



OBSERVATORIO LATINOAMERICANO Y CARIBEÑO

Revista

**OBSERVATORIO LATINOAMERICANO Y CARIBEÑO**

Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe · IEALC

ISSN 1853-2713

<https://publicaciones.sociales.uba.ar/observatoriolatinoamericano/>

Volumen 5 · Número 2 (julio-diciembre, 2021)

---

## Energías extremas en Argentina. Un acercamiento a las potencialidades y limitaciones económicas de la explotación de Vaca Muerta

**Jonatan Andrés Nuñez**

---

RECIBIDO: 31 de julio de 2021

APROBADO: 29 de octubre de 2021

## **Energías extremas en Argentina. Un acercamiento a las potencialidades y limitaciones económicas de la explotación de Vaca Muerta**

Jonatan Andrés Nuñez  
IEALC – UBA / CONICET  
jonatan.a.nunez@gmail.com

### **Resumen**

Este artículo se aboca a estudiar las potencialidades y limitaciones productivas de la formación geológica Vaca Muerta, en el norte de la Patagonia argentina, desde 2012 hasta 2019. El objetivo principal del texto es analizar las complejidades que reviste la extracción de hidrocarburos no convencionales debido a su complejidad técnica y costos de producción y el modo en el cual las políticas públicas impulsadas por distintos gobiernos intentaron sortearlas. Asimismo, también se intenta dilucidar el origen nacional de las empresas intervinientes y los subsidios que éstas recibieron por parte del Estado nacional. Para llevar adelante dichas estimaciones, se recurrió a bibliografía especializada, información cuantitativa elaborada por la Secretaría de Energía de la Nación y por organizaciones no gubernamentales. El principal hallazgo del texto es el dar cuenta de la alta dependencia de la explotación de Vaca Muerta de ventajas legislativas y de esquemas de promoción económica por parte del Estado.

**Palabras clave:** *Vaca Muerta - hidrocarburos no convencionales - fractura hidráulica - política energética*

### **Abstract**

This article studies the productive potential and limitations of the Vaca Muerta geological formation in northern Patagonia, Argentina, from 2012 to 2019. The main objective of the text is to analyze the complexities involved in the extraction of unconventional hydrocarbons due to its technical complexity and production costs and the way in which public policies promoted by different governments tried to overcome them. Likewise, an attempt is also made to elucidate the national origin of the intervening companies and the subsidies they received from the national government. In order to carry out these estimates, specialized bibliography, quantitative information elaborated by the National Secretariat of Energy and non-governmental organizations were used. The main finding of the text is the high dependence of the exploitation of Vaca Muerta on legislative advantages and economic promotion schemes by the State.

**Keywords:** *Vaca Muerta - unconventional hydrocarbons - fracking - energy policy*

---

## **1. Introducción**

En la actualidad la matriz energética mundial se sostiene en base a la quema de combustibles fósiles. Según BP, antigua British Petroleum, en 2019 el 84,3% de la energía producida a nivel global provino de este tipo de fuentes. Concretamente, 33,1% se generó a través del petróleo, 24,2% por medio del gas y 27% en base al carbón mineral. El porcentaje restante de la “torta” se produjo por medio de centrales hidroeléctricas (6,4%), fuentes renovables como la solar y la eólica (5%) y plantas nucleares (4,3%) (BP, 2020). Sin embargo, las debilidades estructurales de este esquema de funcionamiento se evidencian cuando se observan dos de sus rasgos subyacentes. La destacada contribución que la

quemado de hidrocarburos posee sobre la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera y la tendencia al agotamiento que atraviesan los depósitos de relativamente fácil acceso.

De acuerdo con datos de la CEPAL (2020), en 2019 la utilización de combustibles fósiles generó cerca del 70% de los GEI. Este guarismo de por sí delicado, llegaba para sumarse a una compleja dinámica de emisiones tal como exhiben los resultados de estudios como el que un año antes publicó la Organización Meteorológica Mundial (OMM). Allí, tomando como base a 1990, el organismo dio cuenta de que las cantidades de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) presentes en la atmósfera experimentaron un aumento acumulado de 147%, las de metano (CH<sub>4</sub>) un 259% y las de óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) un 123% (Noticias ONU, 2019).

En simultáneo, la mencionada declinación de los recursos más accesibles se hace palpable en el crecimiento del número de empresas involucradas en proyectos de explotación de hidrocarburos de “frontera”. Entre ellos se destaca el montaje de plataformas *offshore* en aguas profundas y ultraprofundas, las prospecciones sobre los círculos polares, los complicados entramados de ingeniería para recuperar crudos extrapesados o el avance sobre recursos “no convencionales” como el *shale oil/gas*, el *tight oil/gas*, *tar sands*, *coalbed methane*, etc. La característica saliente de los mismos es su dependencia de técnicas como la fractura hidráulica o *fracking* u otras metodologías igualmente invasivas en términos ecológicos, adosadas a la postre a altos riesgos laborales (Roa Avendaño y Scandizzo, 2017). En este sentido debe señalarse que si bien existen discrepancias en torno a si se traspasó o no el umbral del petróleo (*peak oil*), hay autores que consideran que hay evidencia suficiente para afirmar que la época del llamado “petróleo fácil” ha quedado atrás y que la sociedad fósil se estaría enfrascando en una suerte de “carrera por lo que queda” de la mano de estas “energías extremas” (Klare, 2012).

A otra escala, en América Latina y el Caribe se reproducen estas lógicas generales. Ello se puede observar en el hecho de que para 2019 el 69% de la matriz energética regional estaba dominada por los combustibles fósiles (33% gas natural, 30% petróleo y 6% carbón), cuya quema en su mayoría se destinó a reponer las necesidades del transporte (38%), la industria (29%) y el uso residencial (16%) (OLADE, 2020).<sup>1</sup> En simultáneo, la frontera hidrocarburífera latinoamericana también reporta una expansión en torno a depósitos que implican crecientes desafíos técnicos y socioambientales. Esto se expresa en el avance sobre los recursos de las profundidades del Golfo de México y el polígono del Pré-sal en el litoral marítimo brasileiro, las prospecciones sobre los hidrocarburos no convencionales

---

<sup>1</sup> El resto del consumo energético regional durante 2019 se dividió del siguiente modo: comercio y servicios públicos 5%, agro, pesca y minería 6%, construcción y otros 1%, consumo no energético 5% (OLADE, 2020).

de la Cuenca de Burgos por PEMEX y las pruebas piloto de fractura hidráulica en el Valle Medio del Magdalena por parte de Ecopetrol, por citar solo algunos casos.

Por su presente nivel de desarrollo, uno de los ejemplos sudamericanos más elocuentes de este fenómeno es la explotación de los recursos no convencionales de la formación geológica Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina de Argentina. En función de ello, en este artículo indagaremos en torno a las potencialidades y limitaciones productivas de dicho reservorio desde su puesta en marcha hasta 2019.

Además de esta introducción, el texto contará con dos secciones. La primera de ellas se dedicará al análisis de Vaca Muerta en tres apartados. En los dos iniciales se estudiará la explotación de los hidrocarburos no convencionales de la norpatagonia argentina en términos históricos; concretamente, se llevará adelante un contraste de la dinámica de explotación de la formación durante el segundo gobierno de Cristina Fernández de Kirchner (2011-2015) con la situación bajo la presidencia de Mauricio Macri (2015-2019). El tercer apartado se encargará de revisar el origen nacional de las firmas intervinientes en Vaca Muerta, sus costos de producción y los subsidios recibidos por estas empresas de parte del Estado nacional. Finalmente, la última sección del texto estará destinada a unas breves reflexiones a modo de conclusión.

## **2. Vaca Muerta**

### *2.1. Proyecciones iniciales para la formación en el marco de la crisis energética durante el primero gobierno de Cristina Fernández de Kirchner (2011-2015)*

En 2011 el panorama hidrocarburífero argentino se encontraba en una situación paradójica debido a la yuxtaposición de dos hechos en principio contradictorios entre sí. Por un lado, luego de dos décadas con saldo positivo, la balanza comercial del sector fue negativa, una situación cuyo sostenimiento de ahí en más pondría en riesgo la estabilidad macroeconómica nacional. Resultado de la creciente importación de gas natural desde Bolivia y GNL por medio de buques regasificadores para paliar la expansiva demanda energética en un marco de merma extractiva, el balance de 2011 cerró con un rojo de U\$S 3.115 millones (Serrani y Barrera, 2018: 137). Por otro lado, este desequilibrio se conjugó con la confirmación por parte de YPF (en ese momento mayoritariamente en manos de la española Repsol) del hallazgo de recursos equivalentes a 927 millones de barriles de petróleo no convencional en una superficie de 428 km<sup>2</sup> de Loma La Lata Norte, en los márgenes de formación geológica Vaca Muerta (YPF, 2011). El anuncio, realizado en el mes de noviembre de 2011, se sumaba a otros producidos durante los años previos los

cuales colocaban a la Cuenca Neuquina entre los principales depósitos de esta clase de gas y petróleo.<sup>2</sup>

Sin embargo, para el Estado argentino el aprovechamiento de estos hidrocarburos, neurálgicos para disminuir la ascendente cantidad de importaciones, se veía dificultado debido a la falta de control sobre las decisiones estratégicas de YPF tanto por la composición del paquete accionario como también por el marco legal vigente (Sabbatella, 2013). De la deriva de estas limitaciones se explica en buena medida el envío al poder legislativo de un proyecto de ley. Sancionada en mayo de 2012, por medio de la “Ley de Soberanía Hidrocarburífera” (ley 26.741) el Estado nacional expropiaba el 51% de las acciones de YPF S.A. y de Repsol YPF Gas S.A. En el primer artículo de la misma se declaraba el interés público por el avance en la exploración, explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos por parte de la empresa con el objeto no solo de conseguir el autoabastecimiento energético, sino también de utilizar su disponibilidad para el “desarrollo económico con equidad social”.

El posterior nombramiento de Miguel Galuccio, ex ejecutivo de la multinacional de servicios petroleros Schlumberger, como CEO de la YPF parcialmente reestatizada arrojaba algunas pautas de los posibles destinos que buscaría la compañía en materia de “alianzas estratégicas”. Pese a que la exploración de asociaciones se vio en principio algo dificultada las consecuencias judiciales de la expropiación a Repsol, que incluyeron una denuncia contra el Estado argentino en el CIADI (Bonney, 2016) y la posterior baja en los precios internacionales de referencia,<sup>3</sup> los objetivos estatales parecían no ceder. Decretos como el 929/2013 corroborarían esta línea de acción, en tanto que por medio del mismo se creó un “Régimen de Promoción de Inversión de Hidrocarburos” que garantizaba tratamientos prioritarios en materia fiscal y de acceso al mercado cambiario para empresas que se comprometieran al desembolso de sumas superiores a los U\$S 1.000 millones por lapsos de al menos cinco años.

Algunos impactos inmediatos de estas normativas pueden observarse en acuerdos como el firmado por YPF y Chevron en julio de 2013. Por medio del mismo, la petrolera estadounidense se comprometía a realizar inversiones por más de U\$S 16.000 millones en el sector de Vaca Muerta denominado Loma Campana, perteneciente a la localidad neuquina de Añelo. Según lo que se desprende de los documentos públicos que

---

<sup>2</sup> Según cálculos de la estadounidense Energy Information Administration (EIA), de la formación podrían recuperarse unos 308 billones de pies cúbicos de gas (TCF, según sus siglas en inglés) y el equivalente a 16,2 mil millones de barriles de petróleo, lo cual colocaría a la Argentina en el cuarto lugar del ranking de países con mayor cantidad de petróleo no convencional (tras Rusia, Estados Unidos y la República Popular China) y en el segundo de gas (solo por detrás de China) (EIA, 2013).

<sup>3</sup> Desde julio de 2014 a enero de 2015, el barril de petróleo Brent, referencia para la Cuenca Neuquina, redujo en cerca del 45% su precio, pasando de cotizar desde U\$S 107 a U\$S 48 (IMF, s.f.).

acompañaron al anuncio, estos desembolsos garantizarían la perforación de unos 1500 pozos a explotarse mediante *fracking*, de los que podrían recuperarse hasta 750 millones de barriles equivalentes de petróleo (YPF, 2013).

En igual sentido, un año después, en octubre de 2014, se aprobaría la Ley 27.007/2014, la cual modificó la Ley de Hidrocarburos de 1967, adaptándola en buena medida a las ambiciones de avanzar en torno a los no convencionales y extendiendo las concesiones a compañías privadas hasta 35 años. Asimismo, en consonancia con las políticas de estímulos a la inversión, la búsqueda de mejorar la situación de la balanza energética fue complementada con programas de incentivo productivo similares a los ensayados durante el período previo a la expropiación parcial de YPF. Ejemplos de ello fueron la Resolución 1/2013, que propició el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” y la Resolución 14/2015, que impulsó el “Programa de Estímulo a la producción de Petróleo Crudo”.

Pese a todos estos esfuerzos, hacia la finalización del segundo mandato de Cristina Fernández de Kirchner, Argentina aún distaba de alcanzar el autoabastecimiento energético, tal como lo demostraba que solo en 2015 se destinaron unos U\$S 6.842 millones a importaciones energéticas. Quizás uno de los rasgos más sintomáticos de la persistencia de los problemas de largo aliento del sistema se expresaba en que el 50% de ese déficit energético era resultado de la compra de gas natural al exterior (López Crespo et al., 2017: 20).

Con todo, una comparación de la participación de hidrocarburos no convencionales en el total nacional en 2015 demostraba un avance respecto de 2011. Muestra de ello puede verse en cuadro 1:

Cuadro 1. Participación de los hidrocarburos no convencionales respecto del total extraído a nivel nacional			
Petróleo			
<i>Shale</i>		<i>Tight</i>	
2011	2015	2011	2015
0,04% (13.597,33 m <sup>3</sup> )	4,15% (1.284.323,44 m <sup>3</sup> )	0,24% (75.693,16 m <sup>3</sup> )	0,6% (184.698,65 m <sup>3</sup> )
Gas			
<i>Shale</i>		<i>Tight</i>	
2011	2015	2011	2015
0%	2,31% (5.354.486,48 mm <sup>3</sup> )	3,55% (1.615.366, 36 mm <sup>3</sup> )	12,48% (5.354.486,48 mm <sup>3</sup> )

Elaboración propia en base a Secretaría de Energía (s.f.)

## 2.2. La gestión de Vaca Muerta durante el gobierno de Mauricio Macri (2015-2019). Entre la pérdida de posiciones de YPF y el avance sobre el shale

La llegada a la Casa Rosada de Mauricio Macri (2015-2019) daría paso a una concepción de la gestión de la energía divergente a la del gobierno kirchnerista, la cual repercutiría en el rol estratégico asignado a los recursos de Vaca Muerta. Un elemento sintomático de este cambio de paradigma fue la designación en el cargo de ministro de Minería y Energía de Juan José Aranguren, hasta entonces presidente de la filial argentina de la petrolera angloholandesa Shell y fuerte opositor de la política energética del kirchnerismo (Barrera, 2021).

Debe destacarse que un eje transversal de la gestión de Macri tenía que ver con la reducción del déficit fiscal, el cual según su diagnóstico inicial observaba un capítulo destacado en el sector energético y sus tarifas (Vommaro y Gené, 2017; Wyczykier, 2018; Serrani, 2019). El ajuste sobre los subsidios energéticos y la búsqueda de ensanchamiento de los márgenes de ganancia en el *downstream* convivieron con programas de estímulo a las empresas que operaban en el *upstream*. En ese sentido, una de las propuestas de Aranguren fue la de llevar el gas en boca de pozo de U\$S 1,29 por MMBTU, como cotizaba en marzo de 2016, hacia U\$S 6,78 MMBTU hacia octubre de 2019, con un esquema semestral de aumentos progresivos (Barrera, 2021).

Asimismo, es de señalarse que esta política se profundizó por medio de la doble vía del allanamiento estatal para la progresiva convergencia de los precios locales con las referencias internacionales, en simultáneo que se garantizaban valores elevados por una ventana de tiempo para propiciar el aumento de las exploraciones, especialmente aquellas destinadas al gas no convencional. Ejemplos de ello fueron la Resolución 74/2016, la cual creaba el “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” y, sobre todo, la Resolución 46-E/2017, que daba lugar al “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”. El mismo establecía un sistema de precios mínimos decrecientes, superiores a la media internacional, para el MMBTU de *shale* y *tight* desde el 2018 hasta el 2021 inclusive (U\$S 7,50 en 2018, U\$S 7 en 2019, U\$S 6,50 en 2020 y U\$S 6 en 2021).

Este impulso fue determinante para la introducción en Vaca Muerta empresas como Tecpetrol, brazo hidrocarburífero del italoargentino Grupo Techint. Desplegada sobre el área neuquina conocida como Fortín de Piedra, para fines de 2017 la compañía afirmaba el desembolso de unos U\$S 585,3 millones, con 23 pozos y seis equipos de perforación activos, estimando aumentar su participación en los próximos años (Tecpetrol, 2018: 3).

El avance de empresas relacionadas con los grupos económicos locales y multinacionales se conjugó con una tendencia a la pérdida de participación de YPF. En efecto, si en 2015 la inversión de YPF fue de U\$S 5.329 millones (un 49% del mercado) en 2017 la misma se retrajo a U\$S 2.446 millones (un 36% del total). Esta dinámica fue particularmente marcada en el sector gasífero. Esto puede verse en la retracción de la presencia del mercado que tuvo YPF entre septiembre de 2017 y septiembre de 2018, cuando pasó del 61% al 45%. Durante el período, la compañía que más creció fue Tecpetrol, la cual pasó de no tener inversiones en el área a representar el 21% del mercado. Esta expansión estuvo acompañada del ingreso de nuevos actores como PBB Polisor (subsidiaria de Dow Chemical), Petrobras Operaciones y Shell (López Crespo y Kofman, 2019; Barrera, 2021). En este sentido, especialistas consideran que detrás de las lógicas por las que se expandió Techint sobre Fortín de Piedra podrían observarse ámbitos privilegiados de acumulación de capital (Sabbatella y Nunes Chas, 2020).

En los hechos, pese a la alteración que implicó en el posicionamiento de las empresas que operaban en la formación, todo ello redundó en un rápido ensanchamiento de las magnitudes de hidrocarburos extraídas. Según la Secretaría de Energía de la Nación, tan solo en el lapso que va de octubre 2017 a octubre 2018, la producción de *shale gas* en Vaca Muerta se incrementó un 243%. En lo que hace al *shale oil*, por caso, la suba fue del 70% (Scandizzo, 2019).

Sin embargo, el acuerdo de salvataje de cara a la crisis cambiaria al cual el gobierno de Mauricio Macri llegó con el Fondo Monetario Internacional (FMI) en junio de 2018 cambió el clima de buenas relaciones con las empresas petroleras como resultado del esquema de reducción de subsidios a la energía que incluía. En ese marco, con la presentación del presupuesto 2019 por parte del Ministerio de Hacienda hacia fines de 2018, se encendieron las alarmas de las compañías involucradas en la recuperación de gas natural de Vaca Muerta como producto de la modificación de lo dispuesto por la Resolución 46-E/2017. Ello se debía a que ahora se le colocaban cupos a la cantidad de producción que se apoyaría económicamente por parte de las arcas del Estado, dejando así atrás el subsidio indiscriminado a todo lo producido e inyectado al sistema. En concreto, la rectificación de la letra fina de la norma significó la reducción casi a la mitad de los subsidios previstos para la recuperación de gas no convencional de la formación geológica durante 2019, los cuales, pasarían de estar en torno de los U\$S 1.300 millones a unos U\$S 650 millones.

Si bien la medida fue recibida con descontento público por varias empresas tales como YPF, PAE, Total y Wintershall DEA, ninguna lo expresó con más énfasis que Tecpetrol. El argumento de la empresa del Grupo Techint giraba en torno a que, debido a los guarismos de las inversiones que había llevado adelante en Vaca Muerta cercanas para ese momento



a los U\$S 1.900 millones, consideraba la asignación de subsidios como una contraprestación fija por parte del Estado. En los hechos, de aplicarse la corrección de la norma, Tecpetrol perdería aproximadamente el 40% de las bonificaciones económicas que le corresponderían para todo el período (Gandini, 2018). En vistas del rechazo del gobierno macrista a rever ese “cambio en las reglas del juego”, como lo denominaban los voceros de la empresa, Tecpetrol presentó una demanda en la justicia contra el Estado nacional por \$2.500 millones en mayo de 2019 (unos U\$S 56 millones al tipo de cambio del momento).

Este cuadro se tensó aún más luego de la profundización de la corrida cambiaria ocurrida en agosto de 2019 tras las elecciones presidenciales primarias. En ese momento, con un salto del dólar de \$46,2 a \$55 por unidad en tan solo una ronda de cotizaciones, el temor a los aumentos internos de los combustibles y el consecuente salto al conjunto del esquema de costos llevó a que el 15 de agosto el ejecutivo lanzara el Decreto 566/2019. En él, al tiempo que se congelaban las naftas y el gas oil por 90 días, el gobierno fijaba por igual lapso el precio del petróleo crudo a una referencia Brent de U\$S 59 por barril, tomando cada dólar por \$45,19, rompiendo así el horizonte de convergencia al menos en el corto plazo.

Pese a todo, la comparativa de los guarismos de extracción de 2015 y 2019 ofrece un marcado contraste, en particular lo que hace al gas y petróleo tipo *shale*. Ello puede verse en el cuadro 2:

<b>Cuadro 2.</b> Participación de los hidrocarburos no convencionales respecto del total extraído a nivel nacional			
Petróleo			
<i>Shale</i>		<i>Tight</i>	
2015	2019	2015	2019
4,15% (1.284.323,44 m <sup>3</sup> )	17,66% (5.261.152,50 m <sup>3</sup> )	0,6% (184.698,65 m <sup>3</sup> )	1,54% (457.347,42 m <sup>3</sup> )
Gas			
<i>Shale</i>		<i>Tight</i>	
2015	2019	2015	2019
2,31% (5.354.486,48 mm <sup>3</sup> )	23,37% (11.353.920,59 mm <sup>3</sup> )	12,48% (5.354.486,48 mm <sup>3</sup> )	18,12% (8.974.543,34 mm <sup>3</sup> )

Elaboración propia en base a Secretaría de Energía (s.f.)

### *2.3. Empresas involucradas, costos de producción y subsidios*

Aunque la fluctuación de las cotizaciones internacionales de los hidrocarburos retrasó las proyecciones originales de arribo de inversiones en Vaca Muerta, debe marcarse que esto no limitó los desembolsos de capital en la formación. Ello lo grafican los anuncios de inversión de la francesa Total en 2014, de la angloholandesa Shell en 2015 y de la estadounidense ExxonMobil en 2016. Asimismo, a partir de 2016 también comenzaron a operar sobre los no convencionales de la Cuenca Neuquina compañías mixtas como Pan American Energy (PAE), cuyo paquete accionario se divide en partes iguales entre Bidas (argentina con participación de la china CNOOC) y BP (Secretaría de Planeamiento Energético, 2018).

Hacia el último trimestre de 2019, en Vaca Muerta existían 36 concesiones no convencionales y 18 permisos de exploración otorgados distribuidos entre 20 empresas. Ellas eran encabezadas por YPF con 23 áreas y permisos en un territorio de unos 3.943,3 km.<sup>2</sup>, la mayoría de los cuales eran operados en colaboración en partes iguales con Chevron. La petrolera argentina era seguida por PAE (8 áreas y permisos en unos 1747 km.<sup>2</sup>), por Total (8 áreas y permisos en unos 1.500 km.<sup>2</sup>), por la subsidiaria del italoargentino Grupo Techint, Tecpetrol, (4 áreas y permisos desplegada en 547,5 km.<sup>2</sup>), por Shell (6 áreas y permisos en unos 596 km.<sup>2</sup>), la compañía del ex presidente de YPF Miguel Galuccio, Vista Oil & Gas (3 áreas y permisos desplegada en 542,2 km.<sup>2</sup>) y por ExxonMobil (7 áreas y permisos desplegadas en unos 1.284 km.<sup>2</sup>). Asimismo, también se registran participaciones por menores montos o brindando servicios logístico de las nacionales Pampa Energía, Pluspetrol, Capex, Selva María Oil, la provincial Gas y Petróleo de Neuquén (GyP), la china Sinopec, Petrolera El Trébol (filial de la británica Phoenix Global Resources), la canadiense Madalena Energy, la estadounidense Dow Chemical Company, la alemana Wintershall DEA, la multinacional de origen francés Schlumberger y la noruega Equinor (Terzaghi y Del Pozzi, 2019).

En ese marco, debe señalarse que uno de los considerandos por los cuales las empresas petroleras ponen reparos a la hora de realizar desembolsos en Vaca Muerta tiene que ver con la estructura de costos que implica la operación con hidrocarburos no convencionales. El documento *Desarrollo de Vaca Muerta: impacto económico agregado y sectorial* elaborado por el entonces Ministerio de Energía (2018) otorga un panorama general de cuáles son los elementos que se despliegan a la hora de avanzar en la extracción de petróleo y gas natural no convencionales. Si bien el informe aclara que cada pozo debe ser tratado como una situación particular debido a las heterogeneidades geológicas de la formación, del promedio de los puestos en operación se observa que el grueso de los gastos se concentra en el transporte de agua, los equipos y servicios de perforación, las arenas, las tuberías, las máquinas de bombeo y los químicos para la fractura. En efecto, el conjunto de los

elementos previamente señalados compone aproximadamente el 90% del desembolso fijo para la perforación de las rocas sedimentarias. El desagregado detallado de estos elementos puede verse en el cuadro 3:

**Cuadro 3.** Promedio de costos fijos de pozos no convencionales

Concepto	Shale oil	Shale gas	Tight gas
<b>Perforación</b>	<b>48%</b>	<b>47%</b>	<b>49%</b>
Servicios perforación	13%	12%	12%
Materiales y otros	10%	11%	13%
Maquinaria perforación	16%	14%	13%
Otros (tubos, cemento, lodo)	9%	9%	11%
<b>Terminación</b>	<b>47%</b>	<b>48%</b>	<b>43%</b>
Químicos	11%	12%	13%
Presión de bombeo	8%	10%	11%
Proppant (arenas y otros materiales sólidos)	9%	8%	3%
Otros (máquinas, agua)	19%	19%	15%
<b>Otros equipos</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>
<b>Instalaciones</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>
<b>Conexión tubería</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>3%</b>
<b>Monto de inversión estimado promedio (en miles de millones de dólares)</b>	<b>9,00</b>	<b>10,00</b>	<b>6,50</b>

Elaboración propia en base a Ministerio de Energía (2018: 12).

Es de señalarse aquí que una consideración meramente economicista del uso del agua en el *fracking* tal como se desprende de la fuente ministerial con la que se construyó el cuadro previo le quita complejidad al fenómeno y no permite visibilizar su impacto sistémico. Un elemento central para esta consideración tiene que ver con los costos ambientales o “externalidades negativas” derivadas de la actividad, entre los que se destaca el estrés hídrico. En efecto, se calcula que cada pozo de *fracking* requiere un promedio de entre 9 y 29 millones de litros de agua para su funcionamiento, e incluso hay registros en Estados Unidos que dan cuenta de pozos que necesitaron de más de 80 millones de litros (Álvarez Mullally et al., 2017: 27). De acuerdo con FARN (2021: 5), entre 2010 y 2020 las provincias argentinas de Neuquén, Río Negro y Mendoza destinaron más de 23 mil millones de litros de agua a la explotación de hidrocarburos no convencionales.

Volviendo a la discusión estrictamente económica, uno de los elementos especialmente problemáticos a la hora de evaluar los costos de inversión en un emprendimiento no convencional tiene que ver con la curva productiva de los pozos. En efecto, además de

poseer en promedio una menor tasa de retorno energéticos (Álvarez Mullally et al., 2017: 37) los pozos destinados al *fracking* tienden a experimentar un envejecimiento prematuro respecto de los convencionales. Esa situación implica que sea preciso llevar adelante perforaciones de nuevos pozos de manera casi permanente para sostener los guarismos iniciales de producción, todo lo cual solo puede sostenerse con la constante y creciente inyección de inversiones. Un problema adicional que se desprende de esta dinámica en mercados de países de desarrollo medio como el argentino tiene que ver con la escasez de financiamiento, la cual implica que para sostener las perforaciones las empresas operadoras deban recurrir al autofinanciamiento. Dicho fenómeno redundará muchas veces en el aumento de los montos que pagan por la energía que consumen los usuarios, la cual puede darse de forma directa (por medio de tarifas) o indirectas (por medio de subsidios otorgados por los estados nacionales y subnacionales) (García Zanotti, 2020).

Un ejercicio útil para considerar cuáles son los rendimientos productivos efectivos de Vaca Muerta y revisar su viabilidad económica es el que se desprende realizar un contraste con yacimientos de referencia tales como Cuenca Permian, situada entre los estados de Texas y Nuevo México, en Estados Unidos. Utilizada frecuentemente por las autoridades argentinas como horizonte productivo deseado, un dato a destacar es que aproximadamente el 40% de la extracción de la Cuenca Permian se encuentra apalancada por subsidios estatales, los cuales han vehiculizado la producción de unos 6.500 millones de barriles de petróleo equivalentes adicionales hasta el año 2016. Las estimaciones realizadas por los analistas arrojan que, tan solo entre 2015 y 2016, las arcas estatales estadounidenses destinaron un promedio anual de U\$S 2.900 millones a la Cuenca Permian en función de gastos de infraestructura directa e indirecta, reaseguros ambientales y en forma de créditos especiales y exenciones impositivas (FARN, 2020).

A ese respecto, organismos como el *Institute for Energy Economics and Financial Analysis* (IEEFA, 2019) colocaron un manto de dudas sobre la viabilidad financiera de mediano plazo de los proyectos desplegados alrededor de la formación geológica. Uno de los elementos centrales de esta crítica se vinculó con la composición de los principales capitales allí desplegados y su comportamiento. Representados en un 64% por empresas de base nacional encabezadas por YPF y Tecpetrol, estas compañías condicionaban el despliegue de nuevas inversiones en función de la disponibilidad de subsidios y ventajas fiscales en un marco de crisis de la balanza de pagos. Asimismo, otra de las incertezas remarcadas por IEEFA se vinculaba con la comparación entre la cantidad de pozos y la velocidad de perforación en Vaca Muerta respecto de las Cuencas Permian y Eagle Ford (ubicada en Texas). Dicho contraste, arrojaba que en el período que iba de 2013 a 2019, en Vaca Muerta se habían completado 342 pozos, cuando en un lapso idéntico de tiempo en Permian se completaron 3.560 y en Eagle Ford unos 478 (IEEFA, 2019: 2-3).

En igual sentido existen ensayos de comparación de los costos técnicos implicados en Vaca Muerta y respecto de los de la Cuenca Permian los cuales arrojan una panorámica más objetiva en torno a las perspectivas para el desarrollo económico que abre la explotación de los depósitos sedimentarios de la Cuenca Neuquina. En efecto, la Tercera Mesa de Vaca Muerta, realizada el 24 de octubre de 2018, indicó que los costos técnicos promedio de recuperación de cada barril de petróleo equivalente de Vaca Muerta se alojaban en torno a los U\$S 12, un 40% por encima de los de la Cuenca Permian, la cual arrojaba un costo técnico por barril equivalente de petróleo de U\$S 8. Según las estimaciones de la Mesa, este diferencial se producía como resultado de los mayores costos en la cadena de valor argentina (U\$S 1,10 por barril), la mayor eficiencia técnica y práctica de la Cuenca Permian (restaba U\$S 1,30 por barril) y los mayores impuestos y regulaciones impuestos a los hidrocarburos extraídos de Vaca Muerta (los cuales sumaban U\$S 1,60 por barril) (Mesa de Vaca Muerta, 2018). En el contraste con otras fuentes, puede verse que ese último punto se descomponía de la siguiente manera: regulaciones (U\$S 0,20), sellos (U\$S 0,20), ingresos brutos (U\$S 0,40), cargas sociales (U\$S 0,40), impuestos al gasoil (U\$S 0,20) y derechos de importación (U\$S 0,20) (FARN, 2020).

Finalmente, debe remarcar que, además de los precios internacionales de referencia, otra variable estructural que define los flujos de la inversión en Vaca Muerta, al igual que en la Cuenca Permian, gira en torno a la política de asignación de subsidios y ventajas impositivas. Muestra de ello puede observarse en la trayectoria de la principal operadora de la formación, YPF. Tan solo entre 2013 y 2019, la empresa recibió subsidios directos por U\$S 5.075 millones (García Zanotti, 2020), lo cual contribuyó a su acumulación de ganancias por un total de casi U\$S 20.520 millones.<sup>4</sup>

#### 4. A modo de conclusión

A lo largo de este texto revisamos las potencialidades y limitaciones que presentó la explotación de Vaca Muerta desde su puesta en marcha hasta 2019. Durante estas páginas intentamos dar cuenta de los problemas estructurales de la explotación de esta formación geológica por medio de la técnica del *fracking*. En líneas generales, las dificultades para el sostenimiento de la actividad sobre los hidrocarburos no convencionales de la Cuenca Neuquina se relacionan con la necesidad de inyecciones de capital constantes y precios de referencia internacional relativamente elevados. Como hemos visto, los vaivenes del ciclo estudiado, caracterizado por la volatilidad de las cotizaciones del petróleo y el gas, en

---

<sup>4</sup> Cálculo de elaboración propia en base a estados financieros consolidados al 31 de diciembre de cada uno de los años del período revisado. Balances disponibles en YPF (s.f.).

buena medida fueron apalancados por subsidios estatales directos o indirectos, generalmente expresados en forma de exenciones impositivas.

No obstante, este punto de tensión en el desarrollo de la explotación, debe destacarse que durante el período estudiado se desarrolló un considerable despliegue de capitales en la región como así también un “avance en la curva de aprendizaje” de las empresas, lo cual se torna especialmente visible a partir de 2015. Asimismo, también pudimos observar el modo en el cual, al tiempo se desplegaron nuevas empresas, YPF fue perdiendo terreno como líder de recuperación de hidrocarburos frente a empresas de origen extranjero o mixto. Un ejemplo evidente de ello se dio en el sector gasífero frente a Tecpetrol.

En simultáneo a lo anterior, es relevante destacar las implicancias socioambientales que esta actividad que posee, generalmente catalogadas como “costos ambientales” o “externalidades negativas”. Allí, la intensa utilización de agua que implica la aplicación del *fracking* es sin dudas un elemento especialmente destacado. En ese sentido, es indispensable tener en cuenta que la consideración de este recurso escaso debería darse en abstracto sino en estrecha relación con el modo en el que se conjuga con el resto de las actividades productivas de la región comprendida por la formación geológica Vaca Muerta. Es así como puede verse cómo el accionar de las petroleras pone en juego la continuidad de sectores tradicionales como frutihorticultura de peras y manzanas, el cultivo de vid y la trashumancia ganadera, entre otros.

## Bibliografía

- Álvarez Mullally, M., Arelovich, L., Cabrera, F. y di Risio, D. (2017). *Informe de externalidades. Megaproyecto Vaca Muerta*. Buenos Aires: Taller Ecologista y Observatorio Petrolero Sur en EJES (Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental).
- Barrera, M. (2021). Vaca Muerta: ¿del déficit al superávit productivo y externo? La evolución de las políticas hidrocarburíferas y sus resultados en las últimas dos décadas. En A. Wainer (Comp.), *¿Por qué siempre faltan dólares? Las causas estructurales de la restricción externa en la economía argentina del siglo XXI* (pp. 157-192). Buenos Aires: Siglo Veintiuno Editores.
- Bonnefoy, P. (2016). Argentina: la expropiación de Repsol-YPF. *Estudios Internacionales*, 48 (184), 39-73.
- BP (2020). *Statistical Review of World Energy 2019*. Londres: BP.
- CEPAL (2020). *La emergencia del cambio climático en América Latina y el Caribe. ¿Seguimos esperando la catástrofe o pasamos a la acción?* Santiago de Chile: CEPAL.
- EIA (Energy Information Agency) (2013). *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*. Washington: EIA.
- FARN (Fundación Ambiente y Recursos Naturales) (2020). *¿Vaca Muerta es parte de la solución? La comparación de beneficios fiscales y costos con la cuenca Permian en Estados Unidos*. Buenos Aires: FARN.
- FARN (Fundación Ambiente y Recursos Naturales) (2021). *Efectos, impactos y riesgos socioambientales del megaproyecto Vaca Muerta*. Buenos Aires: FARN.
- Gandini, N. (2018). Dujovne quiere recortar a la mitad los subsidios al gas que se produce en Vaca Muerta. *EconoJournal*.  
<https://econojournal.com.ar/2018/12/dujovne-quiere-recortar-a-la-mitad-los-subsidios-al-gas-que-se-produce-en-vaca-muerta/>
- García Zanotti, G. (2020). Vaca Muerta y el desarrollo argentino. Balance y perspectivas del fracking. Rosario: Taller Ecologista y Observatorio Petrolero Sur en EJES (Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental).
- IEEFA (2019). *Riesgos financieros opacan el desarrollo de reservas de petróleo y gas en Vaca Muerta, Argentina*. Cleveland: IEEFA.
- IMF (s.f). *IMF Primary Commodity Prices*. <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>
- Klare, M. (2012). *The race for what's left. The global scramble for the world's last resources*. New York: Metropolitan Books.
- López Crespo, F. y Kofman, M. (2019). *Anuario 2018. Informes económicos sobre los hidrocarburos no convencionales en Argentina*. Rosario, Neuquén y Buenos Aires: Taller Ecologista y Observatorio Petrolero Sur en EJES (Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental).
- López Crespo, F., García Zanotti, G. y Kofman, M. (2017). *Informe económico. Ganadores y perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales*. Rosario y Buenos Aires: Taller Ecologista y Observatorio Petrolero Sur en EJES (Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental).
- Mesa de Vaca Muerta (2018). *Minuta de la Tercera Mesa de Vaca Muerta del 24 de octubre de 2018*.  
[http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/mesa\\_vaca\\_muerta/minutas/Minuta\\_de\\_la\\_3\\_Mesa\\_ejecutiva\\_de\\_Vaca\\_Muerta\\_del\\_24\\_de\\_octubre\\_de\\_2018.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/mesa_vaca_muerta/minutas/Minuta_de_la_3_Mesa_ejecutiva_de_Vaca_Muerta_del_24_de_octubre_de_2018.pdf)
- Ministerio de Energía (2018). *Desarrollo de Vaca Muerta: Impacto económico agregado y sectorial*. Buenos Aires: Ministerio de Energía.
- Noticias ONU (2019). *Se alcanzan niveles récord de concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera*.  
<https://news.un.org/es/story/2019/11/1465851>
- OLADE (2020). *Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2020*. Quito: OLADE.
- Roa Avendaño, T. y Scandizzo, H. (2017). *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Bogotá: Oilwatch Latinoamérica.

- Sabbatella, I. (2013). *¿Commodities o bienes estratégicos para el crecimiento económico? La ecología política del petróleo y gas en la etapa posneoliberal.* (Tesis de Doctorado). Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires.
- Sabbatella, Ignacio y Nunes Chas, Breno (2020). *¿Ámbitos privilegiados de acumulación en Vaca Muerta? El caso de Tecpetrol.* *Realidad Económica*, (335), 47-72.
- Scandizzo, H. (2019). *Exportar Vaca Muerta. Energía extrema, infraestructura y mercados.* Neuquén: Observatorio Petrolero Sur (OPSur)/ Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES)/Oilwatch.
- Secretaría de Energía (s.f.). *Panel de indicadores – Oferta interna.*  
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/panel-de-indicadores-oferta-interna>
- Secretaría de Planeamiento Energético (2018). *Argentina Energy Plan –Guidelines-*. Houston: Secretaría de Planeamiento Energético.
- Serrani, E. (2019). Regulación tarifaria del gas natural en la posconvertibilidad. Análisis de sus efectos sobre los ingresos y el desempeño de las empresas. *Cuadernos de Economía Crítica*, (10), 123-148.
- Serrani, E. y Barrera, M. (2018). Los efectos estructurales de la política energética en la economía Argentina, 1989-2014. *Sociedad y Economía*, (34), 121-142.
- Tecpetrol (2018). *Tecpetrol Sociedad Anónima. Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y por el ejercicio financiero finalizado el 31 de diciembre de 2017.* Buenos Aires: Tecpetrol.
- Terzaghi, V. y Del Pozzi, M. (2019). Ranking Vaca Muerta: cuáles son las principales petroleras. *Río Negro.*  
<https://www.rionegro.com.ar/ranking-vaca-muerta-cuales-son-las-principales-petroleras-1113227/>
- Vommaro, G. y Gené, M. (2017). Argentina: el año de Cambiemos. *Revista de Ciencia Política*, 37 (2), 231-253.
- Wyczykier, G. (2018). Las disputas por el gas: tarifazo, acción colectiva y servicio público en la Argentina reciente. *Realidad Económica*, (319), 75-107.
- YPF (2011). Nuevo hallazgo de petróleo no convencional en Loma La Lata.  
<https://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/Noticias/Descubrimiento-LLL-7-noviembre-2011.aspx>
- YPF (2013). *Acuerdo YPF-Chevron para el Desarrollo de Vaca Muerta.* Buenos Aires: YPF.
- YPF (s.f.). *Información financiera.* <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Paginas/informacion-financiera.aspx>

## Legislación consultada

### Argentina

- Ley 26.741/2012
- Ley 27.007/2014
- Decreto 929/2013
- Decreto 566/2019
- Decreto 488/2020
- Resolución 1/2013
- Resolución 14/2015
- Resolución 74/2016
- Resolución 46-E/2017
- Resolución 447-E/2017