desde el resto del mundo en forma de GNL. Como se puede observar, los precios promedio recibidos por los productores de gas fueron significativamente inferiores a los precios del gas natural importado: en 2014 el precio promedio recibido por los productores de gas no llegaba a los 4 US\$/MMBTU mientras que el gas importado de Bolivia rondaba los 10 US\$/MMBTU y el GNL regasificado 17 US\$/MMBTU.

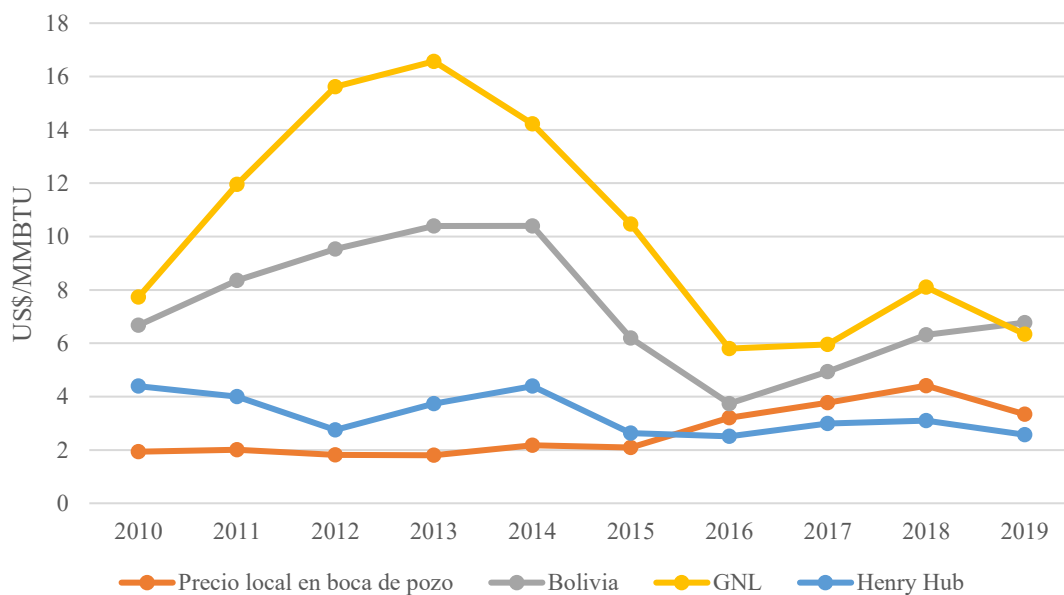


Figura 38. Evolución de precios promedio anuales del gas natural, 2010-2019.

Fuente: IAE en base a SE, IEASA e EIA US (2019).

4.3.6. La estatización de YPF

En mayo de 2012, el congreso argentino promulgó la Ley N° 26.741⁵¹ que enfatizó, entre otros asuntos, el público interés político en la expropiación del 51% de YPF S.A. y Repsol-YPF Gas S.A.

⁵¹ Recuperado el 05 de marzo de 2020, de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/195000-199999/196894/norma.htm>

Las acciones expropiadas en las dos compañías fueron asignadas como sigue:

- 51% para el gobierno de Argentina
- 49% entre los miembros de OFEPHI⁵².

El 26 de marzo de 2014, el Senado argentino aprobó un acuerdo entre Repsol y el Poder Ejecutivo, que reconoció el derecho de Repsol a recibir US\$ 5 mil millones en compensación por la expropiación de su participación del 51% en YPF.

La Ley de nacionalización de YPF establecía que “todas las empresas, en todos los segmentos verticales de la industria, fueran administradas o no por el Estado, quedaban sometidas a una nueva planificación central en materia de inversiones, sujetándose a una regulación de precios en base a costos (denominada “*costo-plus*” en la literatura especializada) a ser definida oportunamente y de manera unívoca por el gobierno nacional”. Además, fijó en su contenido objetivos que no solo tuvieron en cuenta cuestiones relativas al propio sector, sino que incluyó metas tales como promocionar el empleo a partir del aumento en la competitividad de la producción y aumentar el uso de los hidrocarburos.

4.4. Reversión del declino de la producción de gas natural (2015-2020)

La política energética aplicada luego del colapso de la convertibilidad (2003-2015) desincentivó la inversión y la producción de gas natural, a pesar de la implementación de los programas de estímulo a partir de 2008; consumió stocks de reservas (se perdieron cantidades equivalentes a nueve años de producción de gas natural) y se perdió el superávit externo a partir de las crecientes importaciones de energía, en particular de GNL por barco.

En la Figura 39 se puede observar que las reservas probadas de gas natural comenzaron a caer desde 2002, acumulando una reducción superior al 50% al cabo de una década. Pese al esfuerzo de inversión de YPF y al realizado por otras compañías operadoras, las reservas probadas de gas natural no han revertido su caída de manera significativa y sólo muestran una recuperación incipiente desde 2013.

La Figura 40 muestra la evolución de las exportaciones e importaciones de gas natural para el periodo 2001-2014. Dado que la producción de gas natural comenzó a decrecer

⁵² OFEPHI: Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Está integrada por las diez provincias argentinas que son productoras de gas y petróleo: Neuquén, Santa Cruz, Chubut, Tierra del Fuego, Río Negro, Salta, Mendoza, Formosa, Jujuy y La Pampa.

desde 2004 (primero suavemente, y desde 2009 de forma acelerada) y el consumo doméstico a crecer desde 2003 (luego de la crisis económica de 2001-2002), las exportaciones de gas natural fueron paulatinamente eliminadas y las importaciones resurgieron con fuerza a partir de 2004. Así, a partir del 2008 el balance comercial se convirtió en negativo y para 2014 las importaciones ya superaban a las exportaciones en 32.5 MMm³/d. El saldo de la balanza comercial del sector pasó a ser negativo en US\$ 460 millones en 2008, y en seis años se multiplicó por 12 veces, alcanzando un valor de US\$ -5562 millones en 2014.

En este contexto, la Argentina quedó frente a tres principales problemas. Por un lado, era necesario revertir la caída de la producción de energía para reducir el nivel de importaciones. Para ello se implementó una nueva política de subsidios a la producción de gas natural bajo el formato ya conocido “Plan Gas” (Resolución 46-E/2017) de alto costo fiscal para el gobierno nacional. Por otro lado, en el marco de los acuerdos y compromisos fiscales alcanzados con el Fondo Monetario Internacional (FMI), resultaba impostergable ajustar las cuentas públicas reduciendo uno de sus rubros principales: los subsidios económicos, tanto a la oferta como a la demanda de energía. Y este último fue el punto de mayor dificultad, ya que implicaba resolver el atraso tarifario de más de una década de manera socialmente aceptable y en un entorno de alta inflación.

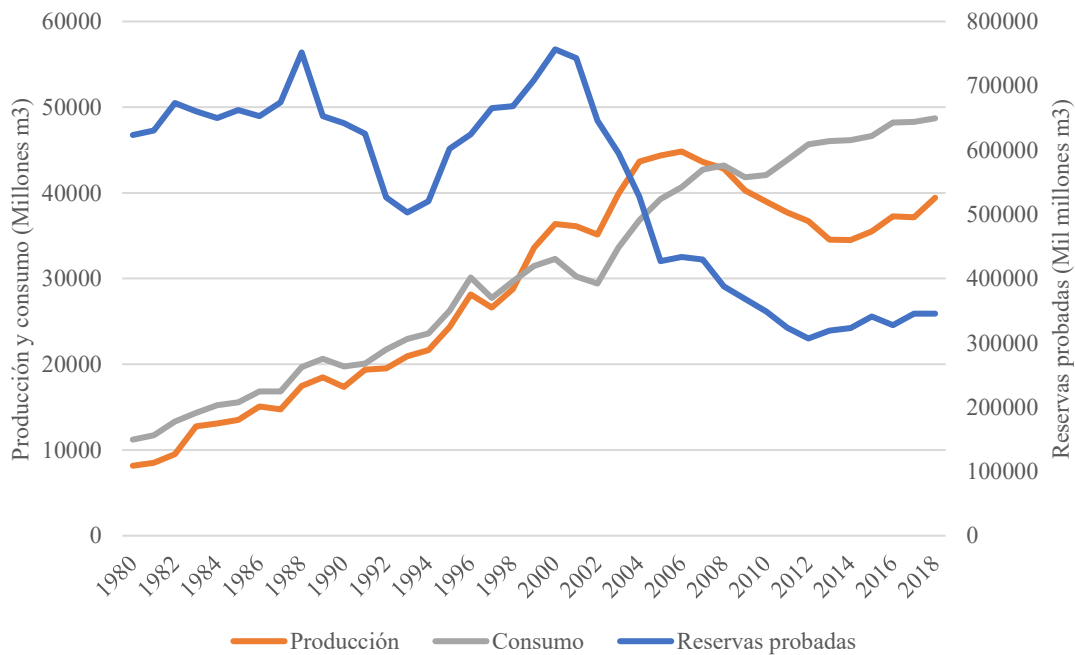


Figura 39. Evolución de la producción, consumo y reservas probadas de gas natural, 1980-2018.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la BP Statistical Review (2019).

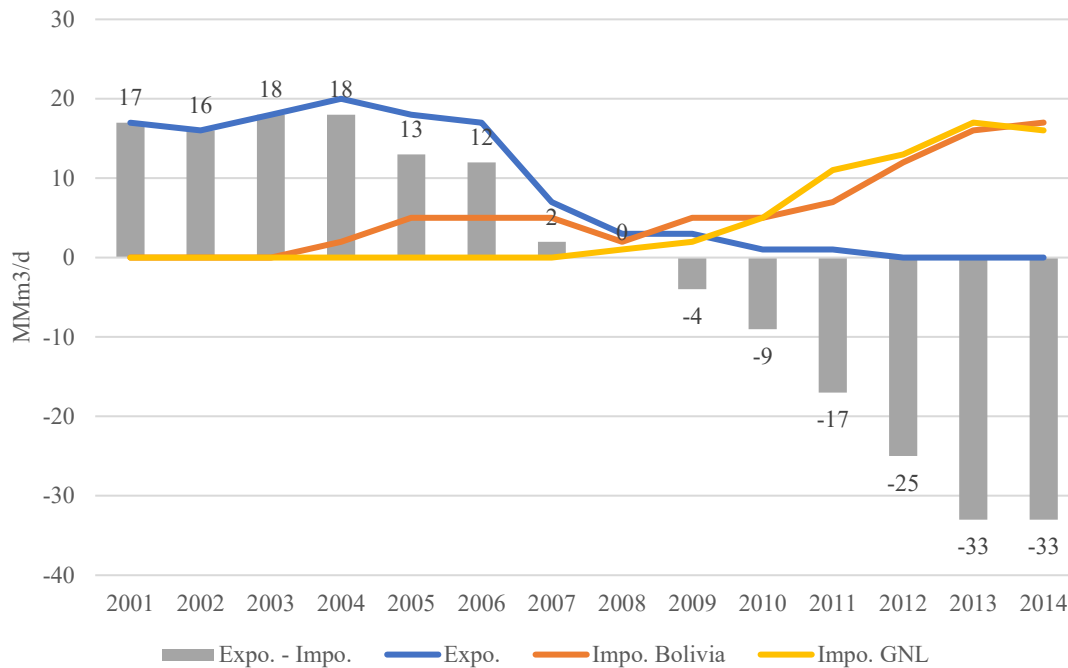


Figura 40. Evolución de las exportaciones e importaciones de gas natural, 2001-2014.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada ENARGAS.

4.4.1. Programa de estímulo a la producción de gas no convencional: Resolución 46-E/2017

El gas no convencional de Vaca Muerta es beneficiario de un subsidio al precio de venta en el mercado interno, que inició en 2008 bajo la forma de “Plan Gas” y que en sucesivas versiones de este plan subsidió a toda la producción incremental de gas natural respecto al año 2012, sin discriminar si su origen era convencional o no convencional.

A través de la implementación de la Resolución 46-E/2017 el gobierno nacional, bajo un contexto de precio internacional de commodities energéticos elevados, acotó el programa de incentivos a las inversiones destinadas a desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, al cual podían aplicar compañías operadoras titulares de concesiones de explotación ubicadas en la cuenca Neuquina.

El beneficio principal del programa consiste en la aplicación de un sendero de precios decrecientes reconociendo a los productores un precio mínimo al gas no convencional de 7.5 US\$/MMBTU para el año 2018, 7 US\$/MMBTU para el año 2019, 6.5 US\$/MMBTU para el año 2020 y 6 US\$/MMBTU para el año 2021.

Este programa se diseñó con el objetivo de acompañar a las compañías productoras de gas durante su curva de aprendizaje en la explotación de reservorios no convencionales y, tal como se presentó en el Capítulo III, dio lugar a un fuerte incremento de la actividad en Vaca Muerta que permitió avanzar rápidamente en el estudio de la formación al mismo

tiempo que se optimizaron los costos de perforación y terminación de pozos para su desarrollo.

A pesar de que comprometía recursos fiscales, la Resolución 46-E/2017 no contempló metas máximas de producción ni penalidades. La única condición fue alcanzar un nivel de producción mínimo igual o superior a 500 mil m³/d en cualquier período consecutivo de 12 meses antes del 31 de diciembre de 2019.

Esta política de promoción tuvo resultados exitosos en cuanto al objetivo de revertir la caída de la producción de gas natural persistente desde el año 2004. Con base en una inversión de más de US\$ 9500 millones entre 2016 y 2018, Vaca Muerta produjo casi el 38% de la producción doméstica de gas natural y sólo un yacimiento –Fortín de Piedra– pasó de una producción nula en 2016 a producir el 12% del total nacional en 2018.

Sin embargo, lo que ocurrió en la práctica es que las compañías beneficiarias de este plan sobrecumplieron las proyecciones originales generando distorsiones de corto plazo en la propia competencia del sector. Esto se debe a que por toda la producción adicional, reciben un subsidio sobre el precio de venta que las ubica en ventaja sobre aquellas compañías que no participan del programa. Incluso, este subsidio ha sido independiente de la estacionalidad de la demanda (se aplica en verano cuando no hay importaciones de GNL) asumiendo un marco de escasez constante a lo largo del tiempo.

Adicionalmente, la sobreproducción ha generado un problema fiscal en el cual el Estado no tiene ningún control sobre los recursos que se destinan a este plan. Esta ausencia de metas máximas de producción ha dejado expuesto al Estado a incurrir en un déficit creciente en un contexto de severa restricción fiscal, y a enfrentarse a juicios con los propios productores por la alteración unilateral de la regulación bajo las cuales se realizaron las inversiones.

4.4.2. Balance comercial energético

Las consecuencias de la política energética del periodo 2003-2015 también se hicieron evidentes sobre el balance comercial energético, ya que el país dejó de ser un exportador de hidrocarburos y se convirtió en un importador neto de gas natural. En la Figura 41 se observa que, considerando todos los combustibles más generalmente y expresando las cifras en términos económicos en vez de volúmenes, el balance energético de la cuenta corriente del comercio exterior volvió a ser deficitario desde 2011 debido a la contracción de las exportaciones desde 2006 y a la explosión de las importaciones de gas natural desde 2004.

El año 2019 marcó un cambio en esta tendencia deficitaria, y si bien no se logró salir del déficit, el balance final del año mostró que estuvo muy cerca del equilibrio. De acuerdo con el último informe “Tendencias Energéticas de Enero 2020” emitido por el Instituto Argentino de Energía “Gral. Mosconi” (IAE), el 2019 cerró con un déficit de US\$ 72 millones en la balanza entre importaciones y exportaciones.

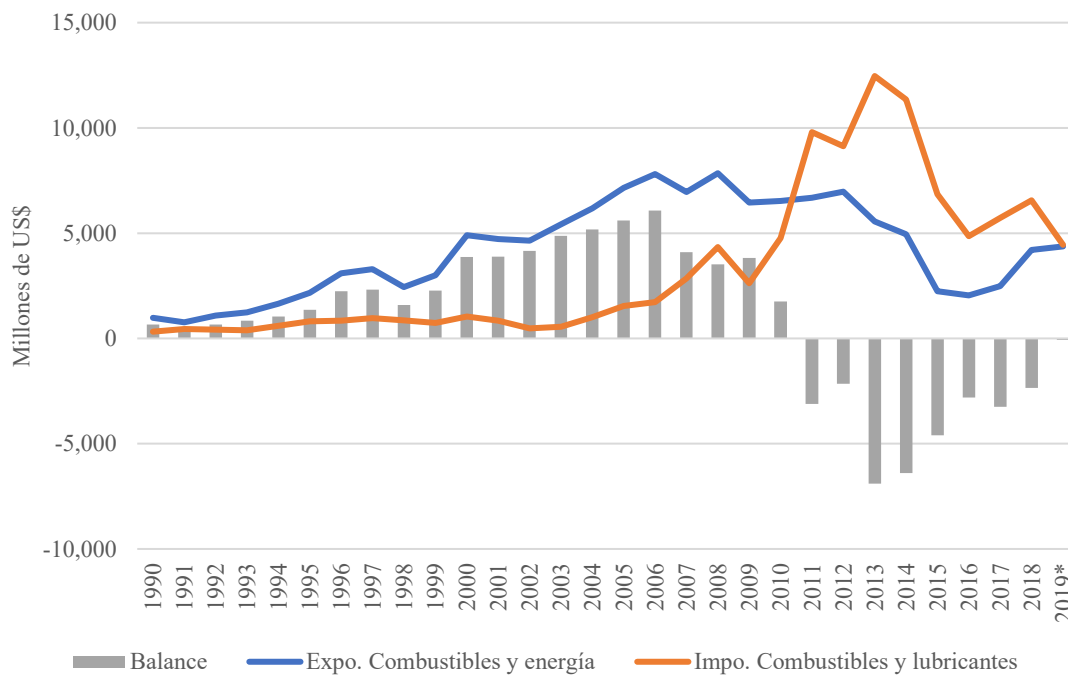


Figura 41. Balance comercial energético, 1990-2019*.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de INDEC (2019).

Esta notable diferencia en el saldo se debe en gran medida a una disminución en la incidencia de las importaciones. En el caso del gas natural, no sólo se logró reducir la cantidad de cargamentos de GNL que se adquirieron para hacer frente a los picos de demanda del invierno, sino que además fueron adquiridos a valores mucho más bajos que en los años anteriores gracias a la caída del precio internacional.

La mejora en el balance también respondió a otro factor, que fue el aumento de las exportaciones. En este caso, el gas natural también es el hidrocarburo que marcó la diferencia. A las crecientes exportaciones de gas natural a los países limítrofes se sumaron durante 2019 los primeros envíos de cargamentos de GNL procesados por YPF desde Bahía Blanca.

El repaso de los últimos años de la balanza comercial muestra que mientras en 2006 se dio el mayor pico positivo con un saldo de US\$ 6100 millones a favor, en 2013 el déficit fue de US\$ 6900 millones, dado que ese año las importaciones sumaron un total de US\$

12500 millones. Buena parte de ese monto corresponde al contrato de importación de gas firmado con Bolivia en 2006 y vigente hasta el 2026. De hecho, durante el 2019, el valor del gas boliviano por millón de BTU superó en varias oportunidades al precio que se pagó por el GNL, más su regasificación y transporte. Lo anterior, es debido a que el mecanismo de actualización del precio del gas de Bolivia sigue una polinómica compuesta por una canasta de combustibles líquidos, entre ellos el gas oil, con algún retraso ya que toma como referencia precios pasados registrados en el mercado. De ahí el descalce de los precios. En otros momentos, cuando el precio del GNL crecía, el precio del gas de Bolivia se mantenía e incluso bajaba, dado que reflejaba cotizaciones pasadas.

4.4.3. Subsidios al sector energético

En este punto es importante recordar que la cadena de valor de la energía se compone de tres eslabones: la producción de la energía (producción de gas y generación eléctrica), el transporte desde los centros de producción hacia los de consumo y la distribución a los usuarios finales.

Los subsidios económicos a la energía se concentran en la determinación de los precios del gas natural y la energía eléctrica –es decir en el primer eslabón– y no en las tarifas reguladas de los servicios de transporte y distribución a los usuarios finales. En el año 2015 estos subsidios representaron el 82% del valor de las transferencias realizadas por el gobierno nacional a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y a la empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA).

En relación con el gas natural, el Estado subsidia la diferencia entre el costo de abastecimiento del gas y el precio que paga la demanda mediante dos mecanismos:

- Transferencias a ENARSA (actual IEASA, fusión de ENARSA con Emprendimientos Binacionales S.A.) que realiza las importaciones de GNL por barcos y de gas vía gasoductos desde Bolivia.
- Transferencias a las compañías productoras de gas a través del programa de estímulo Plan Gas que reconoce un precio sostén a la producción de gas no convencional.

Luego de más de una década sin actualización de precios y tarifas, para finales de 2015 un usuario residencial pagaba el 11% del costo real de abastecimiento eléctrico y el 14% del valor del gas, la diferencia fue subsidiada por el Estado. Respecto del gas natural, el incremento de los fondos del Estado transferidos a ENARSA para hacer frente a los costos

de importación fue exponencial debido al crecimiento de los volúmenes importados en conjunto con el aumento de los precios.

Sin lugar a duda, la política de contención del gasto público de la reciente administración de gobierno (2015-2019) se orientó a la reducción de subsidios económicos que pasaron de representar cerca del 4% del PBI en 2014 al 1.4% proyectado para finales de 2019 (Figura 42). Esta reducción se explica básicamente por la contracción de los subsidios a la energía que pasaron de representar cerca del 2.8% del PBI en 2014 al 1.3% en 2018 y a un 1.1% proyectado para finales de 2019 (Figura 43).

La devaluación del peso argentino durante los años 2018 y 2019 fue determinante en el dinamismo de los subsidios: algunos, al estar nominados en dólares, fueron renegociados en el marco de un frente fiscal deteriorado y con la ayuda financiera por parte del FMI. Asimismo, la delicada situación económica del país puso freno a los aumentos tarifarios que tenían como contrapartida una reducción progresiva de los subsidios al sector energético.

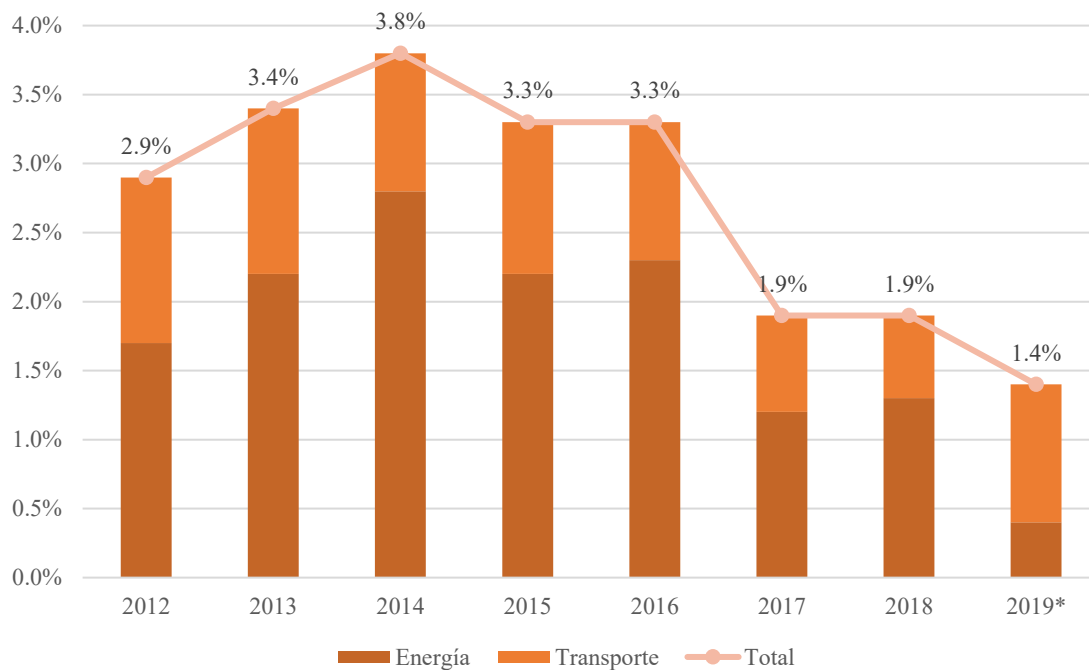


Figura 42. Evolución de los subsidios económicos en % del PBI, 2012-2019*.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de Econométrica (2019).

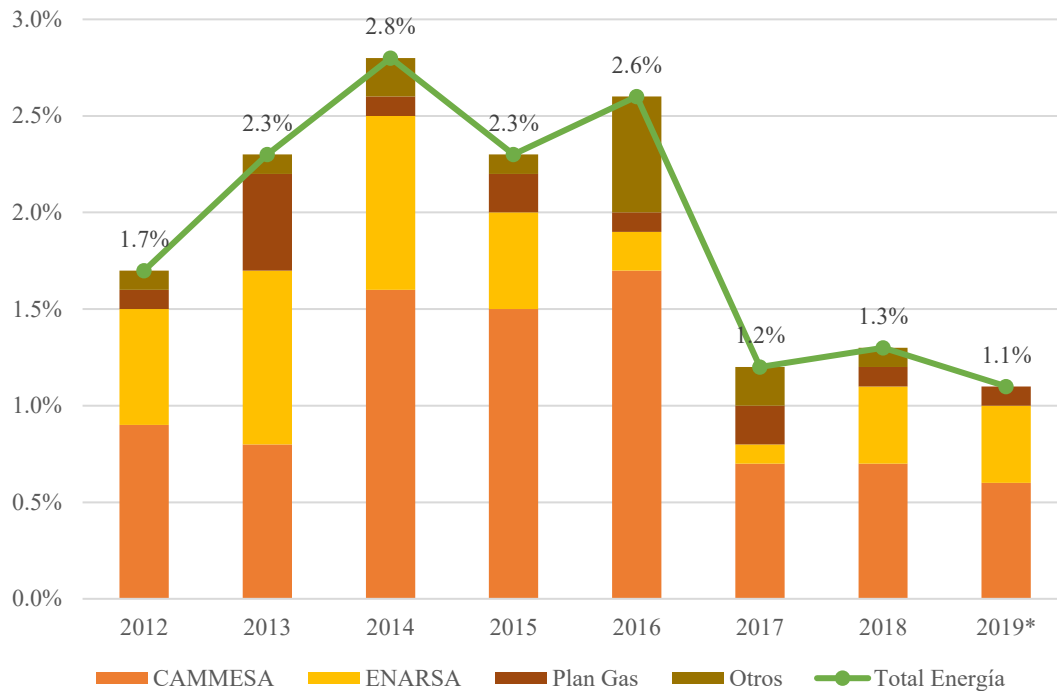


Figura 43. Evolución de los subsidios a la energía en % del PBI, 2012-2019*.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de Econométrica (2019).

4.4.4. Subastas de gas natural

Como se explicó en la Sección 4.4.3, el costo del gas natural es un componente primordial en la definición de los costos de la electricidad, por lo tanto, reducir los precios del gas es esencial para abaratar los altos costos del sistema energético nacional.

Las subastas introducidas por el gobierno nacional para la compra de gas natural destinado al sistema de generación de electricidad en agosto de 2018, y las llevadas a cabo en febrero de 2019 para la compra de volúmenes en firme para las distribuidoras, son medidas de primera magnitud que apuntan en esta dirección y que implican un giro saludable en la política de precios del gas natural, asimismo es una medida que brinda mayor transparencia al proceso, posibilitando una eficiente asignación de recursos y eliminar la intervención en la fijación del precio mayorista.

En las últimas licitaciones y subastas se destacó que los bajos precios alcanzados permitieron contener las tarifas, tanto de electricidad como de gas natural residencial. Sin embargo, el menor precio del gas en boca de pozo tiene un efecto fiscal negativo, ya que el Estado tiene que hacerse cargo de la diferencia entre el nuevo precio promedio y los precios por millón de BTU reconocidos bajo la Resolución 46-E/2017 para el gas no convencional y que estarán vigentes hasta el año 2021 inclusive.

CAPÍTULO V: ANÁLISIS DEL SECTOR GASÍFERO ARGENTINO

5.1. Breve reseña histórica del gas en la Argentina

A mediados del siglo XIX, la iluminación de gas había comenzado a utilizarse en la Argentina casi en simultáneo con algunos países europeos y los Estados Unidos. En las inmediaciones de Retiro, se instaló la primera usina de producción de gas manufacturado sobre la base de carbón importado. Para el año 1856, ya se empleaba el carbón importado de Gran Bretaña y se producía el gas con el que se iluminaban más de 300 cuadras del centro de la ciudad de Buenos Aires.

Las cañerías con gas llegaban a más de 1000 farolas, ubicadas sobre todo en los edificios públicos; este servicio reemplazó a las viejas candilejas y fue extendiéndose con rapidez hacia otras zonas. En poco tiempo, los focos colocados principalmente en las calles céntricas llegaron a un millar, y la red de distribución cubría unos 45000 metros. Entonces, se generalizó el uso de la electricidad, lo que produjo enormes cambios en las costumbres de la época, como generar hábitos nocturnos debido a las características del alumbrado eléctrico.

Las lámparas desalojaron rápidamente a las farolas que quemaban el gas manufacturado del carbón. Sin embargo, el gas no desapareció de escena por completo; la existencia de una red de tuberías permitió continuar utilizándolo, pero como combustible doméstico.

A fin del siglo XIX, eran cuatro las empresas que tenían a su cargo la distribución del gas para iluminación de la ciudad y para uso doméstico: la Compañía Primitiva de Gas, instalada en Retiro; la Argentina de Gas, cuya usina funcionaba en la calle Rivadavia, entre Maza y Boedo; la Compañía de Gas Belgrano, con sede en Blanco Encalada y 11 de Septiembre, y la Compañía de Gas Buenos Aires, en Av. Regimiento de Patricios, esquina con Magallanes.

No obstante, este panorama cambiaría rápidamente con el descubrimiento y la explotación del petróleo al tomarse conciencia de la existencia de otro tipo de gas, de menor costo que el producido a partir del carbón: el gas natural.

En 1922, durante la presidencia de Hipólito Yrigoyen, fue fundada la empresa YPF que se dedicaba a la exploración, explotación, destilación, distribución y venta de petróleo y sus productos derivados, lo que la convertía en una empresa verticalmente integrada.

Con el tiempo la cuestión gasífera fue ganando importancia y en 1940 se comenzó a discutir la idea de aprovechar el gas natural de Comodoro Rivadavia, que hasta aquel momento se ventaba al ambiente. YPF sostenía que la distribución del energético –hasta

entonces a cargo de la compañía extranjera Compañía Primitiva de Gas— debía centralizarse en un organismo estatal.

Este hecho no tardó en llegar, en marzo de 1945 se decretó la nacionalización del gas y el Ingeniero Julio V. Canessa fue designado por YPF como director de los servicios de gas para la ciudad de Buenos Aires. Un año después, en 1946, se creó la Dirección Nacional de Gas del Estado en forma independiente a la petrolera estatal, presidida por este mismo director. Al año siguiente, en 1947, fue soldado el primer caño de un gasoducto que iría desde Comodoro Rivadavia hasta Llavallol, hecho histórico que dio origen a una política energética en torno al gas natural, y posterior construcción de extensos gasoductos alrededor del país.

Durante los años siguientes varias obras se llevaron a cabo (plantas compresoras, loops) que tenían como objetivo aumentar la capacidad de transporte del gasoducto Comodoro Rivadavia - Llavallol, que para el año 1959 ya transportaba más de 1 MMm³/d de gas.

Luego de la construcción de este megaproyecto, otras obras de relevancia continuaron realizándose en el resto del país. Los gasoductos fueron logrando modernizaciones incrementando su flujo (loops), capacidades de compresión, obras de repotenciación, entre otras, todas que implicaron inversiones de relevancia.

5.2. Sistemas de transporte y distribución del gas natural

En 1992, la Ley N° 24.076 estableció el marco regulatorio del gas de la República Argentina incluyendo la privatización de Gas del Estado. Esta ley introdujo principios de regulación económica para los nuevos actores privados en toda la cadena del gas natural.

Los principales aspectos de la nueva regulación fueron:

- El transporte y la distribución son traspasados al sector privado mediante concesiones. El Estado sólo podría hacerse cargo en caso de que el sector privado no deseara participar.
- Los sujetos de la industria son: productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores.
- Las obras de magnitud en transporte y/o distribución pueden ser realizadas con autorización del ENARGAS⁵³ (Ente Nacional Regulator del Gas).

⁵³ Ente Nacional Regulator del Gas. Recuperado el 03 de marzo de 2020, de:

<https://www.enargas.gob.ar/home.php>

- La seguridad del suministro en firme recae en transportistas y distribuidoras quienes deben satisfacer toda la demanda.
- Se establece el acceso indiscriminado de terceros a sistemas de transporte y distribución siempre que las capacidades no estén comprometidas para abastecer la demanda contratada en las condiciones convenidas.

La privatización de la empresa estatal Gas del Estado se realizó a través de una licitación pública internacional, sus actividades fueron divididas verticalmente en dos empresas dedicadas al transporte –Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur– y nueve empresas dedicadas a la distribución.

La misma ley creó el ENARGAS como un organismo autárquico, independiente y profesional que, a la par de controlar la eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad en la prestación del servicio, debe regular las actividades conforme a valores de justicia y equidad. En particular, el ENARGAS tiene como misión regular y fiscalizar las actividades de transporte y distribución del gas natural que, debido a sus características propias de monopolios naturales, han sido declaradas como “servicio público”, con clientes cautivos a los que hay que proteger de manera especial.

De acuerdo con la información del ENARGAS, los cinco gasoductos troncales que conforman el sistema de transporte del gas natural del país –tres de ellos en el sistema TGS y dos en TGN– tienen un recorrido de 15923 Km y una capacidad diaria de 149.78 MMm³/d.

5.2.1. Transportadora de Gas del Norte

Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN) es la empresa dedicada al transporte de gas natural por gasoductos de alta presión en el centro y norte de la Argentina. El sistema de transporte está compuesto por dos gasoductos troncales que se extienden a lo largo de más de 6800 Km y conforman una red que recorre 15 provincias argentinas. Estos reciben gas de las cuencas Noroeste, Neuquina y Boliviana y abastecen 8 de las 9 licenciatarias encargadas de la distribución del gas natural, y a numerosas generadoras eléctricas e industrias.

El Gasoducto Norte nace en Campo Durán, provincia de Salta y luego de recorrer 1454 Km llega a la planta compresora San Jerónimo en la provincia de Santa Fe. A lo largo de su traza se ubican doce plantas compresoras con una potencia total instalada de 204620

HP⁵⁴, una de las cuales es compartida con el gasoducto Centro Oeste. Posee una capacidad de inyección de 28.53 MMm³/d y una longitud total de 4550 Km de gasoductos, incluyendo los tramos que alimentan el Gran Buenos Aires.

El Gasoducto Centro Oeste comienza en el yacimiento Loma de la Lata, en la provincia del Neuquén, y recorre 1121 Km para llegar a la planta compresora San Jerónimo. A lo largo de su traza se encuentran ocho plantas compresoras con una potencia total instalada de 171000 HP. Posee una capacidad de inyección de 34.1 MMm³/d y 2256 Km de gasoductos.

Tabla 7. Potencia instalada Transportadora de Gas del Norte.

TGN	Gasoducto Norte	Gasoducto Centro Oeste	Total
Longitud (Km)	1454	1121	2575
Plantas compresoras	12	8	20
Potencia instalada (HP)	204620	171000	375620
Capacidad de transporte (MMm ³ /d)	28.53	34.10	60

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de TGN y ENARGAS (2019).

La compañía TGN también participó activamente en el desarrollo de los mercados de exportación, viabilizando el incremento de las exportaciones de gas mediante la ampliación de su sistema de transporte. En la actualidad TGN cuenta con clientes en Chile, Brasil y Uruguay. El sistema está vinculado al centro y norte de Chile a través de los Gasoductos Gas Andes, Gas del Pacífico y Norandino; al sur de Brasil por medio del Gasoducto a Uruguayana (Transportadora de Gas del Mercosur); y a Uruguay por el Gasoducto Entrerriano. En total, la empresa opera y mantiene más de 9000 Km de gasoductos.

5.2.2. Transportadora de Gas del Sur

Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS) es la empresa dedicada al transporte de gas natural por gasoductos de alta presión en el sur y suroeste de la Argentina. El sistema de transporte consiste en tres gasoductos troncales, el NEUBA I, NEUBA II y General San Martín que conectan las cuencas de gas Neuquina, Golfo San Jorge y Austral, ubicadas al sur y oeste del país, con el Gran Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los principales puntos de consumo del sur argentino. Se extienden a lo largo de más de

⁵⁴ HP (de las siglas del inglés Horse Power), símbolo del caballo de fuerza, una unidad de potencia.

9231 Km, ofreciendo una capacidad de transporte en firme de gas de 86 MMm³/d. Desde el comienzo de sus operaciones TGS aumentó su capacidad en 33 MMm³/d.

El Gasoducto NEUBA I transporta gas atravesando las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Río Negro y Neuquén. Posee una capacidad de transporte de 15.15 MMm³/d (capacidad total que incluye los gasoductos NEUBA I, Cordillerano y Zona Huincul, y otros regionales) y 1971 Km de cañería de 24 y 30 pulgadas, con ocho plantas compresoras y una potencia total de 49000 HP.

El Gasoducto NEUBA II transporta gas atravesando las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Río Negro y Neuquén. Posee una capacidad de transporte de 31.11 MMm³/d y 713.1 Km de cañería de 30 y 36 pulgadas, con tres plantas compresoras y una potencia total de 77700 HP.

El Gasoducto General San Martín transporta gas atravesando las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. Posee una capacidad de transporte de 40.89 MMm³/d y 3982.6 Km de cañería de 24 y 30 pulgadas, con 20 plantas compresoras y una potencia total de 462400 HP.

Tabla 8. Potencia instalada Transportadora de Gas del Sur.

TGS	NEUBA I	NEUBA II	General San Martín	Total
Longitud (Km)	1971	713.1	3982.6	5597.6
Plantas compresoras	8	3	20	31
Potencia instalada (HP)	49000	77700	462400	589100
Capacidad de transporte (MMm ³ /d)	15.15	31.11	40.89	86.03

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de TGS y ENARGAS (2019).

5.2.3. Redes de distribución

En lo que se refiere a las redes de distribución, a partir de la privatización de la empresa Gas del Estado, se dividió el país en nueve regiones para las cuales se asignó una licencia de distribución en cada área.

Según lo establecido por la Ley N° 24.076 y sus decretos reglamentarios, en el marco regulatorio de la industria del gas el mercado está dividido en tres principales segmentos: producción, transporte y distribución; por lo que este último segmento de la cadena es el que lleva efectivamente el gas natural para uso de los consumidores finales.

El servicio de distribución es prestado por las siguientes empresas licenciatarias:

- Metrogas S.A.: comprende a la ciudad y parte de la provincia de Buenos Aires.
- Naturgy Ban S.A.: comprende parte de la provincia de Buenos Aires.

- Gasnor S.A.: abarca las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero.
- Ecogas Centro S.A.: abastece de gas a las provincias de Córdoba, La Rioja y Catamarca.
- Camuzzi Gas Pampeana S.A.: abarca las provincias de La Pampa y parte de la provincia de Buenos Aires.
- Camuzzi Gas del Sur S.A.: comprende las provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y parte de Buenos Aires.
- Ecogas Cuyana S.A.: abastece de gas a las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis.
- Litoral Gas S.A.: comprende las provincias de Santa Fe y parte de la provincia de Buenos Aires.
- Gas Nea S.A.: abastece a las provincias del Noreste argentino.

Al estar regidas por el marco regulatorio y al tener un carácter de monopolio natural, la ley estableció que las licenciatarias recibirían un tarifa establecida por el ENARGAS y que el sistema de regulación sería el denominado “*price-cap*”. Las tarifas finales que pueden cobrar las distribuidoras se componen por el precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte y por los precios o márgenes de transporte y distribución.

En la Figura 44 se muestran las áreas geográficas que abarca cada licenciataria y los gasoductos troncales de las transportistas TGN y TGS.

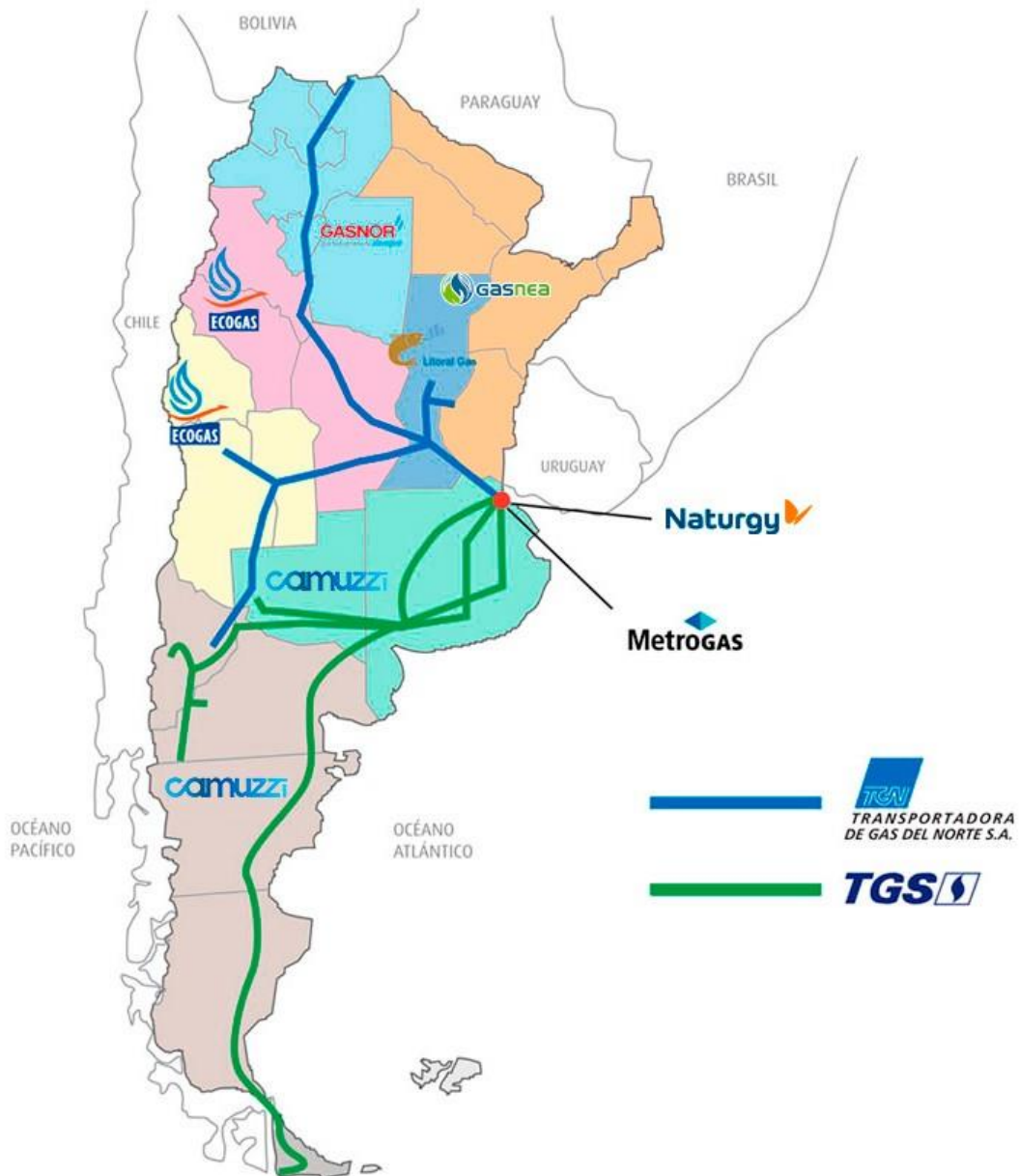


Figura 44. Mapa de transportistas y licenciatarias de distribución del gas natural.

Fuente: ADIGAS⁵⁵ (2020).

Con base a datos del ENARGAS, considerando el gas entregado por las transportistas a cada una de las nueve empresas distribuidoras que poseen un área de licencia, a continuación se presentan los volúmenes distribuidos por las mismas en el año 2019 (Figura 45).

⁵⁵ Asociación de Distribuidores de Gas. Recuperado el 23 de marzo de 2020, de:

<https://www.adigas.com.ar/>

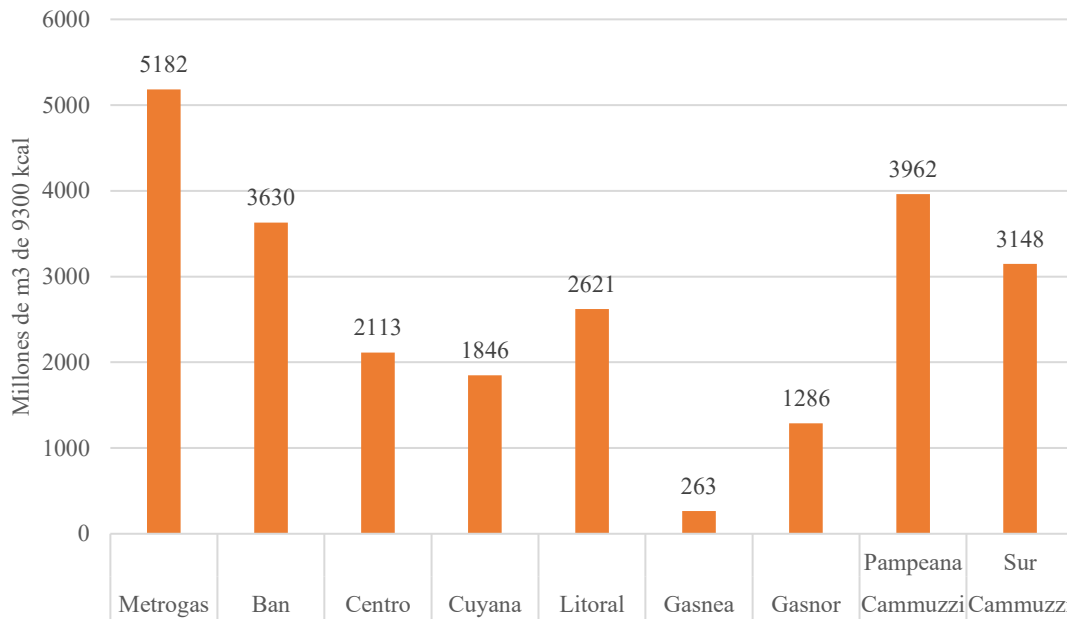


Figura 45. Gas entregado por transportistas a distribuidoras, 2019.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

La empresa Metrogas es la que distribuye el 22% del gas entregado a las distribuidoras y, a su vez, es la empresa con mayor número de clientes ya que su área de licencia abarca la ciudad de Buenos Aires, y parte de la zona sur de la provincia de Buenos Aires, por lo que la densidad de habitantes que posee es la más alta del país. De ahí los volúmenes que distribuye (Figura 46).

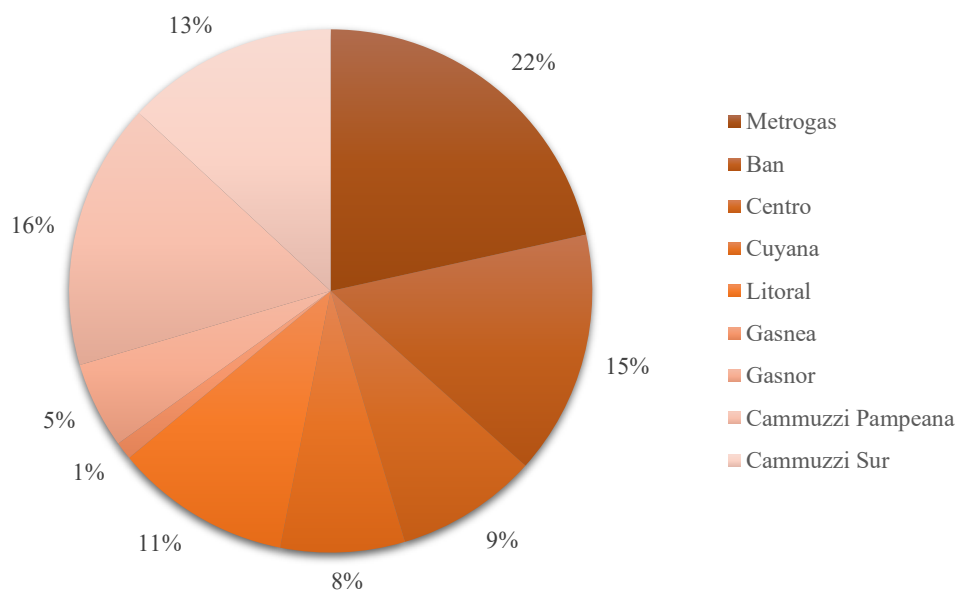


Figura 46. Participación relativa por licenciataria de distribución, 2019.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

5.2.4. Gasoductos internacionales

Existen también unos 13 gasoductos internacionales que conectan a la Argentina con países limítrofes. De estas conexiones gasíferas, solo la que une al país con Bolivia fue concebida para importar gas. El resto de los gasoductos a Chile (7), Uruguay (2) y Brasil (1) fueron construidos con el fin de exportar gas, aunque las conexiones con Chile se han utilizado en el sentido inverso. La capacidad de los gasoductos internacionales es de 67.8 MMm³/d, lo que equivale a la mitad de la capacidad de los gasoductos troncales del país. Estas conexiones con cuatro de los cinco países limítrofes evidencian la importancia que ha tenido el transporte del gas natural a lo largo del tiempo en diversos contextos geopolíticos y económicos.

5.2.5. Factor de carga del sistema de transporte

Con relación al flujo promedio entregado y la capacidad nominal de transporte por gasoducto, a continuación se incluyen dos gráficos (Figura 47 y Figura 48) que muestran el factor de carga de los gasoductos troncales y sus tramos finales, tanto para el sistema TGN como TGS. El mismo resulta de considerar el caudal diario promedio mes, el cual incluye tanto las inyecciones de gas local como las inyecciones de gas importado, sobre la capacidad de transporte según los datos publicados por ENARGAS para el año 2019.

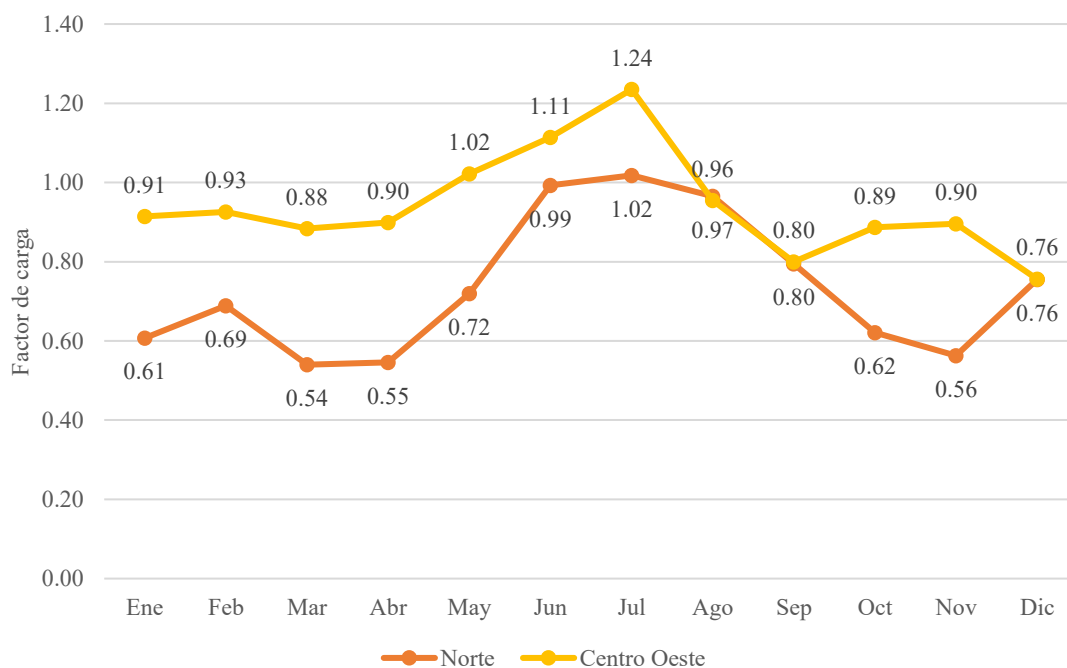


Figura 47. Flujo promedio entregado vs. capacidad nominal de transporte por gasoducto TGN.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

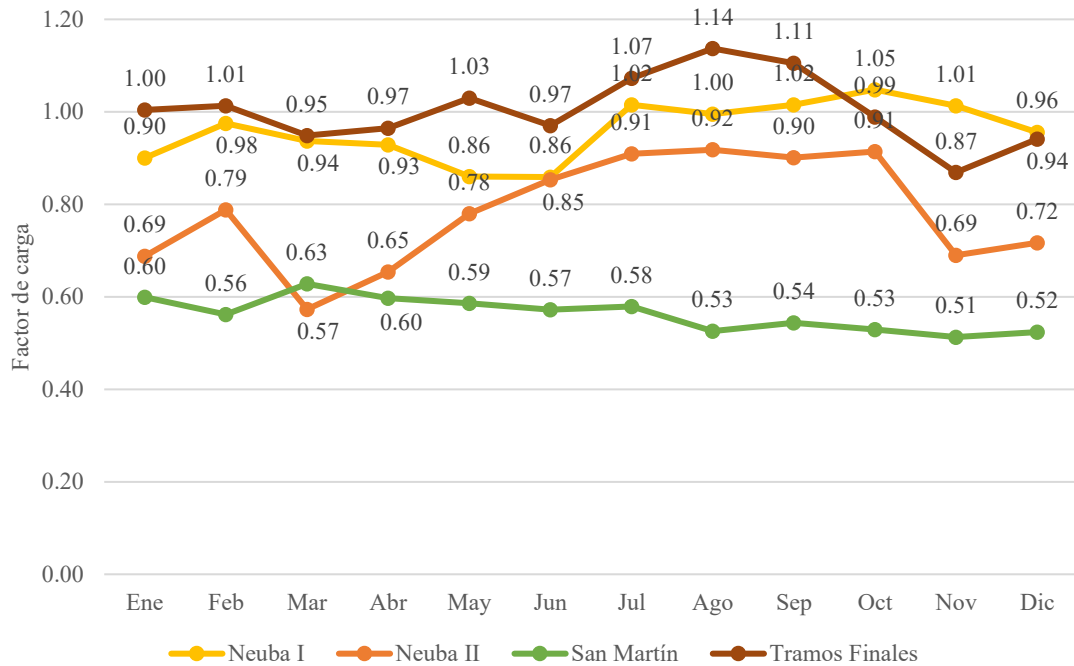


Figura 48. Flujo promedio entregado vs. capacidad nominal de transporte por gasoducto TGS.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

Si bien de ambas figuras se desprende que la capacidad de transporte para ciertos gasoductos esta subutilizada en los meses estivales cuando la demanda doméstica tiene menores requerimientos (meses de “no invierno”), existe una situación de saturación generalizada en la mayoría de los ductos especialmente en el sistema de transporte de TGS debido a la marcada estacionalidad invernal de la demanda, la cual se explicará con más detalle en la Sección 5.3.1.

En esta línea y de acuerdo con lo expresado en el informe “Escenarios Energéticos 2030”, publicado por la Secretaría de Energía en noviembre de 2019, la Argentina carece en la actualidad de infraestructura de almacenamiento de gas natural adecuada para compensar la estacionalidad de la demanda. Por otro lado, indica que la continuidad en el crecimiento de la producción de gas natural estará condicionada a la expansión de la demanda y al incremento de la capacidad de transporte para evacuar la creciente producción.

5.3. Demanda de gas natural

La demanda de gas natural está compuesta por consumos de distintos sectores, tales como el residencial, comercial, centrales de generación de electricidad e industrial. Los sectores de mayor consumo son las centrales eléctricas con una participación del 34.8%, industrias con una participación del 31.7% y residencial cuya participación es de 21.2% respecto de

la demanda total. Los sectores comercial (3.4%), subdistribuidores (2.3%), entes oficiales (1.0%) y GNC (5.7%) representan en su conjunto el 12.3% restante. Estos valores se obtienen a partir del ENARGAS de acuerdo con los volúmenes de gas natural entregado por sector para el año 2019 (Figura 49).

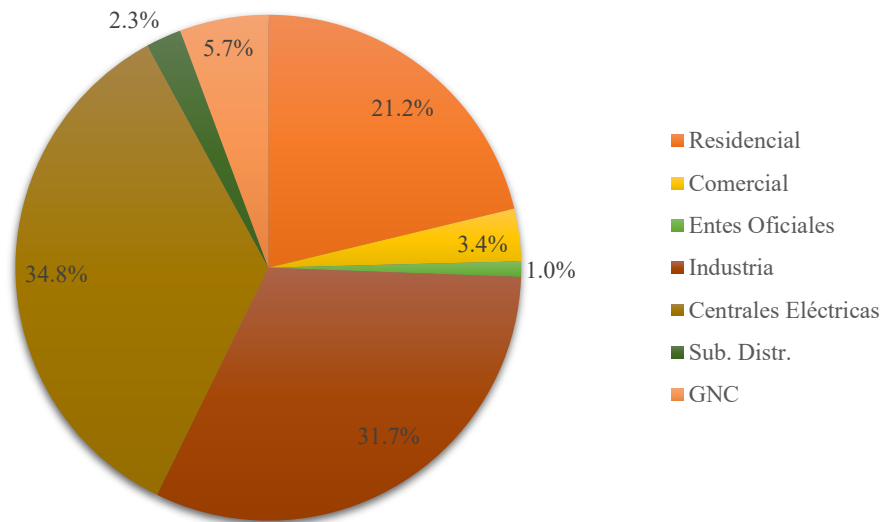


Figura 49. Participación gas natural entregado por tipo de usuario, 2019.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

A continuación la Tabla 9 y la Figura 50 muestran la evolución del gas total entregado al sistema de transporte y distribución informada por las licenciatarias y desagregado por tipo de usuario según ENARGAS para el periodo 2009-2019.

Se puede observar que la demanda de gas natural tuvo un aumento sostenido en la última década. Sin embargo, se encuentra virtualmente estancada desde el año 2014.

La demanda de gas natural totalizó para el año 2019 en 43415 MMm³ cifra que, en términos absolutos, es 15.2% superior a los 37694 MMm³ que se registraron en el año 2009 y 3.7% inferior respecto a 2018, que se puede atribuir a un menor consumo de las centrales eléctricas y de los consumidores residenciales.

Además, se puede observar que la demanda de gas presenta una sustitución entre las categorías más importantes en los últimos dos años: mientras se redujo el consumo residencial y el de las centrales eléctricas (56% del total en conjunto), creció la utilización de gas natural en las industrias y el sector comercial (35% del total en conjunto).

Tabla 9. Evolución gas natural entregado por tipo de usuario, total sistema, 2009-2019.

Año	Residencial (MMm3)	Comercial (MMm3)	Entes Oficiales (MMm3)	Industria (MMm3)	Centrales Eléctricas (MMm3)	Sub. Distr. (MMm3)	GNC (MMm3)	Total (MMm3)
2009	8469	1275	406	11805	12436	670	2633	37694
2010	9182	1248	429	12038	11519	727	2664	37807
2011	9552	1255	426	12512	12951	879	2761	40336
2012	10032	1343	444	11661	14350	937	2785	41552
2013	10491	1344	446	12391	14472	1012	2759	42915
2014	10108	1326	442	12478	14543	1001	2853	42751
2015	10229	1334	431	12632	14916	1047	2981	43570
2016	10835	1368	479	12084	16002	1090	2827	44685
2017	9606	1271	446	12516	17278	1043	2551	44711
2018	9568	1257	432	13193	17189	1045	2401	45085
2019	9224	1456	429	13752	15105	986	2462	43415
Var. % 2018-2019	-3.6%	15.8%	-0.7%	4.2%	-12.1%	-5.6%	2.6%	-3.7%
Var. % 2009-2019	8.9%	14.2%	5.6%	16.5%	21.5%	47.2%	-6.5%	15.2%

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

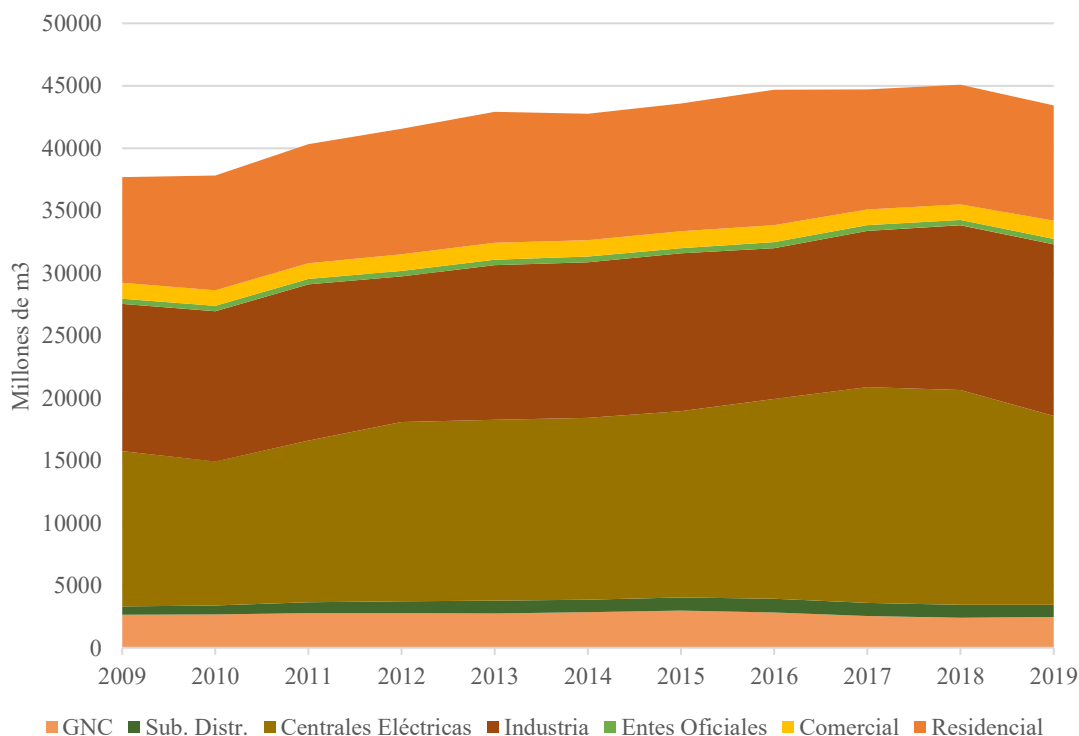


Figura 50. Evolución gas natural entregado por tipo de usuario, 2009-2019.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

5.3.1. Demanda interna desagregada

Cuando se analizan los datos de la demanda de gas natural en forma mensual, se puede observar la marcada estacionalidad que experimenta a lo largo del año, debida principalmente al consumo del sector residencial y de generación de electricidad.

Como se muestra en la Figura 51, el comportamiento del segmento residencial depende de las temperaturas y presenta picos en el invierno debido al mayor uso de la calefacción, y valles en el verano. En el caso de las usinas de generación eléctrica, frente a un escenario de varios días seguidos de temperaturas extremas (frío o calor) también presentan picos de demanda de gas debido al mayor consumo de electricidad del sector residencial. Los picos se dan durante el verano por el calor y también en invierno, ya que una importante parte del sector residencial migró a energía eléctrica (dejando de consumir garrafas de gas) para el uso de cocinas eléctricas, equipos de aire acondicionado frío-calor, calentamiento de agua, entre otros.

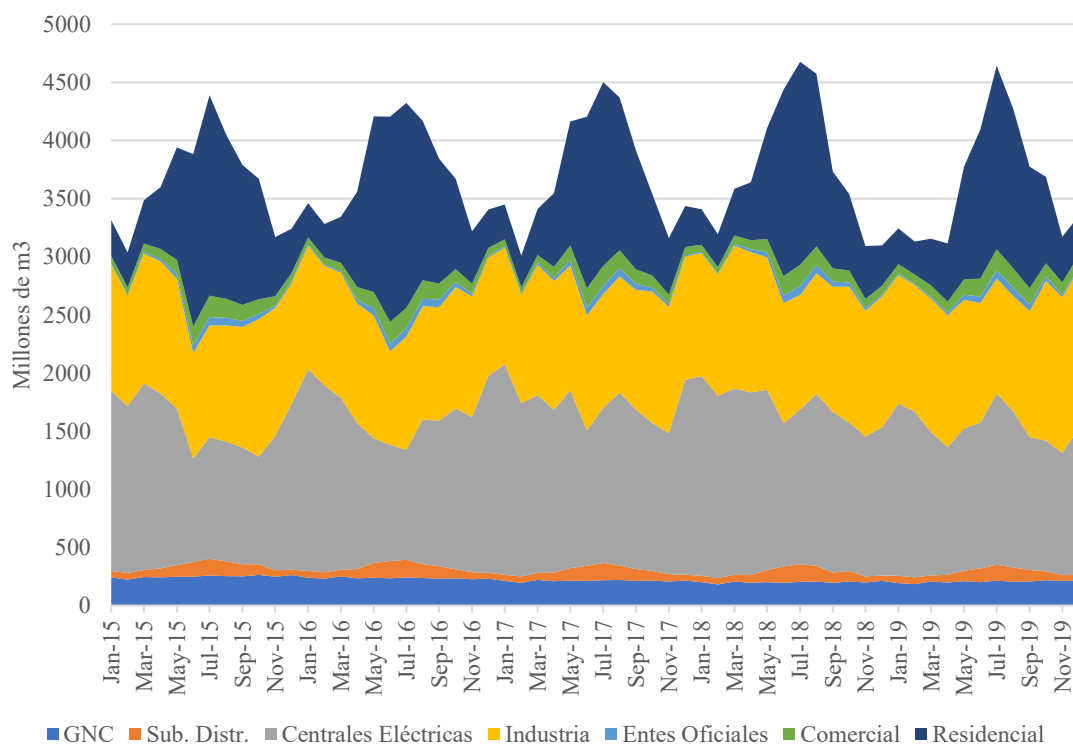


Figura 51. Evolución consumo mensual de gas natural por tipo de usuario, 2015-2019.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

Como se puede observar en la Figura 51, los picos de consumo de las centrales eléctricas en verano no llegan a compensar los picos de consumo del sector residencial en invierno, por lo que si evaluamos el comportamiento global de la demanda, el mismo presenta una

marcada estacionalidad con picos de consumo en el invierno y valles con menor intensidad de consumo durante el verano.

La demanda residencial es prioritaria desde el punto de vista social y técnico y no puede desabastecerse en ningún momento. Es por ello, que en los picos de invierno otros sectores, como las usinas y las industrias, están sujetas a bajas y/o cortes en el suministro de gas, con su consecuente aumento en el uso de otros combustibles para su reemplazo.

La generación de electricidad en los meses de invierno sustituye esta falta de gas con combustibles líquidos (fuel oil y gas oil), tal cual se muestra en la Figura 52.

Los inviernos de 2017 y 2018 fueron los periodos de la serie analizada en los cuales se consumieron menos combustibles líquidos. Lo anterior fue posible debido a que en los últimos tres años los consumos de gas oil y fuel oil (barras) se han reemplazado por gas natural gracias a su mayor disponibilidad, no solo por la expansión de la oferta sino también en idéntica cantidad por una disminución de la demanda anual interna.

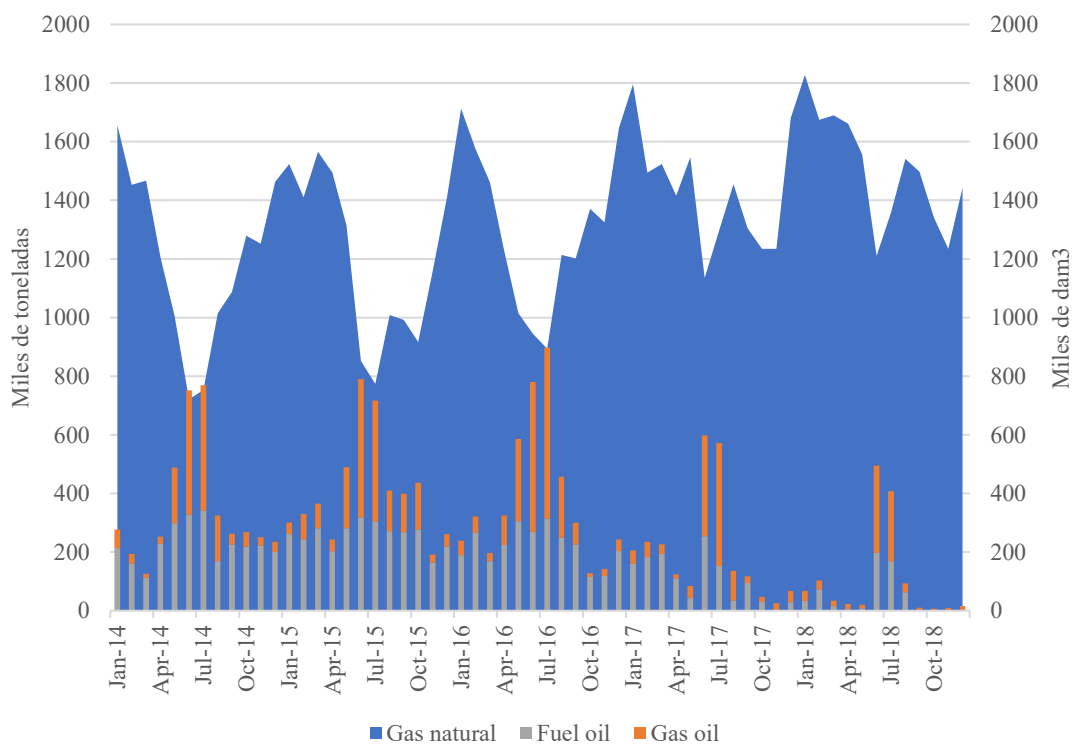


Figura 52. Evolución consumo de combustibles en centrales térmicas, 2014-2018.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de CAMMESA (2019).

Con relación al sector de demanda industrial, el mismo puede considerarse estable y dependiente de la actividad económica ya que existe una alta correlación entre el consumo de gas para las industrias y el PBI. No obstante, al igual que el consumo de centrales de

generación de electricidad, durante los meses de invierno existe una merma en la demanda y el gas no consumido, en este caso por las industrias, es destinado a abastecer la demanda residencial. Por ejemplo, si se analiza el desempeño de la industria petroquímica y se considera el uso de la capacidad instalada del sector, se pueden evidenciar los efectos de los cortes en el suministro de gas para los meses de invierno. La Figura 53 representa el período invernal de los años 2012 y 2013 donde las tasas de producción promedio mensuales de productos básicos e intermedios se ven claramente afectadas en los meses comprendidos desde mayo a septiembre de cada año (periodo invernal en el hemisferio sur).

En el invierno de 2012 el uso de la capacidad instalada se contrajo a valores promedios del orden de casi el 70%, mientras que la situación en el invierno de 2013 fue aún más crítica, mostrando una caída del uso de la capacidad instalada hasta menos del 50%. A efectos comparativos, cabe señalar que el nivel estándar de utilización de la capacidad instalada se ubica normalmente entre el 85 y 90%, valores que fueron alcanzados por la industria en los períodos previos a la crisis energética.

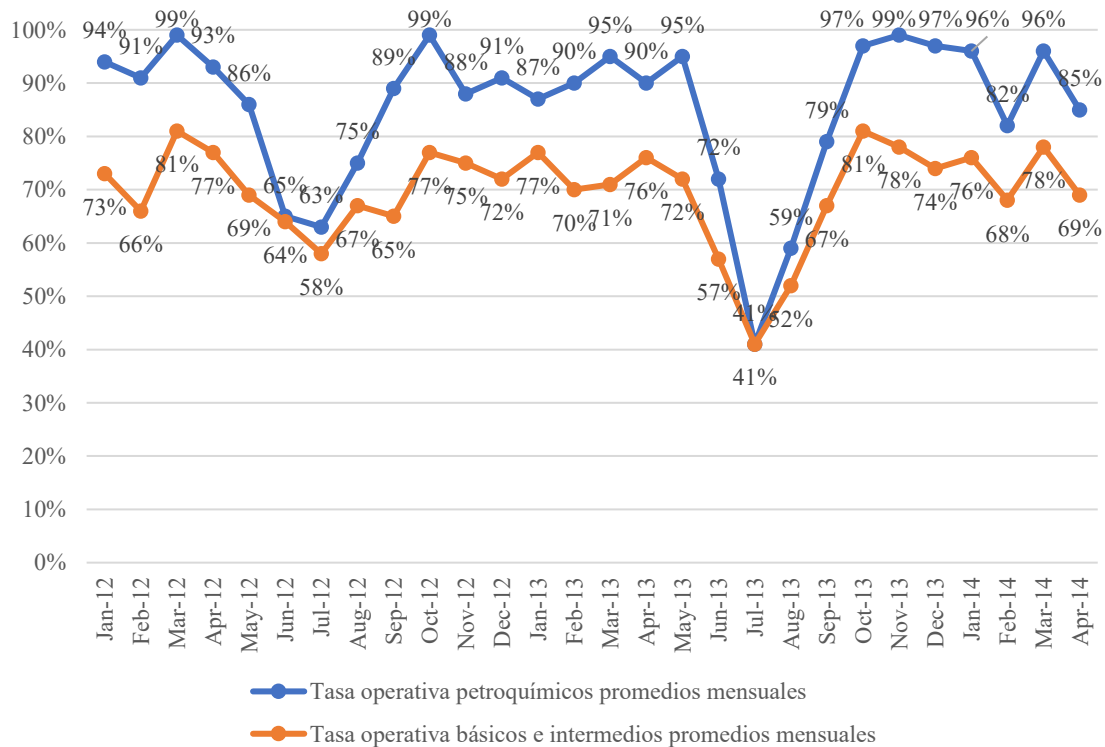


Figura 53. Uso de la capacidad instalada mensual del sector petroquímico, 2012-2014.

Fuente: Elaboración propia con base a información tomada de la CIQyP⁵⁶ (2014).

⁵⁶ Cámara de la Industria Química y Petroquímica. Recuperado el 14 de marzo de 2020, de:

<http://www.ciqyp.org.ar/>

5.3.2. Exportaciones

Los excedentes de gas producidos en los meses estivales (de “no invierno”) de los últimos años han llevado al gobierno nacional a retomar su política de exportaciones. Así, en 2017 la Argentina volvió a exportar gas a Chile implementando la modalidad de “*swaps*” (intercambios) energéticos. Este mecanismo establece las condiciones del envío del fluido y su devolución en un plazo de tiempo determinado. Además, las empresas que exportan están obligadas luego a importar la misma cantidad enviada, bajo apercibimiento de penalidades.

En septiembre de 2018 se volvió a exportar gas Chile bajo la modalidad interrumpible, tras la suspensión abrupta de los envíos en el 2007 debido al declino de la producción y a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural. Así, el país recuperó la condición de exportador de energía luego de 12 años.

El objetivo del gobierno nacional en el último año ha sido continuar dando impulso al desarrollo de Vaca Muerta aumentando las exportaciones de gas natural, principalmente a Chile, que tiene una matriz energética dependiente del GNL importado.

La Secretaría de Energía dio su visto bueno al reinicio de los envíos a Chile y esta autorización benefició, entre otras, a YPF, Pan American Energy, Wintershall DEA, ExxonMobil, Total, Pampa Energía, Compañía General de Combustibles y la chilena ENAP Sipetrol, con volúmenes que oscilan entre los 500 mil m³/d y los 2 MMm³/d.

Las exportaciones han crecido sostenidamente en el último año y durante el primer semestre de 2019 se exportó un promedio de 5.9 MMm³/d, sumando los envíos a Chile, Brasil y Uruguay.

En el marco de la Resolución 417/2019 del pasado 26 de julio (que establecía nuevas pautas para las autorización de exportaciones de gas natural), mediante la Disposición 168/2019, el gobierno estableció los términos y condiciones para autorizar las exportaciones de gas a Chile bajo la condición firme (no interrumpible). El volumen máximo de exportación bajo esta modalidad fue de 10 MMm³/d y los permisos se otorgaron para el período comprendido entre el 15 de septiembre de 2019 y el 15 de mayo de 2020.

En cuanto al mercado de GNL, el 17 de junio de 2019 zarpó desde Bahía Blanca la barcaza LNG Funji que transportaba 30 mil m³ de GNL con destino a los Emiratos Árabes. La exportación estuvo a cargo de la estatal YPF y sumó un nuevo hito en la historia hidrocarburífera argentina. Previamente, en noviembre de 2018, YPF había suscripto un contrato a diez años con la compañía belga Exmar que permitió la llegada de la barcaza

FLNG Tango (ex FLNG Caribbean, que se diseñó originalmente para estacionar en Colombia) al puerto de Ingeniero White, en las cercanías de Bahía Blanca, para llevar adelante un nuevo proceso de exportación para el país.

Se trató de una operación puntual con un cargamento muy pequeño de prueba, ya que para poder vender GNL con regularidad se necesita un marco regulatorio. Además, estas pequeñas ventas de GNL al exterior deben someterse a la evaluación del gobierno, al igual que la comercialización de gas natural a Chile, Uruguay y Brasil; y son permitidas siempre y cuando no comprometan la seguridad energética nacional (que no falte el abastecimiento interno al menor costo posible).

Si bien las operaciones de importación de GNL se mantienen aún en el puerto de Escobar, al norte bonaerense, esta primera carga, marca un giro de 180 grados al proceso de regasificación, iniciado en Bahía Blanca en mayo de 2008. La apuesta de YPF y Exmar es a una consolidación del proceso de la licuefacción, inverso al anterior, a partir del incremento de la producción del gas no convencional proveniente de Vaca Muerta.

Es decir, la unidad flotante FLNG Tango tendrá un uso dual: el GNL será despachado en los meses de verano a los mercados extranjeros, mientras que durante el período invernal permitirá abastecer la terminal de regasificación en Escobar para suplir la demanda interna, hasta tanto se amplíe la capacidad de transporte de la red de gasoductos en el país.

5.4. Oferta interna de gas natural

La oferta interna de gas natural actualmente está compuesta por la producción local, las importaciones de gas provenientes de Bolivia y las importaciones de GNL transportado por barcos desde distintos lugares del mundo y regasificado en las terminales portuarias apostadas en Bahía Blanca desde 2008 y en Escobar desde 2011.

La participación relativa de cada uno de los componentes de la oferta para el año 2019 se ha representado en la Figura 54. Se puede observar que la producción local representa un 88% del total mientras que las importaciones de Bolivia y de GNL representan el 9% y el 3% de la oferta total respectivamente.

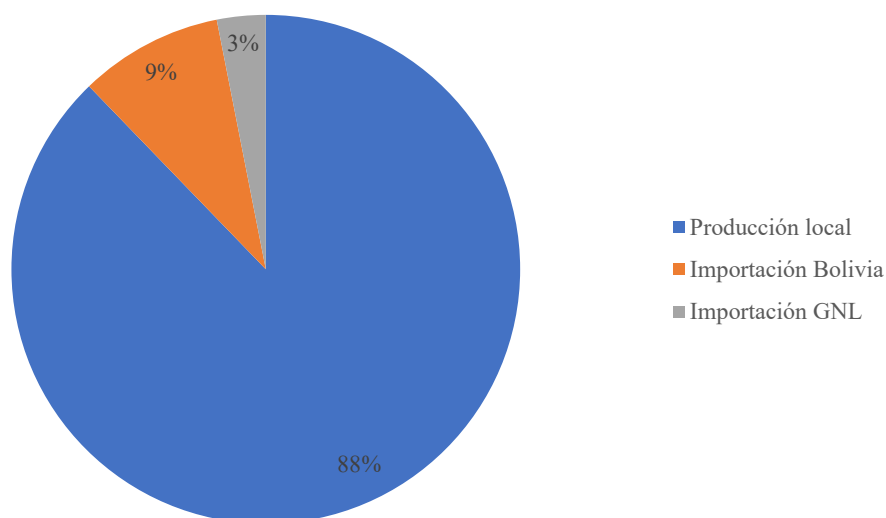


Figura 54. Participación relativa oferta interna de gas natural según origen, 2019.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

A continuación la Tabla 10 y la Figura 55 muestran la evolución de la oferta total de gas natural desagregada por origen según los datos obtenidos del ENARGAS para el periodo 2009-2019.

Tabla 10. Evolución oferta interna de gas natural desagregada por origen, 2009-2019.

Año	Producción local (MMm3)	Importación Bolivia (MMm3)	Importación GNL (MMm3)	Oferta Total (MMm3)
2009	48419	1232	14	49665
2010	47108	2279	1689	51076
2011	45526	2720	4020	52266
2012	44124	4570	4549	53243
2013	41708	5718	5711	53137
2014	41484	6016	6604	54104
2015	42903	5972	5546	54421
2016	44988	5759	4838	55585
2017	44656	6618	4471	55745
2018	47021	6014	3567	56602
2019	49349	5134	1739	56222
Var. % 2018-2019	5.0%	-14.6%	-51.2%	-0.7%
Var. % 2009/10-2019	1.9%	316.7%	3.0%	13.2%

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

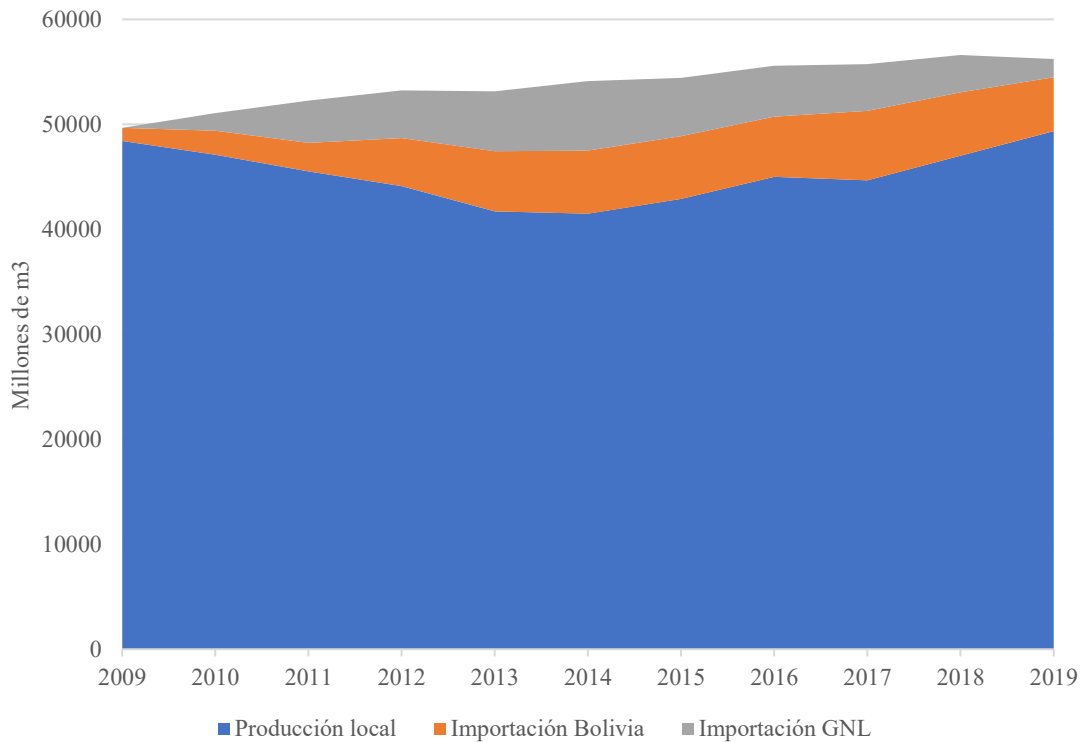


Figura 55. Evolución oferta interna de gas natural desagregada por origen, 2009-2019.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

La oferta interna de gas natural totalizó para el año 2019 en 56222 MMm³, cifra que es, en términos absolutos, 13.2% superior a los 49665 MMm³ que se registraron en el año 2009, una década atrás.

Con relación al gas natural importado de Bolivia, este se redujo 14.6% entre 2018 y 2019, y es 317% superior al volumen importado en 2009. Es decir, en los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto ha aumentado de manera sostenida, pasando de importar 1232 MMm³ en 2009 a 5134 MMm³ en 2019. Por esto, en la actualidad, el 9% de la oferta interna está constituida por gas natural importado de Bolivia.

La importación de GNL se redujo 51.2% entre el año 2018 y 2019, mientras que en el último año fue solo 3% mayor a la del año 2010 pasando de 1689 MMm³ a 1739 MMm³ y representando el 4% de la oferta interna en el año 2019. En este sentido, es importante destacar que las compras de GNL del año 2019 presentan un nivel similar a las del año 2010. Sin embargo, entre los años de la serie se observa un importante incremento en los volúmenes importados que encuentra su pico máximo en el año 2014, para luego comenzar a decrecer hasta el año 2019.

5.4.1. Importaciones

Como se explicó en el Capítulo IV, dado que la producción de gas natural comenzó a decrecer desde 2004 (primero suavemente, y desde 2009 de forma acelerada) y el consumo doméstico a crecer desde 2003 (luego de la crisis económica de 2001-2002), el déficit de la oferta interna fue cubierto, en una primera etapa, mediante una eliminación paulatina de las exportaciones a Chile hasta el corte definitivo del suministro en 2007 y, en una segunda etapa, mediante las importaciones que resurgieron con creciente fuerza desde 2008. Las importaciones se han realizado mediante la compra de gas natural a Bolivia inyectado vía gasoductos y mediante buques metaneros que transportan GNL, de esa manera se han cubierto los picos de consumo debidos a la marcada estacionalidad de la demanda del sector residencial.

En la Figura 56 se puede apreciar cómo han actuado estas importaciones a los efectos de cubrir los picos de demanda, siendo los volúmenes importados desde Bolivia más estables y utilizándose el GNL importado de los buques metaneros para cubrir los picos estacionales en los periodos de invierno. Además, se puede observar que en el año 2019 no se ha importado GNL desde la terminal portuaria de Bahía Blanca, esto debido al retiro del buque regasificador Exemplar en octubre 2018.

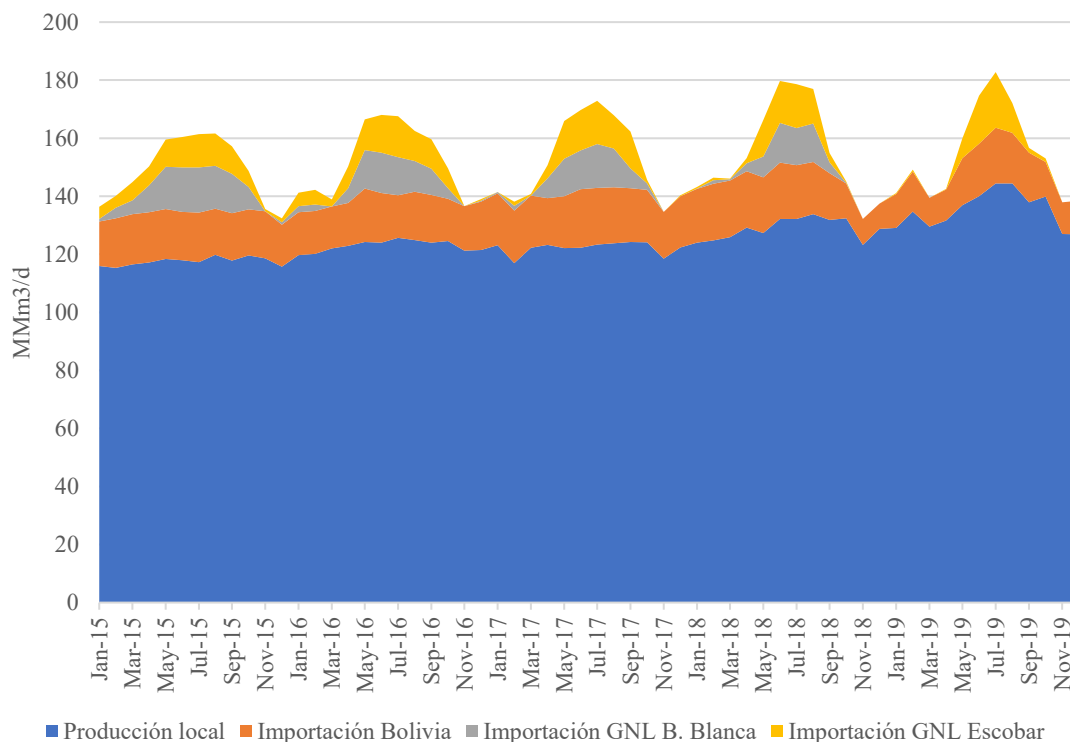


Figura 56. Evolución mensual oferta interna de gas natural desagregada por origen, 2015-2019.

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de ENARGAS (2019).

En el año 2006 ENARSA quedó a cargo de la comercialización del gas natural proveniente de Bolivia y el 29 de junio de ese año se suscribió el convenio marco entre los países para la venta de gas natural de la empresa YPFB y la realización de Proyectos de Integración Energética por una duración de 20 años.

A los efectos de ajustar los volúmenes que debía entregar YPFB, durante el periodo 2007-2009 las partes realizaron diferentes negociaciones arribando a un acuerdo en marzo de 2010, el cual motivó la suscripción de la primera adenda al contrato en mayo de 2010.

En mayo de 2011 se dio inicio de la recepción de gas natural desde Bolivia a través del Gasoducto Internacional Juana Arzuduy (GIJA), cuya construcción fue realizada por empresas contratistas de ENARSA. En principio, mientras se optimizaba el uso del GIJA los volúmenes de gas se recepcionaban a través de los ductos existentes de Yacuiba y Madrejones. A partir del mes de julio de 2011, todos los volúmenes entregados por YPFB se recepcionan a través del GIJA (Figura 57).

El 18 de julio de 2012 se firmó un contrato interrumpible de compra y venta de volúmenes de gas excedentes a la cantidad diaria contractual establecida en la adenda firmada en mayo del 2010 por un plazo de 15 años, es decir, vigente hasta el 31 de diciembre del 2026.

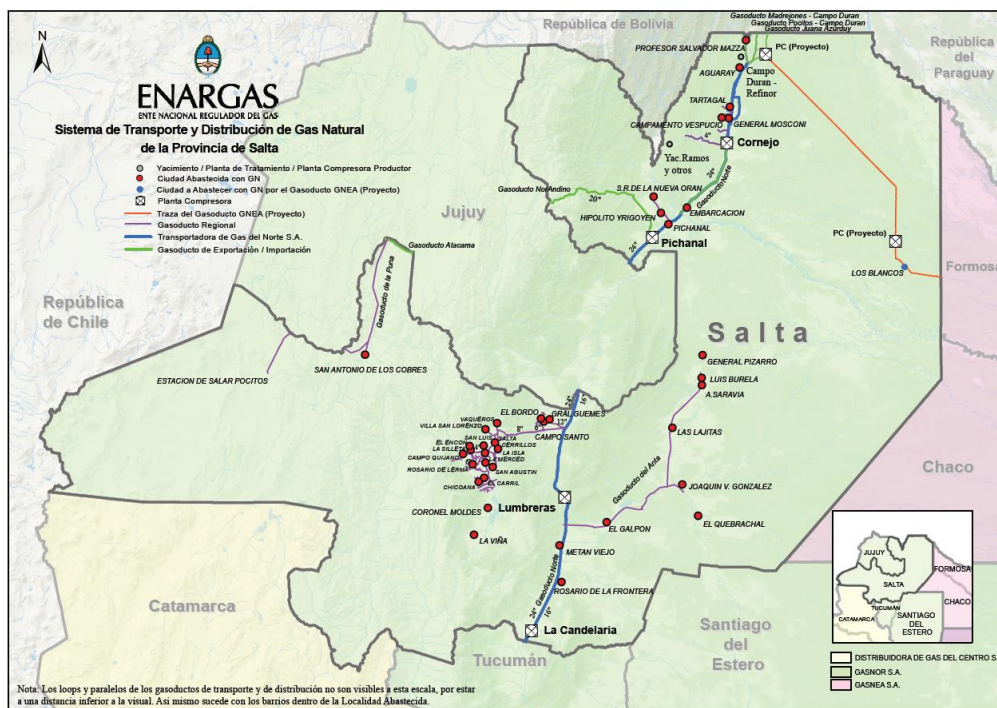


Figura 57. Sistema de transporte y distribución del gas natural de la Provincia de Salta.

Fuente: ENARGAS (2019).

La Argentina ingresó a la actividad del GNL por primera vez en el año 2008, con la primera operación de regasificación mediante el buque regasificador Excelsior en un muelle existente en el puerto de Ingeniero White en Bahía Blanca, siendo Repsol YPF la empresa responsable de llevar a cabo el proyecto. Para la interconexión del buque con el sistema de transporte se construyó un nuevo gasoducto, permitiendo el transporte del gas hasta General Cerri, vinculándose de esta manera con el sistema de transporte de TGS.

El contrato firmado entre ENARSA y Repsol YPF, estipuló el diseño, la construcción, la operación, la gestión, el mantenimiento y la administración de un sistema de regasificación de GNL por sí o terceros, a través de un buque regasificador, y la adquisición por parte de ENARSA del GNL para abastecer al mercado argentino. El monto del contrato establecido fue de US\$ 49 millones, donde se incluyó un costo fijo de las obras por US\$ 9.56 millones por mes. Asimismo, el buque regasificador contratado tenía una capacidad de almacenaje de 138 mil m³ y una capacidad máxima de regasificación de 8 MMm³/d (aproximadamente un 6% del volumen promedio diario de la demanda del país).

Luego de una probada operación, el gobierno nacional alentó a la búsqueda de nuevos escenarios para el desarrollo de emprendimientos similares, para lo cual a principios de 2010 las mismas ENARSA y Repsol YPF lideraron un nuevo operativo de regasificación en Escobar, sobre el río Paraná de las Palmas.

Durante la última década, pasaron por Bahía Blanca tres barcos regasificadores (Excelsior, Express y Exemplar), que recibieron 305 buques tanques y se compró GNL por algo más de US\$ 10 millones, con un pico en 2014, cuando se trajeron 42 barcos por los que se pagaron US\$ 1847 millones. En 2015, la cantidad de arribos se desaceleró a 37 barcos y esta tendencia a la baja se mantuvo por los siguientes años.

Finalmente, gracias al nuevo volumen de inyección de gas proveniente de Vaca Muerta, en octubre de 2018 el gobierno nacional decidió el retiro del buque Exemplar de la terminal de Bahía Blanca, ya que consideraba no habría problemas de abastecimiento y este volumen de gas importado sería reemplazado con producción local. Sin embargo, aún queda un buque regasificador similar en Escobar que inyecta gas al cordón urbano del área metropolitana. Este segundo buque, por ahora, mantendrá sus operaciones.



Figura 58. El Presidente de la Nación Mauricio Macri y el Ministro de Energía Javier Iguacel despiden el barco regasificador Exemplar del puerto de Bahía Blanca.

Fuente: Revista Petroquímica (2018).

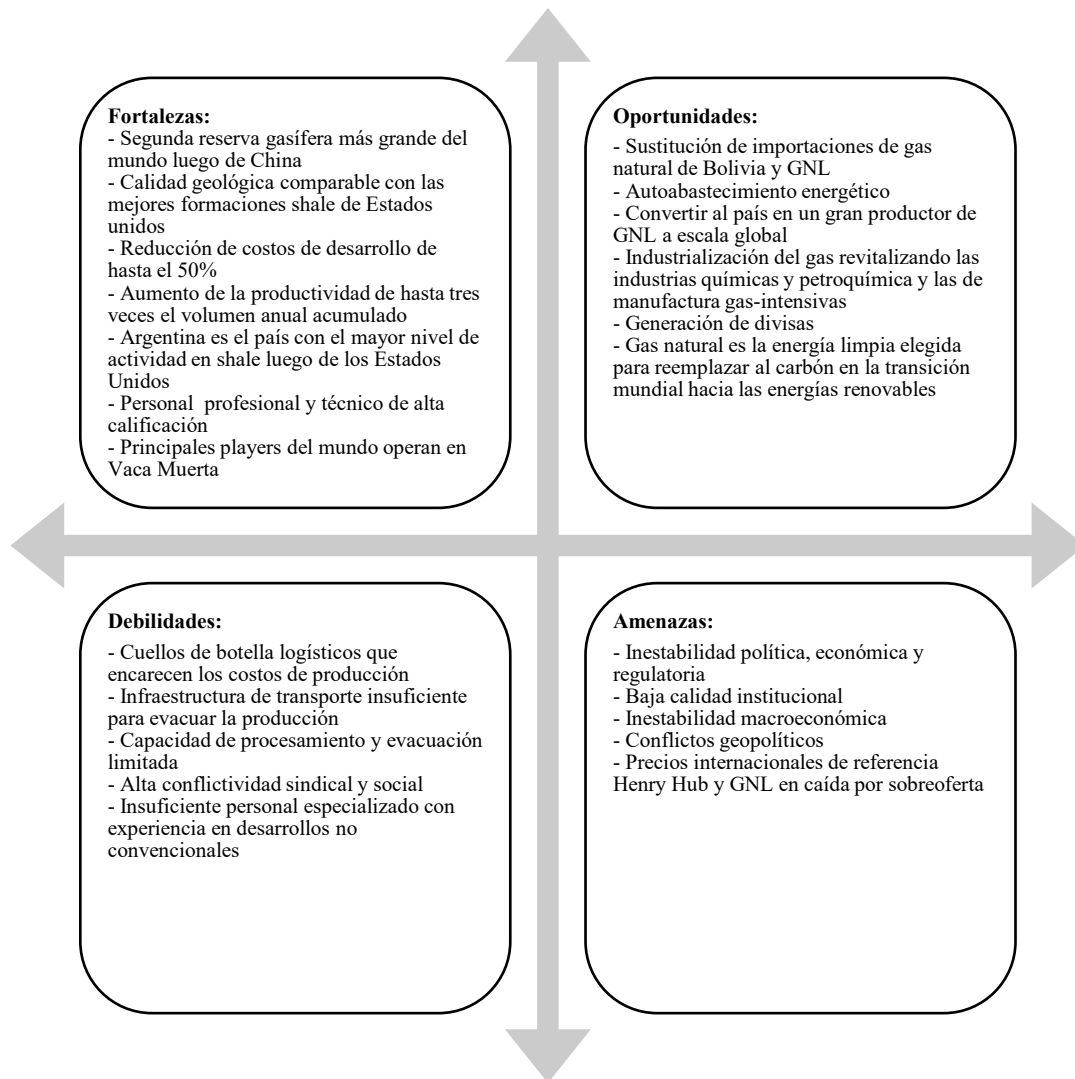
CAPÍTULO VI: CONDICIONES PARA EL DESARROLLO DEL GAS NO CONVENCIONAL DE VACA MUERTA

6.1. Análisis FODA

Bajo la Metodología de Investigación se han analizado distintos aspectos que resultan fundamentales en la búsqueda para determinar cuáles son las condiciones necesarias para viabilizar un desarrollo masivo y sustentable del gas no convencional de Vaca Muerta. En el Capítulo III se ha repasado el potencial geológico del recurso e investigado sobre los avances logrados en materia de eficiencia de costos y productividad, los principales jugadores que operan en la formación, sus proyectos y la evolución de sus inversiones, además de la evolución de la producción y de las reservas de gas natural que han mostrado una tendencia creciente impulsada por la explotación no convencional.

En el Capítulo IV se ha analizado la política energética y el marco regulatorio durante tres momentos diferentes: la desregulación de los 90s, la emergencia económica luego del colapso de la convertibilidad y la reversión del declino de la producción de gas natural durante la última administración de gobierno. La inestabilidad regulatoria a lo largo de estos periodos ha imposibilitado dar previsibilidad a los productores que, sumado a la delicada situación económica y fiscal del país, desalentaron la llegada de nuevas inversiones a pesar de la implementación de programas de incentivos mediante subsidios fiscales a la oferta de gas natural.

Finalmente, en el Capítulo V se ha descrito el sector gasífero argentino considerando la red actual de transporte y distribución del gas natural y el factor de carga por gasoducto troncal, la capacidad de procesamiento y evacuación de la producción, la demanda desagregada por sector, la estacionalidad de la demanda y la oferta interna compuesta por la producción doméstica más las importaciones de gas de Bolivia y de GNL del mundo. El análisis anterior posibilita condensar los distintos aspectos relevados en una matriz FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) acerca de Vaca Muerta, a partir de la cual, se pueden inferir las condiciones necesarias y suficientes a considerar para viabilizar un desarrollo masivo de sus recursos gasíferos y que fundamentalmente surgen a partir de las amenazas que se han incluido en este diagnóstico.



6.2. Política económica, marco regulatorio y calidad institucional

El apoyo de los inversores extranjeros es fundamental para desarrollar Vaca Muerta. Los socios extranjeros –compañías de servicios petroleros, medianas y grandes empresas multinacionales de petróleo y gas– aportan inversiones de capital, tecnología y conocimientos técnicos.

Cuando se intenta dar respuesta a si el país está preparado para incentivar un nuevo modelo de producción capital intensiva que requiere de una constante inyección de dinero, resulta inevitable dirigir este análisis al desempeño en materia legal y regulatoria de los gobiernos más recientes. Las administraciones que se sucedieron luego de la emergencia económica y el colapso de la convertibilidad, hasta 2015, se caracterizaron por fuertes controles de precios, restricciones y retenciones a las exportaciones de gas natural, además de prohibir el derecho de transferir libremente las divisas obtenidas por la venta de los hidrocarburos. Frente a este mercado doméstico no rentable, las compañías

productoras detuvieron el flujo de sus inversiones en exploración y producción de hidrocarburos. A pesar de la política activa del gobierno para recuperar las inversiones privadas, basada en programas de incentivos a la oferta de gas natural (Gas Plus y Planes Gas) que se implementaron desde 2008, la producción de gas no pudo revertir su tendencia decreciente (Sección 4.3.5). En adición a esto, el aumento sostenido de la demanda de energía y el paulatino agotamiento de las reservas convencionales condujeron a la pérdida del autoabastecimiento energético y la necesidad de comenzar a importar gas natural.

Durante la última administración de gobierno, de 2015 en adelante, se intensificaron las políticas para recuperar la autosuficiencia energética y los esfuerzos para atraer más inversión privada a Vaca Muerta. Los resultados fueron evidentes y, como se describió en el Capítulo III, el nivel de actividad creció a un ritmo acelerado, los costos se volvieron cada vez más eficientes y la productividad no dejó de crecer. Sin embargo, en el último año tuvieron lugar medidas tales como la abrupta reducción en el programa de subsidios a los productores beneficiarios de la Resolución 46-E/2017, el congelamiento del precio de los combustibles y del barril de crudo por 90 días, restricciones cambiarias tales como el cepo cambiario y limitaciones al giro de divisas al exterior; que sumadas a la delicada situación económica y fiscal del país (fuerte devaluación del peso argentino, compromisos fiscales alcanzados con el FMI) debilitaron fuertemente la confianza de los inversores y a tal punto que las compañías petroleras decidieron posponer cualquier proyecto nuevo e incremental y reducir sus inversiones en los proyectos que ya estaban en marcha (Sección 3.3).

Hoy en día, la Argentina requiere una voluntad de invertir en un futuro próximo en un área con enormes recursos pero con una economía débil, mercados cambiantes, un entorno político y regulatorio inestable y un plan fiscal que está reduciendo los subsidios en momentos en que las compañías exigen estos incentivos. El hecho mismo de que sigan viendo el “potencial” de la región en el “largo plazo” sugiere que no están listas para acelerar inversiones de capital en consonancia con los supuestos energéticos del país.

Vaca Muerta representa un gran desafío y una gran oportunidad. No obstante, una tarea impostergable del gobierno será diseñar una política económica que brinde previsibilidad a través de marcos regulatorios posibles y sostenibles en el tiempo, capaces de blindar y proteger las inversiones en nuevos activos, y permitir el desarrollo de los proyectos de manera ágil y eficiente. Además, el país deberá respaldar su política ofreciendo calidad institucional y garantizando el cumplimiento de las normas, al mismo tiempo que deberá

hacer un uso responsable de las arcas del Estado para hacer frente a los compromisos asumidos.

6.3. Expansión de la demanda

En la presente sección se intentará dar respuesta a dos cuestiones que se complementan entre sí y que se refieren, por un lado, a la viabilidad de producir el gas no convencional de Vaca Muerta a costos competitivos y, por el otro, la existencia de demanda potencial que pueda absorber la creciente producción y retornar la inversión a los productores.

Con base a las estimaciones sobre el volumen de recursos de gas no convencional técnicamente recuperables que se presentaron en el Capítulo II (Sección 2.3.2) podríamos pensar a los recursos de Vaca Muerta en tres dimensiones: i) para asegurar el abastecimiento interno, ii) para que el país se convierta en un exportador neto de escala regional, o iii) para que el país se convierta en un jugador global.

Dado la demanda local y regional, el consenso generalizado hoy es que para el gas natural la escala regional no alcanza para hacer funcionar la industria a precios competitivos. Es decir, el mercado local al cual se puede llegar con la infraestructura existente sumaría, pero no sería suficiente para darle a Vaca Muerta el volumen que requiere para reducir sus costos a niveles equivalentes a los observados en los principales desarrollos shale de los Estados Unidos.

La demanda de países limítrofes no es suficiente e inclusive muchos de ellos, en especial Chile, tienen contratos de importación vigentes con otros países que no pueden cancelar de un día para el otro a pesar del mejor precio del gas argentino. En particular, este país ha montado dos plantas de regasificación para importar GNL y esos contratos vencen entre el 2028 y el 2036.

Mientras que hasta 2015 el objetivo era conseguir el autoabastecimiento, en los últimos cuatro años los niveles de producción de gas provenientes de Vaca Muerta fueron suficientes para abastecer las necesidades domésticas durante los meses de verano y generó excedentes que habilitaron al país a reanudar las exportaciones de estos volúmenes principalmente con destino a Chile. En algunos casos, el exceso de la oferta frente a la demanda doméstica obligó a YPF y otras compañías a cerrar pozos ya existentes de manera temporal (Sección 5.3.2).

Cómo se explicó en el Capítulo V (Sección 5.3.1) la marcada estacionalidad de la demanda genera excesos de gas natural durante los ocho meses de “no invierno” mientras que supone faltantes durante los cuatro meses restantes. De esta manera, el mercado

regional se constituye en un medio para disponer de mayor demanda durante los meses de menor consumo de gas y posibilita aumentar la producción, además de ir reduciendo las necesidades de recurrir a la importación de GNL para cubrir los picos de demanda durante el invierno.

Conseguida la cobertura del mercado interno y el abastecimiento de los países de la región, el siguiente paso de la Argentina es la provisión de GNL al mercado mundial. Actualmente el mundo avanza hacia el uso de las energías renovables, y en la discusión por el cambio climático, el GNL aparece como la energía más limpia para ser utilizada en la transición entre las energías no renovables y las renovables. En tal sentido, la Argentina ya tiene un potencial mercado en Asia. En primer lugar, por la complementariedad que supone estar en el hemisferio opuesto a los países asiáticos en términos de las estaciones climáticas, y en segundo lugar, China se encuentra en una fase de transición por la necesidad de sustituir la generación eléctrica a base de carbón (más contaminante) por gas natural, lo que supone un enorme potencial de demanda.

El selecto club de los productores de GNL en el mundo está formado por apenas 20 países y son solo cinco los proyectos que sumados exceden en 5 veces la demanda futura de gas mundial. Según informó la Agencia Internacional de Energía (IEA), Estados Unidos tiene ambiciosos proyectos de exportación de GNL y está en camino de adelantarse a Australia para convertirse en el mayor exportador del mundo para 2024.

La caída de los precios del gas natural está complicando las perspectivas para las compañías que desarrollan terminales de exportación de GNL. Debido al exceso de oferta global, el precio de referencia de Estados Unidos cayó a su nivel más bajo en los últimos cuatro años y también en el resto del mundo por lo que, sin lugar a duda, el mercado se ha vuelto cada vez más competitivo y sobrevivirán sólo aquellos proyectos que sean viables financieramente.

Por lo tanto, como respuesta a las cuestiones planteadas al inicio de la sección, el desafío que tiene Vaca Muerta para poder producir gas natural a costos competitivos consiste en desarrollar sus recursos a gran escala, en forma continua y a largo plazo. La posibilidad de exportar a escala global supone convertir al país en uno de los grandes productores de GNL del mundo y, más allá de que será necesaria la construcción de una planta de licuefacción, supone un cambio de paradigma para los productores que propone dejar de exportar el excedente de la producción y comenzar a producir para exportar. Lo anterior se entiende como la diferencia entre seguir subexplotando Vaca Muerta o definitivamente

avanzar en un desarrollo intensivo del gas no convencional que ponga a la Argentina entre los grandes proveedores del mercado internacional.

6.4. Inversiones en infraestructura

El último interrogante que queda por responder es el que se refiere a si existe la infraestructura necesaria para evacuar la producción del gas no convencional de Vaca Muerta. En el Capítulo V se analizó la infraestructura de transporte y distribución del sector gasífero argentino y el factor de carga de los gasoductos troncales de los sistemas TGN y TGS (Sección 5.2.5) pudiendo observar una situación de saturación generalizada en toda la red de ductos, más evidente en los meses de invierno. Con base a lo anterior, no cabe duda de que la infraestructura de transporte y la capacidad de procesamiento disponible es insuficiente para el nivel de producción actual y el esperado si los recursos se desarrollan a gran escala. De hecho, según estimaciones publicadas en el informe “Escenarios Energéticos 2030”, publicado por la Secretaría de Energía en noviembre de 2019, se requerirá al menos duplicar la capacidad de transporte actual.

En esta línea, para que Vaca Muerta se convierta definitivamente en un proyecto nacional y el modelo exportador prospere, deberá estar acompañado de una serie de inversiones para hacer más eficiente la cadena de suministros y lograr precios de producción que compitan a nivel internacional. Las necesidades de infraestructura pública son fundamentales para aumentar la capacidad de procesamiento y evacuación de la creciente oferta, y resolver los distintos cuellos de botella del sistema de transporte y logísticos del sector. Las mismas se pueden distinguir en tres áreas: el *upstream* (para reducir los costos de transporte), el *midstream* (gasoductos de captación, concesiones de transporte) y en el *downstream* (procesamiento de gas, licuefacción).

En relación con lo antes expuesto, a continuación se describen brevemente los proyectos logísticos, de ampliación de infraestructura y capacidad de procesamiento que serán determinantes para el desarrollo masivo de los recursos de gas de Vaca Muerta.

6.4.1. Tren Norpatagónico

El ferrocarril Norpatagónico servirá para conectar la ciudad de Añelo –en el corazón de Vaca Muerta– con Puerto Galván en Bahía Blanca. El proyecto constituye una obra clave para las compañías productoras ya que reduce significativamente los costos de transporte de arenas silíceas y otros insumos utilizados para los trabajos de estimulación hidráulica.

El plan supone renovar y mejorar 57 Km de vías de la Línea Roca hasta Plaza Huincul y la construcción de 83 Km que faltan para completar el recorrido hasta Añelo. Además, se contemplaron noventa vagones especiales para el transporte de cargas.

Según datos de la Secretaría de Energía, la puesta en operación del tren demandará US\$ 1285 millones y existe interés para invertir en este proyecto de empresas de Rusia, China, Estados Unidos y Canadá, además de bancos internacionales. En cuanto a los plazos, la reconstrucción del tren demandará dos años, por lo que para fines de 2022 o principios de 2023 la obra podría estar concluida.



Figura 59. Proyecto tren Norpatagónico.

Fuente: SE (2019).

6.4.2. Gasoducto troncal Neuquén - Litoral

Los tres gasoductos que movilizan el gas natural desde la cuenca Neuquina –NEUBA I, NEUBA II y Centro Oeste– se encuentran saturados en su capacidad de transporte hacia los centros de consumo, por lo tanto parte de la demanda queda insatisfecha y esto obliga a importar GNL para suplir los volúmenes faltantes.

Por este motivo, el gobierno nacional decidió licitar una nueva licencia de transporte para la construcción de un gasoducto desde la cuenca Neuquina hasta el Gran Buenos Aires y el Litoral. La construcción de la primera etapa del gasoducto permitirá aumentar la capacidad de evacuación en inicialmente 15 MMm³/d y reemplazar el GNL, que aún ingresa por el puerto de Escobar, por producción doméstica por unos US\$ 240 millones anuales. Asimismo, ampliará la capacidad disponible para transportar y disponer de los excedentes en otros mercados demandantes.

El nuevo gasoducto troncal será la tercera concesión de transporte del país y se denominará Transportadora de Gas del Centro (TGC). Este nuevo sistema de transporte se extenderá por aproximadamente 570 Km desde las cercanías de la planta de tratamiento de Tratayén de TGS –en la provincia del Neuquén– hasta la planta compresora Saturno –sobre el gasoducto NEUBA II– en la cercanías de la localidad de Salliqueló, provincia de Buenos Aires. Luego deberá continuar por otros 470 Km para interconectarse con los tramos finales del sistema de TGN en las inmediaciones de la localidad de San Nicolás, provincia de Buenos Aires.

En cuanto a la inversión requerida se informó que la obra costaría en su primera etapa, el tramo que va desde Tratayén hasta Salliqueló, unos US\$ 800 millones. El costo total, con un segundo tramo que abriría paso para envíos de más gas al Litoral, demandaría unos US\$ 2 mil millones. Si bien el objetivo del gobierno fue que la construcción de la primera etapa del gasoducto esté completa para el invierno de 2021 y la segunda en noviembre de 2024, la licitación se postergó en dos oportunidades y la concesión se pospuso para el 31 de marzo de 2020.

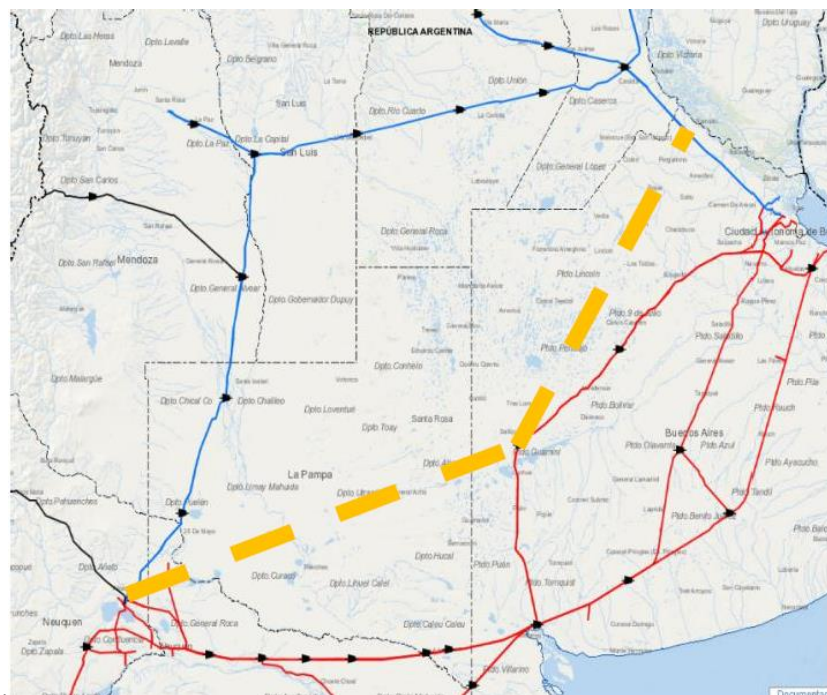


Figura 60. Proyecto gasoducto troncal Neuquén - Litoral.

Fuente: SE (2019).

6.4.3. Planta de licuefacción de gas natural

Respecto a la posibilidad de exportar GNL a escala global, como se explicó en la sección Sección 5.3.2, YPF dio el primer paso e instaló una barcaza en Bahía Blanca que realiza el proceso de licuefacción y que tiene una capacidad de procesamiento de 2.5 Mm³/d. No obstante, se trata de pequeños volúmenes de exportación de GNL producidos a partir de los excedentes que se generan cuando termina el pico de consumo de invierno en la Argentina.

Para poder ingresar al mercado internacional del GNL, es necesaria la construcción de una planta de licuefacción que permita mediante un proceso de enfriamiento a -162 °C convertir el gas natural a estado líquido y reducir su volumen en 600 veces para poder transportarlo en buques especialmente preparados. Luego en el destino, el gas licuado debe pasar por una planta de regasificación en donde es calentado para volverlo a su estado natural y llevarlo a especificación para su posterior distribución.

La planta supone una inversión aproximada de US\$ 5 mil millones, por lo que no puede ser abordada por una sola compañía. Si bien el proyecto promovió diálogos entre varias operadoras, YPF decidió ponerse al frente del mismo y se encuentra trabajando para construirla a través de un consorcio de empresas productoras. Se trata de un proyecto a cinco años que apunta a procesar más de 20 MMm³/d de gas para poder transportar este fluido vía marítima desde el puerto de aguas profundas de Bahía Blanca.

La principal dificultad que enfrenta este proyecto es el costo de financiamiento debido a al alto nivel de riesgo país sumado a la incertidumbre acerca de la política energética y económica que tendrá el nuevo gobierno. Para hacer viable este plan las compañías petroleras sostienen que necesitan una licencia por 25 años para exportar libremente el gas y una ley que, a diferencia de lo que ocurrió en el pasado, brinde un marco de seguridad jurídica y estabilidad económica a largo plazo.

Bajo esta amenaza y por lo costoso de la obra, algunos especialistas consideran que la planta de licuefacción a gran escala podría construirse de forma modular, comenzando con una planta de menor tamaño que pueda replicarse en módulos de 5 o 7 MMm³/d. De esta manera, se podría ir acompañando la curva de producción y disponer de una ingeniería financiera más flexible donde los recursos obtenidos de las exportaciones se utilicen para ir financiando los siguientes módulos.

6.4.4. Industrialización del gas natural

La industrialización del gas natural constituye una alternativa para monetizar el gas no convencional de Vaca Muerta. La producción masiva de gas natural a precios competitivos representa un estímulo a la demanda para las industrias locales y el acceso a una fuente de materias primas más económica, permitiendo una mejora en su competitividad a lo largo de la cadena de valor vía reducción de costos. Lo anterior posibilita potenciar los sectores industriales gas-intensivos como pueden ser la industria petroquímica, química y del plástico, y revitalizar los sectores energético-intensivos, como son el aluminio, el acero, el papel, el vidrio y los alimentos (ver materias primas petroquímicas, productos petroquímicos básicos, intermedios y finales en Anexo II).

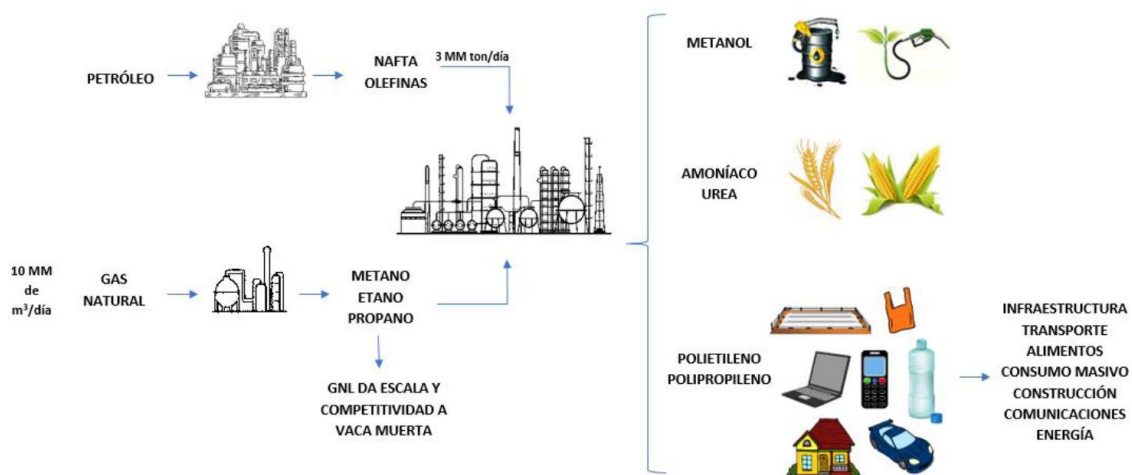


Figura 61. Valor agregado al gas natural de Vaca Muerta.

Fuente: CIQyP (2019).

Según publicaciones de OETEC⁵⁷ y la CIQyP sobre las exportaciones de gas con valor agregado, la venta al extranjero de urea y metanol triplica el valor de venta del GNL, la resina de polietileno y polipropileno tiene un valor de 5 a 8 veces el valor de venta del GNL y los productos plásticos terminados de 16 veces. Las exportaciones de estos productos a partir de 2023/24 podrían aportar en el corto plazo entre US\$ 3 mil y US\$ 4 mil millones adicionales por año a las de petróleo y gas natural, con la ventaja de haber implicado inversiones en plantas de metanol, urea, propileno y polipropileno (un aumento del 50% de la capacidad productiva con una inversión estimada de US\$ 10 millones), multiplicando empleo local (cerca de 50 mil nuevos puestos de trabajo), generando una

⁵⁷ Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo. Recuperado el 29 de marzo, de 2020, de: <http://www.oetec.org/>

recaudación adicional de impuestos de US\$ 1200 millones y desarrollando la industria de la construcción, la industria metalúrgica y fomentando las capacidades científicas y tecnológicas nacionales.

La compañía Mega S.A. es una empresa argentina que tiene como objetivo principal agregar valor al gas natural a través de la separación y el fraccionamiento de sus componentes ricos. Recientemente la firma anunció que comenzará la construcción de un nuevo gasoducto que cruzará el río Neuquén para unir sus instalaciones con Vaca Muerta. El gasoducto en cuestión es una obra clave no sólo para la empresa, sino también para la industrialización del gas de Vaca Muerta dado que Mega es la única separadora que recupera el etano, una de las principales materias primas de la industria petroquímica argentina, y aprovecha el resto de los componentes líquidos como son el propano, butano y gasolina natural, que son destinados a las industrias para su procesamiento o bien para la exportación.

La línea tendrá un diámetro de 36 pulgadas y partirá de la zona de Tratayén en donde se encuentra el gasoducto del área Fortín de Piedra de Tecpetrol. De allí cruzará ambos brazos del río Neuquén para llegar a las instalaciones de la firma en Loma de la Lata.

La obra demandará una inversión de entre US\$ 20 y US\$ 40 millones que en principio serán financiados con recursos propios de la compañía y tiene un plazo de ejecución de 8 a 9 meses, por lo que estaría finalizada para el segundo semestre del 2020.

La estatal YPF también apuesta a industrializar el gas de Vaca Muerta para agregarle valor en la cadena petroquímica. Junto a Profertil, el mayor productor de urea de la Argentina, planean ampliar la planta de fertilizantes ubicada en el polo petroquímico de Bahía Blanca para producir y exportar urea y otros fertilizantes. La apuesta de máxima es duplicar la capacidad instalada de la planta que hoy produce 1.3 millones de toneladas (Tn) anuales de urea (unas 3950 Tn/día) aunque las evaluaciones técnicas podrían determinar la conveniencia de avanzar con una ampliación intermedia.

La planta de urea de Profertil consume 2.5 MMm³/d de gas. Pese a que la ampliación de las instalaciones está planificada desde su diseño inicial, nunca logró materializarse por lidiar con una limitante física-económica: la falta de materia prima (gas natural) a precios competitivos. En este sentido, la explotación del gas no convencional de Vaca Muerta ofrece una oportunidad a superar ese obstáculo.

Debido a su envergadura la obra podría demandar unos US\$ 1500 millones y de concretarse será el primer gran proyecto petroquímico del país en más de 15 años.

CONCLUSIONES

A lo largo de la presente tesis se han abordado distintos aspectos claves en torno al desarrollo de los recursos de gas no convencional de Vaca Muerta. El análisis en profundidad de cada uno de ellos ha permitido entender cuáles fueron los factores que permitieron alentar la producción de gas natural a niveles tales de crear excedentes, y cuáles fueron los motivos que desalentaron la voluntad de los productores y condujeron a la actual coyuntura del sector.

Al analizar la potencialidad de Vaca Muerta ha quedado demostrado que desde el punto de vista geológico su calidad es comparable con la de las formaciones shale más avanzadas de los Estados Unidos. Entre sus principales ventajas se destacan su gran extensión areal, profundidad, considerable espesor útil y alto contenido de materia orgánica que, a diferencia de las formaciones shale norteamericanas, se encuentran todas reunidas en un mismo recurso. De esta forma, el riesgo geológico de la formación Vaca Muerta es bajo y sus recursos se vuelven más atractivos y prometedores ante los intereses de las compañías de petróleo y gas alrededor del mundo.

La revisión de la actividad en Vaca Muerta en los últimos años permitió visualizar los importantes avances conseguidos en materia de eficiencia de costos y productividad que se lograron principalmente gracias al perfeccionamiento de las técnicas de perforación horizontal y estimulación hidráulica. En este sentido, ciertos proyectos consiguieron reducir sus costos de desarrollo en más del 50% y triplicar la productividad promedio de sus pozos, alcanzando, también bajo esta perspectiva, los valores de referencia de los shales más destacados de los Estados Unidos.

Los motivos que permitieron intensificar la actividad y avanzar rápidamente en la curva de aprendizaje de Vaca Muerta pueden ser atribuidos, entre otros, al mayor esfuerzo del gobierno nacional que implementó incentivos para alentar las inversiones destinadas a la explotación de los recursos de gas no convencional en la cuenca Neuquina. Entre las principales medidas, la Resolución 46-E/2017, el acuerdo de flexibilidad laboral y la eliminación de aranceles para importar bienes de capital usados, crearon las condiciones para atraer nuevas inversiones. A pesar de esto, la inversión extranjera creció a un ritmo más lento del previsto y las empresas públicas y privadas argentinas han financiado el 64% de los costos de desarrollo.

En relación con lo antes expuesto, Vaca Muerta ya no es una potencialidad sino que se trata de una realidad absoluta. En este sentido, es posible vislumbrar los principales desafíos que serán determinantes para viabilizar un desarrollo masivo y sustentable de

sus cuantiosos recursos gasíferos. Estas condiciones se reducen a tres principales ejes: la política económica, el marco regulatorio y la calidad institucional; la expansión de la demanda y las inversiones en infraestructura.

El análisis de la historia de la política económica argentina deja en evidencia una alteración sistemática de las reglas de juego. La inestabilidad regulatoria y la debilidad institucional de los últimos años permite entender el deterioro en la confianza de los inversores que resultó ser una de las razones que condujeron a la pérdida del autoabastecimiento energético. Por lo tanto, para incrementar la producción y recuperar la “independencia energética” Argentina necesita definir una política energética integral orientada a atraer importantes inversiones locales y extranjeras de riesgo. Se requiere de una “política de estado” que brinde previsibilidad y certidumbre a través de marcos regulatorios sostenibles en el tiempo y genere rentabilidad de largo plazo para los inversores. Además, dicha política deberá ser respaldada con calidad institucional, de manera que el país garantice el cumplimiento de las normas y al mismo tiempo haga un uso responsable de las arcas del Estado para hacer frente a los compromisos asumidos.

Cuando se analizó el sector gasífero argentino se pudo determinar que la demanda local y regional no es suficiente para que los proyectos produzcan a precios competitivos, y la reducción de costos se podría lograr solo explotando los recursos de Vaca Muerta a gran escala. De este modo, un segundo desafío consiste en convertir al país en uno de los grandes productores de GNL del mundo y expandir la demanda hacia nuevos mercados. Lo anterior supone un cambio de paradigma para los productores que propone dejar de exportar el excedente de la producción y comenzar a producir para exportar. Dicho en otras palabras, plantea la diferencia entre seguir subexplotando Vaca Muerta o definitivamente avanzar en un desarrollo intensivo del shale que ponga a la Argentina entre los grandes proveedores del mercado internacional.

Asimismo, se pudo corroborar que los sistemas de transporte de gas natural en la Argentina se encuentran en una situación de saturación generalizada, más evidente en los meses de invierno, y que la infraestructura disponible para la transferencia, procesamiento y evacuación del gas natural fuera de Vaca Muerta es insuficiente para manejar el nivel de producción actual y el esperado si los recursos se desarrollan a gran escala. Esto indica que, para acompañar el aumento exponencial de la producción será necesario adaptar la infraestructura y resolver los distintos cuellos de botella del sector. Entre las principales obras de infraestructura se destacan: el tren Norpatagónico, el gasoducto troncal Neuquén

- Litoral, la planta de licuefacción de gas natural y el gasoducto de la compañía Mega que será de los primeros proyectos destinados a la industrialización del gas natural.

El gas de Vaca Muerta representa una gran oportunidad para el país de generar energía abundante y de bajo costo. Este aspecto no es menor si se repara en que el gas natural es la fuente primaria que explica más del 50% de la matriz energética argentina y que el acceso a una fuente de materias primas más económica permitiría potenciar los sectores industriales gas-intensivos como lo son la industria petroquímica, química y del plástico, y revitalizar los sectores energético-intensivos como el aluminio, el acero, el papel, el vidrio y los alimentos. En este contexto, otro desafío para Argentina consiste en generar una política pública de desarrollo de la industria petroquímica como agregadora de valor al gas natural de Vaca Muerta. En particular, no solo permitirá incrementar los ingresos por exportaciones, ya que los productos petroquímicos tienen un valor de venta que supera ampliamente el valor del GNL, sino que aumentará la capacidad productiva a través de nuevas inversiones, generará mayor empleo y posibilitará una recaudación adicional de impuestos.

Este ambicioso plan energético supone una demanda extraordinaria de recursos humanos, especialmente técnicos y profesionales con un nivel de calificación muy especializado que sean capaces de acompañar los desafíos tecnológicos de gran escala que requerirá el desarrollo de Vaca Muerta. De esta forma, la cantidad de empleos que demandará el sector excederá la oferta existente y plantea la necesidad de una política conjunta a nivel nacional donde las compañías productoras y los gobiernos inviertan en el desarrollo de cursos, especializaciones y carreras a fin para fomentar la formación de recursos humanos en las distintas universidades del país.

Finalmente, es importante enfatizar que la abundante cantidad de recursos no convencionales que existen en el mundo convierte a su explotación en una carrera global, en tanto que el país que no llegue a monetizar estos recursos antes que el resto se quedará sin poder aprovecharlos. En virtud de ello, resulta impostergable que la Argentina tome riendas sobre los desafíos antes expuestos y brinde las condiciones necesarias para viabilizar un desarrollo sustentable de los recursos de gas no convencional de Vaca Muerta.

BIBLIOGRAFÍA

Educ.ar. (2017). Energías de mi país: *Los hidrocarburos son nuestra principal fuente de energía*. Buenos Aires, Argentina. Recuperado el 19 de diciembre de 2019, de: <http://energiasdemipais.educ.ar/la-matriz-energetica-argentina-y-su-evolucion-en-las-ultimas-decadas/>

Furlán, Adriano. (2017). *La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial*. Revista Universitaria de Geografía / ISSN 0326-8373 / 2017, 26 (1), 97-133. Recuperado el 22 de diciembre de 2019, de: <https://www.redalyc.org/pdf/3832/383252125006.pdf>

Ministerio de Energía y Minas (2015). *Usos del Gas Natural*. Recuperado el 27 diciembre de 2019, de: [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas(1).pdf)

Friedlander, Alfredo. (2019). *Química del petróleo, gas natural y petroquímica*. 1ª ed. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Autores de Argentina.

Cámara de la Industria Química y Petroquímica. (2014). *La industria Petroquímica Argentina*, su perfil en el año 2025. Recuperado el 28 de diciembre de 2019, de: <http://www.ciqyp.org.ar/SubBotonera/Publicaciones/PublicacionesCIQyP.aspx>

Club Español de la Energía. (2016). *Una aproximación a los hidrocarburos no convencionales en el ámbito internacional y en España*. 1ª ed. Madrid: Biblioteca de la Energía. Recuperado el 28 de diciembre de 2019, de: http://www.icog.es/TyT/files/hidrocarburos_no_convencionales_2016.pdf

YPF Energía. (2016). *Petróleo y Gas No convencionales. El desafío energético de la Argentina*. Recuperado el 29 de diciembre de 2019, de: https://www.ypf.com/Publicaciones/pdf/folleto_shale_A4.pdf

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2019). *La industria Argentina de los Hidrocarburos*. Recuperado el 29 de diciembre de 2019, de: <http://www.aogexpo.com.ar/OverviewEN.pdf>

García, Néstor. (2014) *Estudio económico sobre recursos convencionales, shale oil & shale gas en Argentina: situación actual y perspectivas*. KPMG, Buenos Aires, Argentina.

Villalba, M. S. (2018). *Hidrocarburos no convencionales en Argentina: exploraciones en lo profundo, transformaciones en los territorios*. Territorios (39), 225-243. Recuperado el 09 de enero de 2020, de: <http://www.scielo.org.co/pdf/terri/n39/0123-8418-terri-39-00225.pdf>

Essayag, Analía. (2017). *La historia del descubrimiento de la formación petrolera Vaca Muerta*. Energía & Negocios. Recuperado el 10 de enero de 2020, de: <https://www.energiaynegocios.com.ar/2017/12/la-historia-del-descubrimiento-de-la-formacion-petrolera-vaca-muerta/>

Askenazi, Andres; Biscayart, Pedro; Cáneva, Matías; Montenegro, Soledad y Marcos Moreno. (2013). *Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU*. Society of Petroleum Engineers (SPE). Recuperado el 15 de enero de 2020, de: http://www.spe.org.ar/locker/pdf/SPE_JJPP0003.pdf

Terzaghi, Victoria; Del Pozzi, Matías. (Junio 6, 2019). *Quiénes son los patrones de Vaca Muerta*. Diario Río Negro. Recuperado el 12 de enero de 2020, de:

<https://www.rionegro.com.ar/quienes-son-los-patrones-de-vaca-muerta-1000390/>

Terzaghi, Victoria; Del Pozzi, Matías. (Septiembre 19, 2019). *Ranking Vaca Muerta: cuáles son las principales petroleras*. Diario Río Negro. Recuperado el 15 de enero de 2020, de:

<https://www.rionegro.com.ar/ranking-vaca-muerta-cuales-son-las-principales-petroleras-1113227/>.

Calzada, Julio; Sigaudó, Desiré. (Junio 22, 2019). *Informe especial: Petróleo y gas en Vaca Muerta. Situación actual, problemas y perspectivas*. Paralelo 28. Recuperado el 20 de enero de 2020, de:

<http://www.paralelo28.com.ar/2019/06/22/informe-especial-petroleo-y-gas-en-vaca-muerta-situacion-actual-problemas-y-perspectivas/>

Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Junio 6, 2018). *Desarrollo de Vaca Muerta: Impacto económico agregado y sectorial*. Recuperado el 21 de enero de 2020, de:

<http://datos.minem.gob.ar/dataset/desarrollo-de-vaca-muerta-impacto-economico-agregado-y-sectorial>

Giussani, Luis. (Mayo, 2019). *Vaca Muerta: El desarrollo masivo ha permitido un fuerte incremento de la productividad*. Energía & Negocios. Recuperado el 27 de enero de 2020, de:

<https://www.energiaynegocios.com.ar/2019/05/vaca-muerta-el-desarrollo-masivo-ha-permitido-un-fuerte-incremento-de-la-productividad/>

Rojo, Julián. (Marzo, 2020). *La evolución de producción de hidrocarburos en Argentina – Informe anual Año 2019*. Instituto Argentino de Energía “Gral. Mosconi”. Buenos Aires, Argentina. Recuperado el 19 de marzo de 2020, de:

<http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2020/03/Informe-anual-de-hidrocarburos-2019-IAE-Mosconi-.pdf>

Rojo, Julián. (Enero, 2020). *Informe de Tendencias Energéticas Enero 2020*. Instituto Argentino de Energía “Gral. Mosconi”. Buenos Aires, Argentina. Recuperado el 10 de febrero de 2020, de:

http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2020/02/Informe-de-tendencias_Ene-2020_IAEMosconi.pdf

Sanzillo, Tom; Hipple, Kathy. (Marzo, 2019). *Financial Risks Cloud Development of Argentina’s Vaca Muerta Oil and Gas Reserves*. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. Cleveland, Ohio, Estados Unidos. Recuperado el 15 de febrero de 2020, de:

http://ieefa.org/wp-content/uploads/2019/03/Financial-Risks-Cloud-Development-of-Vaca-Muerta_March-2019.pdf

Esquivel, Natacha. (Abril, 2019). *Entrevista con el CEO de la región Wintershall: “Por los cambios, invertiremos más en petróleo que en gas”*. Clarín. Recuperado el 09 de febrero de 2020, de:

https://www.clarin.com/economia/wintershall-cambios-invertiremos-petroleo-gas_0_N50sLkuka.html

Vistini, Alfredo A.; Mamondi, Victor D.; De la Rosa, Adolfo; Rosales, Julio. (2016). *Análisis de las políticas energéticas (petróleo y gas natural) desde el abandono de la convertibilidad (2002-2015)*. Departamento de Economía y Finanzas, UNC. Córdoba, Argentina. Recuperado el 20 de enero de 2020, de:

http://jifp.eco.unc.edu.ar/images/TRABAJOS_52/43.PAPER_JORNADAS_FINANZAS_PUBLICAS_CORDOBA_VISINTINI_MAMONDI_ANALISIS_DE_LAS_POLITICAS_ENERGETICAS_ARGENTINA_2002_2015_compressed.pdf

Urbiztondo, Santiago. (Febrero, 2016). *La regulación de los servicios públicos en Argentina, 2003-2015: Lógica y balance de tres periodos presidenciales bajo un mismo signo político*. Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL). Buenos Aires, Argentina. Recuperado el 02 de febrero de 2020, de: http://www.fiel.org/publicaciones/Documentos/DOC_TRAB_1457553825843.pdf

Einstoss, Alejandro. (Julio, 2019). *La política energética de Cambiemos: De la extravagancia al orden normativo*. Fundación CECE. Buenos Aires, Argentina. Recuperado el 04 de febrero de 2020, de: <http://fcece.org.ar/wp-content/uploads/informes/politica-energetica-cambiemos.pdf>

Bondorevsky, Diego. (Junio, 2019). *El papel de la política de precios del gas natural. De la intervención a las subastas*. Centro de Implementación de Políticas Públicas para la Equidad y el Crecimiento (CIPPEC). Buenos Aires, Argentina. Recuperado el 15 de febrero de 2020, de: <https://www.cippec.org/wp-content/uploads/2019/07/211-DPP-ADE-El-papel-de-los-precios-del-gas-natural-Bondorevsky-junio-2019.pdf>

Diamante, Sofía. (Febrero 22, 2020). *Se frena la actividad en Vaca Muerta por la crisis y la incertidumbre*. La Nación. Recuperado el 17 de febrero de 2020, de: <https://www.lanacion.com.ar/politica/se-frena-la-actividad-en-vaca-muerta-por-la-incertidumbre-economica-nid2338462>

Terzaghi, Victoria. (Febrero 21, 2020). *La balanza energética argentina cerró cerca del equilibrio*. Diario Río Negro. Recuperado el 25 de febrero de 2020, de: <https://www.rionegro.com.ar/la-balanza-energetica-argentina-cerro-cerca-del-equilibrio-1264164/>

Rolando, Enrique. (Agosto, 2010). *El gas que llegó del frío: La construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires*. Petrotecnia. Recuperado el 27 de febrero de 2020, de: http://www.petrotecnia.com.ar/agosto2010/4_2010/SINpublicidad/82-91.pdf

Lopez, Marcelo R. (2015). *Tesis de Maestría: Redes de transporte de gas natural. Optimización de la logística de abastecimiento. Argentina (2014-2030)*. Pág. 43-47 “El sistema de transporte interno actual”. CEARE. Recuperado el 01 de marzo de 2020, de: <https://www.ceare.org/tesis/2016/tes14.pdf>

Risuelo, Fernando. (Noviembre, 2010). *Propuestas de Obras de Infraestructura de Gas Natural en la República Argentina*. Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Buenos Aires, Argentina.

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2015). *De Vaca Muerta al hogar de los argentinos. El desafío del downstream del gas en la Argentina*. Recuperado el 03 de marzo de 2020, de: <http://www.iapg.org.ar/download/Downstream.pdf>

Secretaría de Energía. Ministerio de Hacienda. (Noviembre, 2019). *Escenarios Energéticos 2030. Documento de síntesis*. Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético. Subsecretaría de Planeamiento Energético. Recuperado el 10 de marzo de 2020, de: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf

Calzada, Julio; Sigaudó, Desiré. (Mayo 24, 2019). *Vaca Muerta: un desafío logístico*. Bolsa de Comercio de Rosario. Recuperado el 11 de marzo de 2020, de: <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/vaca-muerta-un>

Fernández, Emiliano A. (Diciembre, 2018). *El balance de gas natural argentino en 2018*. Economía de la energía. Recuperado el 15 de marzo de 2020, de: <http://www.economiadelaenergia.com.ar/el-balance-de-gas-natural-argentino-en-2018/>

Holzer, Ovidio A. (Marzo, 2019). *Evolución del consumo de gas natural 2009-2018*. Economía de la energía. Recuperado el 15 de marzo de 2020, de: <http://www.economiadelaenergia.com.ar/evolucion-del-consumo-de-gas-natural-2009-2018/>

Liborio, Antonella. (Noviembre 19, 2019). “*No todo el gas de Vaca Muerta podrá ser evacuado con las redes de transporte*”. Econo Journal. Recuperado el 17 de marzo de 2020, de: <https://econojournal.com.ar/2019/11/no-todo-el-gas-de-vaca-muerta-podra-ser-evacuado-con-las-redes-de-transporte/>

El futuro necesita del transporte. (Noviembre 22, 2019). La mañana de Neuquén. Recuperado el 20 de marzo de 2020, de: <https://www.lmneuquen.com/el-futuro-necesita-del-transporte-n667222>.

Spaltro, Santiago. (Mayo 21, 2019). *Por Vaca Muerta, Argentina exportará por primera vez gas licuado*. El Cronista. Recuperado el 22 de marzo de 2020, de: <https://www.cronista.com/economiapolitica/Por-Vaca-Muerta-Argentina-exportara-por-primera-vez-gas-licuado-20190520-0057.html>

Cabot, Diego. (Octubre 15, 2018). *Después de 10 años, se va el barco que le costó al país US\$1200 millones*. La Nación. Recuperado el 22 de marzo de 2020, de: <https://www.lanacion.com.ar/economia/despues-de-10-anos-se-va-el-barco-que-le-costo-al-pais-us1200-millones-nid2181776>

Folgar, Cristian. (Octubre 11, 2019). *Vaca Muerta: ¿oportunidad, reto o utopía?* Revista Noticias. Recuperado el 24 de marzo de 2020, de: <https://noticias.perfil.com/noticias/economia/2019-10-11-vaca-muerta-oportunidad-reto-o-utopia.phtml>

Terzaghi, Victoria. (Agosto 18, 2019). *El plan de YPF para reflotar el mercado del gas*. Diario Río Negro. Recuperado el 25 de marzo de 2020, de: <https://www.rionegro.com.ar/el-plan-de-ypf-para-reflotar-el-mercado-del-gas-1075474/>.

Exclusivo: YPF evalúa construir una planta de USD 5.000 millones para exportar gas licuado. (Mayo 29, 2019). La Política Online. Recuperado el 25 de marzo de 2020, de: <https://www.lapoliticaonline.com/nota/119509-exclusivo-ypf-evalua-construir-una-planta-de-usd-5-000-millones-para-exportar-gas-licuado/>

Gammacurta, Guillermo. (Julio 24, 2019). *El ambicioso plan para el desarrollo masivo de Vaca Muerta*. Ámbito.com. Recuperado el 26 de marzo de 2020, de: <https://www.ambito.com/ambito-biz/ambito-biz/el-ambicioso-plan-el-desarrollo-masivo-vaca-muerta-n5044410>

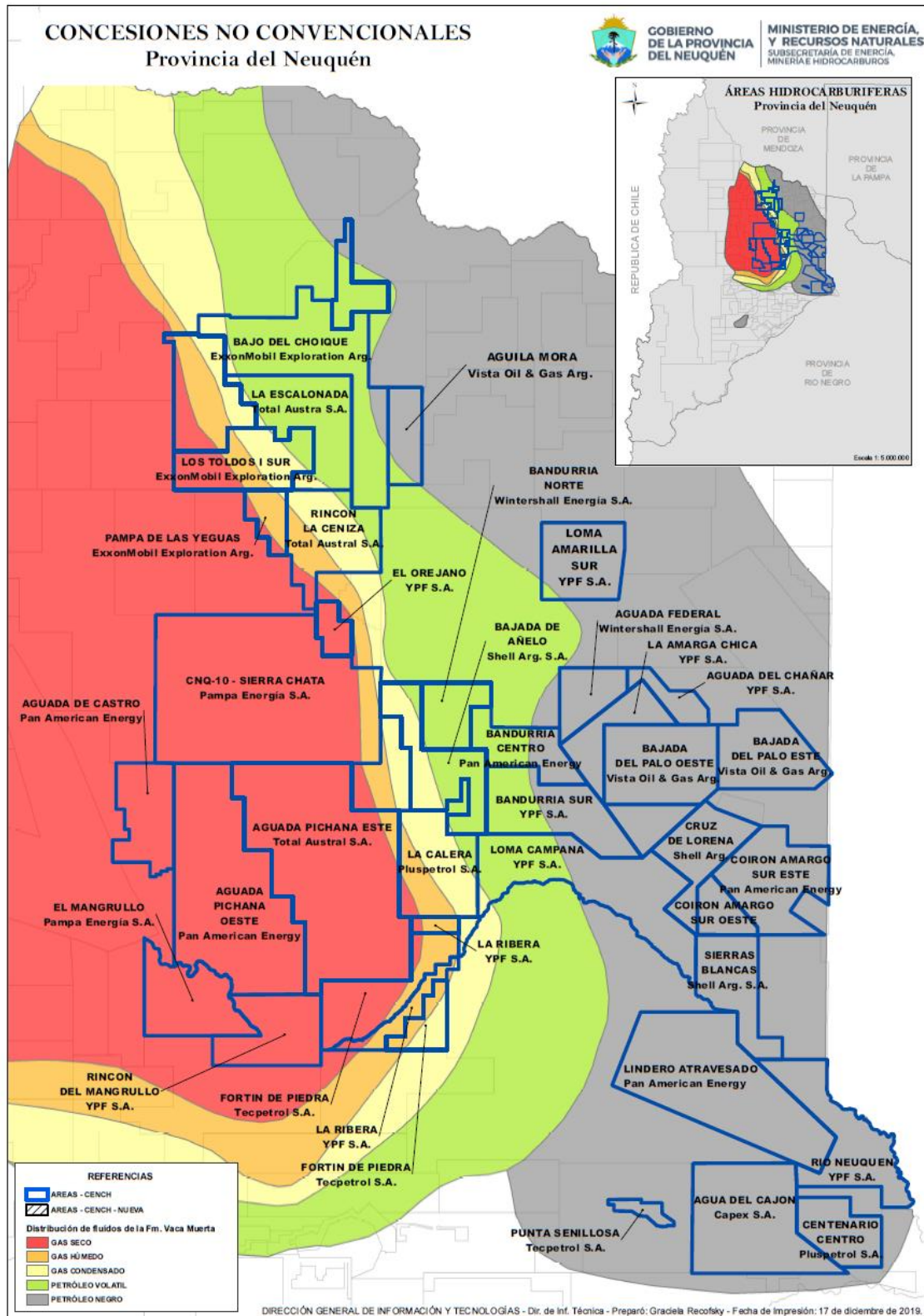
Bernal, Federico. (Septiembre 25, 2019). *Qué hacer con Vaca Muerta: ¿Segunda Pampa Húmeda o llave de la revolución industrial?* *Ámbito.com*. Recuperado el 27 de marzo de 2020, de: <https://www.ambito.com/opiniones/vaca-muerta/que-hacer-vaca-muerta-segunda-pampa-humeda-o-llave-la-revolucion-industrial-n5056526>

Terzaghi, Victoria. (Octubre 11, 2019). *Mega lanza la construcción de un gasoducto clave para Vaca Muerta*. *Diario Río Negro*. Recuperado el 28 de marzo de 2020, de: <https://www.rionegro.com.ar/mega-lanza-la-construccion-de-un-gasoducto-clave-para-vaca-muerta-1136396/>

Gandini, Nicolás. (Mayo 21, 2018). *Profertil inició estudios para duplicar su planta en Bahía Blanca*. *Econo Journal*. Recuperado el 28 de marzo de 2020, de: <https://econojournal.com.ar/2018/05/profertil-inicio-estudios-para-duplicar-su-planta-en-bahia-blanca/>

ANEXOS

Anexo I: Distribución de fluidos de la formación Vaca Muerta



Fuente: Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos Provincia del Neuquén (Diciembre, 2019).

Anexo II: Materias primas petroquímicas, productos petroquímicos básicos, intermedios y finales

Procesos de refinación		Materias primas Petroquímicas	Procesos petroquímicos	Productos básicos	Productos derivados y finales
Refinación de petróleo	Topping	Nafta virgen	Reforming	Benceno:	Estireno, poliestireno, cauchos sintético
				Tolueno:	TDI, solventes, mejorador octánico de naftas combustibles, adhesivos
				Xilenos:	Anhídrido ftálico, plastificantes, resinas alquídicas, PET
				Solventes	Extracción de aceites, pinturas y otros usos
	FCC	Gases de refinería C2 – C3	Fraccionamiento y purificación	Propileno	Acetona, polipropileno y compuestos de polipropileno
	Coque	Olefinas C4+		Buteno, isobuteno	Oxo alcoholes, polibuteno, MEK, comonomeros de polietileno, plastificantes
Cracking térmico	C4			Anhídrido maleico, resinas poliéster no saturadas, adhesivos	
Platforming	Kerosen			LAB. LAS, detergentes	
Gas natural	Separación en yacimientos y en Turboexpander	Metano (gas natural seco)	Gas de síntesis	Metanol:	Formaldehído, resinas, TAME, MTBE, mejoradores octánicos, biodiesel
				Amoniaco,	Urea, ácido nítrico, fertilizantes, resinas termorigidas
		Etano	Steam Cracking	Etileno	Poliétilenos (PEAD, PEBD, PEBDL), estireno, cloruro de vinilo monómero, PVC, etilbenceno, estireno, etc

Fuente: Cámara de la Industria Química y Petroquímica (Julio, 2011).