



---

## Darle vida a Vaca Muerta. Políticas de promoción hidrocarburífera y sus resultados sobre la producción de hidrocarburos no convencionales (2012-2019)

Autor(es): Nuñez, J. A.

Fuente: H-industri@: Revista de Historia de la Industria, los Servicios y las Empresas en América Latina, Nº 29 (diciembre 2021), pp. 101-119.

Publicado por: Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires.

Vínculo: <http://ojs.econ.uba.ar/index.php/H-ind/article/view/2199>

---



Esta revista está protegida bajo una licencia *Creative Commons Attribution-NonCommercialNoDerivatives 4.0 International*.

Copia de la licencia: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>.

### ¿CÓMO CITAR?

Nuñez, Jonatan Andrés (2021) **Darle vida a Vaca Muerta. Políticas de promoción hidrocarburífera y sus resultados sobre la producción de hidrocarburos no convencionales (2012-2019)**. *H-industri@* 29: 101-119. <http://ojs.econ.uba.ar/index.php/H-ind/article/view/2199>



H-industri@ es una revista académica semestral editada en el marco del **Área de Estudios Sobre la Industria Argentina y Latinoamericana (AESIAL)** del **Centro de Estudios de Historia Económica Argentina y Latinoamericana (CEHEAL)**, perteneciente al Instituto Interdisciplinario de Economía Política de Buenos Aires (IIEP-Baires): <http://ojs.econ.uba.ar/ojs/index.php/H-ind>

## **Darle vida a Vaca Muerta. Políticas de promoción hidrocarburífera y sus resultados sobre la producción de hidrocarburos no convencionales (2012-2019)**

*Give Life to Vaca Muerta. Hydrocarbon Promotion Policies and their Results on the Production of Unconventionals Hydrocarbons (2012-2019)*

Jonatan Andrés Nuñez<sup>i</sup>  
[jonatan.a.nunez@gmail.com](mailto:jonatan.a.nunez@gmail.com)

### **Resumen**

En este artículo se analizan las políticas públicas destinadas a la promoción de la producción de hidrocarburos y sus resultados sobre los hidrocarburos no convencionales en Argentina entre 2012 y 2019. En su primera parte realiza un recorrido por las principales características del sistema energético entre 2003 y 2011, año de confirmación de la magnitud de los depósitos de la formación geológica Vaca Muerta. A partir de allí, pasa al estudio del período abierto luego de la expropiación del 51% del paquete accionario de YPF, en mayo de 2012, hasta la finalización de la presidencia de Mauricio Macri, en diciembre de 2019. A lo largo del artículo se observa la compleja combinación de marcos de protección específicos y precios internacionales de referencia elevados que exigen las empresas para operar sobre hidrocarburos no convencionales. Sin excluir otras experiencias, el eje del texto está puesto en YPF y la provincia de Neuquén.

**Palabras Claves:** Vaca Muerta; hidrocarburos no convencionales; recursos energéticos

### **Abstract**

This article analyzes public policies aimed at promoting hydrocarbon production and its results over unconventional ones in Argentina between 2012 and 2019. In the first part, it takes a look at the main characteristics of the energy system between 2003 and 2011, year of confirmation of the magnitude of the deposits of the Vaca Muerta geological formation. From there, he goes on to study the open period after the expropriation of 51% of the YPF share package, in May 2012, until the end of the presidency of Mauricio Macri, in December 2019. The article describes the complex combination of specific protection frameworks and high international reference prices that companies require to operate on unconventional hydrocarbons. Without excluding other experiences, the focus of the text is on YPF and the province of Neuquén.

**Key Words:** Vaca Muerta; unconventional hydrocarbons; energy resources.

**Recibido:** 5 de mayo de 2020

**Aceptado:** 11 de enero de 2021

---

<sup>i</sup> Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) – Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe (IEALC) – Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires (FSOC-UBA). Agradezco los detallados comentarios de los/as dos evaluadores/as anónimos/as quienes contribuyeron a enriquecer este texto. Cualquier omisión u error es de mi exclusiva responsabilidad.

## Introducción

Pese a que en los últimos años se han intensificado con fuerza las advertencias sobre los efectos perniciosos que la combustión fósil produce sobre el medio ambiente debido a su rol determinante en la emisión de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático (CMNUCC, 2015), ciertamente una revisión en torno a la realidad energética global da cuenta de que, en los hechos, estos llamados de atención no estarían impulsando las transiciones necesarias con la premura que se les exige.<sup>1</sup> En efecto, según BP, antigua British Petroleum, en 2018 el consumo energético primario global se compuso en un 85% por combustibles fósiles. Concretamente, el 34% provino del petróleo, 27% del carbón, 24% del gas natural, 7% de la hidroelectricidad, 4% fue nuclear y apenas un 4% se basó en fuentes renovables, como energía solar, eólica, biocombustibles, entre otras (BP, 2019).

Sin embargo, la complejidad del panorama solo se completa cuando se observa que la sostenida y creciente demanda de hidrocarburos se conjuga con un progresivo avance sobre depósitos de menor calidad y/o de mayor dificultad de extracción. Ello se expresa en el incremento del número de empresas involucradas en proyectos de explotación de hidrocarburos convencionales alternativos mediante el montaje de plataformas *offshore* en aguas profundas y ultraprofundas, de complejos 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., los cuales requieren de técnicas como el *fracking* u otras de igualmente invasivas en términos ecológicos (Roa Avendaño y Scandizzo, 2017).

En ese sentido, en Argentina pueden verse reflejos de esta dinámica planetaria. En efecto, según el Balance Energético Nacional de 2018, en aquel año más del 87% de la oferta interna de energía provino de hidrocarburos, de los cuales una importante cantidad fue recuperada de depósitos no convencionales. Tal es así que según la Secretaría de Energía (*Balance de gestión*, 2019, a noviembre de 2019 Argentina contaba con 2.541 pozos de explotación no convencional, duplicando los 1.254 pozos que existían en diciembre de 2015, momento de comienzo de la gestión del presidente Mauricio Macri (2015-2019).

La principal explicación para ese sostenido ascenso en la extracción de no convencionales se debe a la puesta en producción de la formación geológica Vaca Muerta, centrada en la provincia de Neuquén, con extensiones en los subsuelos de Mendoza, La Pampa y Río Negro. Pese a que ya existían reportes de su existencia desde la década de 1930, sus depósitos no fueron confirmados sino hasta 2011 por parte de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), en ese momento con la mayoría de su paquete accionario controlado por la española Repsol. Según estimaciones de la estadounidense Energy Information Administra-

---

<sup>1</sup> En este sentido debe señalarse que en algunos países centrales existen iniciativas en pos de reemplazar progresivamente la quema de carbón y petróleo por el gas natural, entendido como “combustible puente”. Muestra de ello puede verse en el “Pacto Verde Europeo”, presentado en diciembre de 2019 por la Comisión Europea con el objetivo de alcanzar la neutralidad de carbono regional a 2050. Allí, la presencia del gas natural en infraestructuras de “alta eficiencia energética” está llamada a tener un rol destacado (Comisión Europea, 2019). Por otro lado, en Sudamérica se registran diseños de políticas públicas en similar sintonía, tales como la “Estrategia de Transición Justa en Energía”, impulsada por el gobierno de Chile desde junio de 2019. Centrada en el cierre progresivo de centrales térmicas alimentadas con carbón hasta su extinción en 2040, la iniciativa le otorga al gas natural un rol neurálgico como “puente” hacia matrices energéticas sustentables (Ministerio de Energía-Gobierno de Chile, 2019). Prospecciones de estas iniciativas de alcance latinoamericano impulsadas por la CEPAL pueden consultarse en Di Sbroiavacca *et al.* (2019). Valoraciones críticas del gas natural como combustible de transición pueden verse en Pérez (2017).

tion (EIA), de la formación podrían recuperarse unos 308 trillones de pies cúbicos de gas (TCF, según sus siglas en inglés) y el equivalente a 16,2 miles de 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 China) y en el segundo de gas, solo por detrás de China (EIA, 2013).

La importancia de un descubrimiento de esta magnitud llegaba en un momento crítico para el sistema energético argentino, puesto que desde 2003 exhibía una sostenida presión sobre la demanda junto con un declive tendencial de sus niveles de extracción, el cual databa de más largo aliento. Si bien en una primera instancia se intentó sortear este cuadro por medio de la importación de combustibles (sobre todo de gas natural), la estrategia pronto se mostró como difícil de sostener en el mediano plazo debido al perjuicio macroeconómico que generaba la demanda de divisas en un contexto de restricción externa (Serrani y Barrera, 2018).

En ese marco, la (re)estatización parcial de YPF, producida en mayo de 2012, expropió el 51% de las acciones en manos de Repsol con el objetivo de establecer el interés público del Estado nacional en torno al autoabastecimiento de hidrocarburos. Sin embargo, como describiremos en este texto, la evolución de la trayectoria de Vaca Muerta desde la puesta en marcha de su explotación hasta finales de 2019 no ha sido lineal ni exenta de problemas. Si bien las dificultades para el aprovechamiento de los recursos de la formación se explican por múltiples causas, existen dos motivos entre los más señalados para esta demora: las complejidades técnicas que implica la operación con hidrocarburos no convencionales y, casi en consecuencia, los elevados costos que tienen aparejados (Bertinat *et al.*, 2014).

En este artículo elaboraremos una introducción al análisis de las políticas de promoción de los hidrocarburos entre 2012 y 2019 y el modo en el cual repercutieron sobre la producción de Vaca Muerta. Nuestra principal hipótesis es que el avance en la extracción de petróleo y gas no convencionales de la formación geológica argentina durante el lapso estudiado se vio impulsada por la implementación de diversas políticas públicas específicamente diseñadas y la erogación de cuantiosos subsidios estatales. Aunque mencionaremos tangencialmente otras experiencias, nos enfocaremos en el rol desarrollado por YPF y la evolución de la extracción hidrocarburífera en la provincia de Neuquén.

Además de esta introducción, este texto tendrá otros tres apartados. El primero se enfocará en la descripción de los antecedentes de Vaca Muerta, prestando atención a los principales rasgos del sistema hidrocarburífero nacional entre 2003 y 2011, cuyas dificultades explican en buena medida la urgencia por la recuperación de la mayoría accionaria estatal de YPF. En el segundo apartado se estudiará la trayectoria de las políticas de promoción de explotación de hidrocarburos y cómo afectaron los guarismos de producción de no convencionales entre 2012 y 2019. A ello le dedicaremos dos secciones. La primera centrada en el período que va de mayo de 2012 a diciembre de 2015 y la siguiente en el lapso que se extiende desde allí hasta diciembre de 2019. Finalmente, concluiremos el texto con algunos comentarios a modo de balance. Para llevar adelante nuestros objetivos, nos apoyaremos en el análisis de leyes, decretos y resoluciones nacionales y provinciales pertinentes, en simultáneo con su puesta en contraste con informes económicos producidos por organismos estatales y de la sociedad civil, locales e internacionales.

## **El sistema energético y sus urgencias durante los dos primeros gobiernos kirchneristas (2003-2011)**

La llegada al gobierno de Carlos Saúl Menem (1989-1999) propició múltiples cambios en el modo en el cual el Estado percibía su relación con las empresas a su cargo, en particular, enfatizando una visión en la cual éstas resultaban sospechosas de propiciar el “despilfarro de recursos” debido a su supuesto funcionamiento ineficiente y deficitario. En lo que hace estrictamente al sector hidrocarburífero, las políticas implementadas a partir de la sanción de leyes como la de Reforma del Estado (Ley N° 23.696) y de Emergencia Económica (Ley N° 23.697) de 1989, ampliaron los márgenes para la profundización de la “privatización periférica” que compañías como YPF atravesaban desde la última dictadura militar, lo cual daría como resultado su fragmentación y desnacionalización (Barrera, 2014). Si bien probablemente el ejemplo más gráfico de esta lógica sea el proceso de enajenación de la petrolera de bandera facilitado por la sanción de la Ley 24.145 de 1992 (Castellani y Serrani, 2011), ciertamente los efectos de esta dinámica se hicieron visibles en múltiples subsectores. En esa línea, es observable cómo la retracción del Estado en la planificación energética afectó directamente la composición de la matriz de generación eléctrica, la cual relegó la construcción de grandes obras destinadas a su diversificación, como represas hidroeléctricas y plantas nucleares, en pos de otros emprendimientos que demandaban menores costos de ingeniería y logística y se alimentaban de combustibles más baratos en términos relativos, tal como lo demuestra la expansión de las centrales térmicas a base de gas natural (Serrani y Barrera, 2018).

Sin embargo, esta gramática de extensión de la generación eléctrica de base gasífera no se conjugó con un consecuente avance de las exploraciones de nuevos pozos para aumentar la disponibilidad del hidrocarburo sino más bien con la sobreexplotación de los ya descubiertos en la época estatal. Esta disminución en una parte del *upstream* hidrocarburífero se hace evidente cuando se observa el contraste que existía entre la cantidad de pozos terminados de exploración y en la cantidad de explotaciones promedio durante la década de 1980 (117 y 667, respectivamente) y lo que sucedía en el período 1997-2001 (55 pozos nuevos terminados contra 846 en producción) (Serrani y Barrera, 2018: 128-129).<sup>2</sup> Si bien el estallido de la divergencia entre oferta y demanda energética se demoró por la depresión del consumo que produjo la honda recesión económica que atravesó Argentina entre 1998 y 2002, a partir de esa última fecha comenzó a hacerse cada vez más evidente el desfase entre ambas puntas del mercado, que se profundizó en los años siguientes como resultado del alza en los requerimientos de los usuarios de distinto tipo. Tal fue la extensión de la demanda eléctrica que se calcula que la misma aumentó en un 50% entre 2003 y 2013, saltando de los 86.000 hasta casi los 130.000 Gigavatio-hora (Kulfas, 2016: 199).

---

<sup>2</sup> En la industria de los hidrocarburos se denomina *upstream* a las actividades de exploración y producción. Por exploración se entiende lo referido a los análisis geológicos para determinar la existencia de depósitos de gas y petróleo en un territorio determinado. En cuanto a la producción, la misma consiste en la perforación y producción para recuperar los hidrocarburos confirmados por los procedimientos de prospección geológica previamente aplicados.

Frente a ese panorama, los primeros dos gobiernos kirchneristas aplicaron diversas estrategias simultáneas. Por un lado, durante la presidencia de Néstor Kirchner (2003-2007) se hizo visible un tratamiento del sistema energético más afín al ensanchamiento de captación de renta hidrocarburífera para las arcas del Estado, en un contexto de alza de los precios internacionales (el barril de petróleo del Mar del Norte, Brent, referencia habitual para la Cuenca Neuquina, pasó de USD 25 en mayo de 2003 a cerca de los USD 92 hacia diciembre de 2007).<sup>3</sup> En este sentido, se avanzó modificando las alícuotas a la exportación del 20% establecidas durante la presidencia interina de Eduardo Duhalde (2002-2003), elevándolas primero al 25%, en mayo de 2004 (Resolución 335/2004), y luego, en agosto, modificando la normativa por un sistema de retenciones móviles. A partir de ese cambio, se sostenía el anterior guarismo del 25% pero ahora colocándolo como piso de las retenciones para las exportaciones de aceite de crudo de petróleo y material bituminoso con precios superiores a los USD 32. A su vez, la normativa ubicaba el techo de las alícuotas en el 45% si la referencia del barril WTI (petróleo liviano cotizado en Texas, Estados Unidos) se encontraba por encima de los USD 45. La Resolución en cuestión declaraba como objetivo el intento de desvincular a la economía local de los potenciales perjuicios de las fluctuaciones internacionales de los hidrocarburos, en simultáneo con la explícita mención de la intención del Estado de redistribuir esa renta proveniente de recursos no renovables entre otros sectores productivos (Resolución 532/2004).

Más adelante, en noviembre de 2007, se profundizó la línea de búsqueda de captación de renta por medio de la fijación de una alícuota a la exportación con una base del 45% y un valor de corte de USD 42 por barril, en un marco internacional en el cual los precios de referencia continuaban su escalada y se alojaban por encima del doble de ese monto (Resolución 394/2007).

Por otro lado, el gobierno de Néstor Kirchner también elaboró una reformulación en lo referente a las tarifas de gas natural, pesificadas de forma asimétrica junto con la salida del régimen de convertibilidad (Ley N°. 25.561). En efecto, por medio del Decreto 181/2004, el poder ejecutivo facultaba a la Secretaría de Energía a intervenir en el mercado gasífero a través de la fijación de precios límites para las tarifas pagadas por usuarios residenciales. Empero, pese a que intentó conjugarse esta morigeración tarifaria domiciliaria con el reemplazo parcial del gas natural en algunas ramas industriales por medio del *fuel oil* y el *gas oil*, debido al ya mencionado sesgo gasífero de la matriz eléctrica, ciertamente fue muy dificultoso realizar un cambio severo de fuentes, sobre todo en un marco en el cual la demanda se expandía con fuerza y persistía la merma de la exploración y puesta en producción de nuevos pozos destinados a la recuperación del hidrocarburo (Serrani y Barrera, 2018).

Frente a este panorama restrictivo, el kirchnerismo decidió planificar dos tácticas. Primero, pergeñó una vía para el sostenimiento de la oferta de gas natural por medio de la creación de un “Fondo Fiduciario” destinado a atender la importación de gas cuyo control estaría en manos del Ministerio de Planificación y el Ente Nacional Regulador del Gas (Decreto 2067/2008). Sin embargo, el cargo creado por la reglamentación generó un importan-

<sup>3</sup> Todos los precios de referencia internacional de los diferentes barriles de petróleo y del gas natural fueron tomadas de la serie de cotizaciones de los *commodities* construida por el Fondo Monetario Internacional (FMI), <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>.

te alza en las tarifas y una fuerte dispersión entre regiones, lo cual derivó en un intenso malestar social que forzó a que esta situación debiese ser atendida por medio de numerosas adendas que, en última instancia, venían a cubrir la diferencia de costos entre lo abonado por los usuarios y el precio real de las importaciones a través de fondos desembolsados por el tesoro nacional (López Crespo *et al.*, 2016).

Luego de ello otra de las estrategias destacadas para combatir la reducción tendencial de la disponibilidad de hidrocarburos fue por medio del impulso de distintos tipos de estímulos a la extracción. En ese sentido, las iniciativas más destacadas fueron los Programas “Gas Plus”, “Petróleo Plus” y “Refinación Plus”.

El primero de estos proyectos, creado por la Resolución 24/2008 de la Secretaría de Energía, se proponía impulsar la extracción de gas natural, para lo cual ofrecía como estímulo la posibilidad de que las compañías que se sumasen a él vendiesen estos hidrocarburos en el mercado interno a precios por encima de los límites reglamentariamente establecidos por disposiciones previas. En sus artículos, la Resolución enfatizaba que el Programa “Gas Plus” tendría como foco aquellos emprendimientos cuyos esfuerzos exploratorios diesen con nuevos yacimientos, los que se centrasen en la recuperación de reservorios teóricamente agotados y los que avanzasen sobre gas en areniscas o arcillas de baja permeabilidad (*tight gas*). El precio del gas extraído bajo este programa de estímulos fue determinado según criterios establecidos por la Secretaría de Energía en un rango que fluctuó entre los USD 4 y 7 por millón de BTU (MMBTU). Sin embargo, parte del sector industrial se negó a comprar gas por encima de los costos de mercado, lo cual llevó a que el Estado terminase absorbiendo entre el 60 y el 70% de esta producción a través de CAMMESA (López Crespo *et al.*, 2016).

Los Programas “Petróleo Plus” y “Refinación Plus”, por su parte, fueron resultantes del Decreto 2014/2008, el cual manifestaba la necesidad de avanzar en la exploración y explotación de crudo. Para ello, otorgaba una serie de certificados de crédito fiscal transferibles aplicables a los derechos de exportación, es decir, posibilitaba a las compañías interesadas a vender sus derechos de colocar crudo fuera del país a otras, lo cual hasta ese momento no estaba habilitado por la normativa. Asimismo, el programa también consideraba estímulos para aquellas empresas que avanzasen en la exploración y explotación de nuevos yacimientos, aumentasen su capacidad de producción sin una disminución sensible de sus reservas, incorporasen nuevas tecnologías para la exploración y el desarrollo de yacimientos existentes, las cuales eran pasibles de ser consideradas como “obra de infraestructura crítica”, lo que se traducía en el otorgamiento de ventajas regulatorias y subsidios.

Sin embargo, si se observa el modo en el cual el mercado de hidrocarburos evolucionó desde la aplicación del grueso de estos estímulos entre 2007 y 2011 (año de confirmación de la magnitud de los depósitos de la formación Vaca Muerta por parte de YPF), los resultados de esas políticas podrían catalogarse como acotados. En efecto, siguiendo los datos provistos por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG), se observa que en 2007 existían en el país unos 1.446 pozos de petróleo y gas perforados y unos 1.297 para 2011, es decir, que en el lapso de esos cuatro años hubo una retracción de 149 pozos. En lo que hace a los guarismos de extracción, los datos sistematizados por el IAPG indican que, en 2007, el conjunto de las compañías en operación recuperaron 37.305.891 m<sup>3</sup> de petróleo y 51.006.115 Mm<sup>3</sup> de gas natural y, en 2011, 33.231.358 m<sup>3</sup> de petróleo y 45.524.256 Mm<sup>3</sup> de

gas natural, situación que arroja una contracción de 4,074.533 m<sup>3</sup> y 5.481.859 Mm<sup>3</sup>, respectivamente.<sup>4</sup>

Lo delicado del cuadro se aprecia cuando se observa que la disminución tendencial de las perforaciones hidrocarburíferas y la retracción en los guarismos de recuperación de recursos se combinaba con la ya señalada alza de la demanda, lo cual era saldado por medio de la importación de combustibles (especialmente gas natural gaseoso y licuado, aunque también *gas oil* y *fuel oil*) constituyendo una importante presión sobre las divisas disponibles en el país. Tal era el nivel de estrés que sufría la balanza energética de Argentina que en 2011 se dejó atrás más de dos décadas de superávit y se alcanzó un nivel de déficit de USD 3.115 millones (Serrani y Barrera, 2018: 133).

En este marco, en noviembre de 2011 se produjo la confirmación por parte de YPF de la existencia de 927 millones de barriles equivalentes de petróleo de hidrocarburos no convencionales en una superficie de 428 km<sup>2</sup> en el área Loma La Lata Norte, en la provincia de Neuquén. De 35° en la escala de gravedad API (American Petroleum Institute), los recursos descubiertos en Vaca Muerta se colocaban entre los hidrocarburos livianos de alta calidad.<sup>5</sup>

Con todo, para el Estado argentino el aprovechamiento de este hallazgo se veía dificultado por las limitaciones que le imponían los marcos legislativos vigentes heredados de las reformas neoliberales, los cuales garantizaban la disposición de estos recursos con criterios de mercado por parte de los accionistas de YPF encabezados por la compañía española Repsol. Frente a ello, se hizo evidente la necesidad de modificar las normativas. Al análisis de los procesos que se abrieron con la expropiación parcial de la compañía petrolera nos dedicaremos en el próximo apartado.

### **Políticas de promoción hidrocarburífera y su repercusión en Vaca Muerta (2012-2019)**

*De la expropiación parcial de YPF al final del segundo gobierno de Cristina Fernández de Kirchner (mayo de 2012-diciembre de 2015)*

El proyecto de Ley 26.741, denominada Ley de Soberanía Hidrocarburífera, se proponía revertir la compleja encrucijada en la cual se encontraba el conjunto del sistema energético argentino. A fin de conseguir el autoabastecimiento, las primeras resoluciones de la norma fueron la creación de un Consejo Federal y, en simultáneo, la expropiación del 51% de las acciones de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. En el primer artículo de la Ley se declaraba de interés público por el avance en la exploración, explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos por parte de la empresa mixta con mayoría accionaria estatal con el objeto no solo de conseguir el autoabastecimiento energético, sino también de utilizar su disponibilidad para el “desarrollo económico con equidad social”. A esos fines, el artículo 3° de la norma determinaba los principios de la política hidrocarburífera que tendría a futuro el país. Allí se expresaba el interés específico de la nueva política estatal en torno a Vaca Muerta, particularmente en su inciso c, el cual declaraba perseguir “la integración del capital

<sup>4</sup> IAPG. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. <https://www.iapg.org.ar/>. Fecha de consulta: 20 de abril de 2020.

<sup>5</sup> YPF. <https://www.ypf.com/>. Fecha de consulta: 20 de abril de 2020.



público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales”.

En ese sentido, este pasaje de la ley se atenía a las dificultades técnicas y económicas que podría encontrar YPF para la recuperación del *shale oil/gas* y el *tight oil/gas* presentes en Vaca Muerta, proceso para el cual debía aplicarse la fractura hidráulica o *fracking*. Acusada de generar repercusiones socioambientales negativas (Acacio y Wyczykier, 2019; Svampa, 2019), dicha técnica suele ser, en promedio, más onerosa que las utilizadas para la extracción de hidrocarburos convencionales terrestres debido a que implica mayores inyecciones iniciales de capital y logística. Todo ello condiciona la aplicabilidad del *fracking* a contextos de precios internacionales de gas y petróleo altos y/o de la existencia de regímenes de promoción específicos (Bertinat *et al.*, 2014).

El nombramiento de Miguel Galuccio, ex ejecutivo de la multinacional de servicios petroleros Schlumberger, como gerente general de la YPF parcialmente reestatizada arrojaba algunas pautas de los posibles destinos que se buscaban para la compañía en materia de “alianzas estratégicas”. Si bien la exploración de asociaciones se vio en un principio algo dificultada por las represalias judiciales internacionales iniciadas por Repsol tras la expropiación, que incluyeron una denuncia contra el Estado argentino en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones -CIADI por sus siglas en inglés- (Bonneyoy, 2016), ciertamente los precios de referencia de los hidrocarburos hacían factible el arribo de compañías globales en Vaca Muerta (durante la mayor parte de 2012, el barril Brent cotizó por encima de los USD 100).

A ese estímulo externo pronto se le sumaría la creación de múltiples normativas internas que intentaban lubricar las intenciones estatales de avanzar en los guarismos de extracción. Un primer ejemplo de ello fue el Decreto 1277/2012 que reglamentaba las disposiciones de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera por medio de la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica, cuyo fin era el de apuntalar el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Al igual que en el cuerpo de la Ley 26.741, en el Decreto 1277/2012 se hacía énfasis en la crucial relevancia que poseían los recursos no convencionales para el autoabastecimiento energético.

Sin embargo, la pieza normativa en donde podía observarse con mayor claridad el rol estratégico que poseían para la política pública los depósitos de Vaca Muerta sería el Decreto 929/2013. Por medio de éste se creó el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación Hidrocarburos, que no solo menciona en diecinueve ocasiones a los no convencionales, sino que además les dedica íntegramente un capítulo de siete artículos (el número IV). Más allá de las definiciones técnicas volcadas a lo largo de la norma sobre qué considera como hidrocarburo no convencional, por medio del decreto se introdujo una serie de nuevas garantías a las inversiones que eran sintomáticas de los deseos de atraer a compañías de escala global. Esto resulta singularmente notorio en artículos como el 3º, el cual expresa que el régimen priorizará el tratamiento de empresas que proyecten desembolsar más de USD 1000 millones en lapsos menores a cinco años, y en artículos como el 6º, donde, modificando lo dispuesto por la Ley de Hidrocarburos de 1967 (Ley 17.319), se expresa que

Los sujetos incluidos en el presente RÉGIMEN PROMOCIONAL gozarán [...] a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el VEINTE POR CIENTO (20%) de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos, con una alícuota del CERO POR CIENTO (0%) de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables (mayúsculas en el original).

Asimismo, el artículo 7° del Decreto 929/2013 les otorgaba a los grandes inversores el acceso prioritario de divisas al precio del mercado cambiario oficial para la liquidación de hasta el 100% del porcentaje de hidrocarburos pasible de exportación, sorteando así la restricción que en ese momento existía sobre la compra de moneda extranjera.

Los propósitos inmediatos de esta norma cobran mayor sentido si se observa lo que en aquel entonces sucedía en la provincia de Neuquén. Concretamente, hacemos referencia al “Acuerdo YPF -Chevron para el desarrollo de Vaca Muerta” rubricado por la compañía argentina y la petrolera estadounidense el 16 de julio de 2013. El entendimiento apelaba a la experiencia de la empresa norteamericana en no convencionales y afirmaba que ésta llegaba a Argentina para desplegar una inversión de más de USD 16.000 millones en el sector de Vaca Muerta denominado Loma Campana, perteneciente a la localidad neuquina de Añelo. En el documento se preveía que a lo largo de 35 años se realizarían más de 1500 pozos destinados al *fracking*, los cuales permitirían una extracción hidrocarburífera total de alrededor de 750 millones de barriles equivalentes de petróleo, con picos de producción diarios de 50 mil barriles de petróleo y 3 millones de metros cúbicos de gas natural. Asimismo, el acuerdo aseguraba que el saldo de las operaciones garantizarían regalías para la provincia de Neuquén por más de USD 8500 millones (YPF, 2013).

Dado que la Ley 26.197 de 2007 le había otorgado el dominio originario y la administración de los recursos hidrocarburíferos de sus territorios a las provincias, el acuerdo entre YPF y Chevron necesitaba ser ratificado por los legisladores neuquinos para entrar en vigencia. Ello sucedió el 29 de agosto de 2013 por medio de la sanción de la Ley provincial 2.867, en el marco de una fuerte represión policial contra los militantes ambientalistas contrarios a las potenciales consecuencias socioambientales del *fracking* que se congregaron en las afueras del recinto para manifestarse (*La Nación*, 29 ago 2013).

En igual línea que lo anterior, en octubre de 2014 se aprobó la Ley 27.007, la cual modificaba la Ley de Hidrocarburos de 1967, adaptándola a las nuevas urgencias de la realidad energética nacional. En esa dirección, quizás el punto más destacado era la extensión de las concesiones a emprendimientos no convencionales establecida por el artículo 9°. El mismo garantizaba que los permisos de explotación de dicho tipo podrían extenderse hasta 35 años con un período piloto inicial de cinco años, superando así a los 25 y 30 años de límite concesionario otorgado para los hidrocarburos convencionales terrestres y marítimos, respectivamente.

Esta serie de estímulos a la inversión para la extracción también fue acompañada por la ya transitada vía de los precios diferenciales para la producción y la venta de hidrocarburos en el mercado interno. En lo que hace al gas natural, ello puede verse en la Resolución 1/2013, la cual creaba el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”. El Programa, siguiendo los lineamientos de la búsqueda del autoabastecimiento, proponía un pago de USD 7,50 por cada MMBTU inyectado por las empresas extractivas por

sobre un monto límite que había sido previamente acordado con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica. Cabe destacar que este pago por MMBTU no era para nada desdeñable considerando que en ese momento, enero de 2013, el MMBTU cotizaba en torno a los USD 3,30 en el mercado internacional. Como en toda la normativa relativa posterior a 2011, en esta resolución también se consignaba especialmente la recuperación de recursos no convencionales.

En lo que hace a la promoción de la producción de petróleo por la vía de los precios diferenciales, destaca la Resolución 14/2015 que creó el Programa de estímulo a la producción de petróleo crudo. En este caso particular, aunque se insistía en el objetivo de cubrir con recursos propios las necesidades internas, la resolución se aplicaba especialmente a las exportaciones del hidrocarburo. Nuevamente teniendo presentes las potencialidades del *shale* y el *tight oil*, la resolución habilitaba el pago de hasta USD 3 dólares por cada barril producido por sobre un umbral de extracción preacordado, lo cual solo se aplicaría si los precios de referencia internacionales estuviesen por encima de un monto determinado (USD 70 por barril para el crudo tipo Medanita de la Cuenca Neuquina). Deben señalarse los fines recaudatorios que poseía la medida dado el rediseño de las retenciones a los hidrocarburos que había introducido la Resolución 803/2014, con alícuotas que se movían entre el 10 y el 13% según la fluctuación de las cotizaciones internacionales.

Pese a toda esta batería de políticas de promoción, hacia el final del segundo gobierno de Cristina Fernández de Kirchner, y más de tres años de la reestatización parcial de YPF, el panorama energético nacional era ambivalente. Por un lado, era posible observar un cambio drástico en la dinámica de distribución de las utilidades de la YPF mayoritariamente estatal respecto de la gestión de Repsol. Esto podía verse en el contraste entre el período 1999-2011, en donde la compañía repartió entre sus accionistas unos USD 15.571 millones de dólares (el 97,1% de las generadas durante ese lapso) y el comportamiento del lapso 2012-2015, donde YPF no solo redujo la distribución de utilidades entre accionistas a guarismos de entre el 5 y el 8%, sino que además se aumentó la inversión en dólares en un 286% entre 2012 y 2014 y algo más del 320% en 2015 (CEPAL, 2015:20). Asimismo, en torno a este ensanchamiento de actividades surgió un conglomerado de empresas proveedoras (en su mayoría Pymes), destinadas a rubros que iban desde la ingeniería y el transporte a los servicios de limpieza, lo cual dinamizó fuertemente el empleo en las provincias del centro sur del país, con un pico de 13.028 nuevos puestos de trabajo en la provincia de Neuquén (CEPAL, 2015: 8).

Sin embargo, pese a estos resultados auspiciosos, que venían a compensar parcialmente la tendencia declinante del sector, hacia diciembre de 2015 Argentina aún distaba de alcanzar el autoabastecimiento energético. Ello puede observarse en hechos como que en ese único año se destinaron unos USD 6.842 millones a importaciones energéticas, de los cuales tan solo USD 2.252 millones fueron recuperados por medio de exportaciones del mismo rubro, lo cual dejaba un saldo negativo de USD 4.590 en esta crítica balanza. El rasgo quizás más sintomático de la persistencia de los problemas de largo aliento del sistema es que el 50% de ese déficit energético se explicaba como resultado de importaciones de gas natural (López Crespo *et al.*, 2017: 20).

Por otro lado, las inversiones en Vaca Muerta parecían ser más lentas de lo previsto en lo que hace a su respuesta a los incentivos que reseñamos previamente. En efecto, para

2015 se registraban solo seis desarrollos en torno a la formación, todos alojados en la provincia de Neuquén, de los cuales tan solo uno de ellos (Loma Campana) se encontraba efectivamente en producción (Secretaría de Planeamiento Energético, 2018). En cierta medida, este cuadro de situación era coherente con lo planteado por Di Sbroiavacca (2015) en tanto que para alcanzar el autoabastecimiento exclusivamente por medio de la explotación de los hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta era necesario un lapso de entre cinco y diez años con inversiones promedio de USD 200.000 millones en cada uno de ellos. En ese sentido, probablemente los resultados completos de la gestión kirchnerista en cuanto a Vaca Muerta deban ser observados con una visión de mediano plazo, en correlato con los tiempos requeridos para la maduración de las inversiones del sector.

Con todo, una mirada focalizada en lo que sucedía en Neuquén otorga otra perspectiva del potencial efecto que podría tener el avance de las compañías en la curva de aprendizaje de los no convencionales sobre la matriz energética nacional. Eso puede verse en que el *shale* y el *tight oil* pasaron de representar el respectivo 0,63% (38.415,51 m<sup>3</sup>) y 0,4% (24.509,63 m<sup>3</sup>) de la producción total de petróleo de la provincia en 2012 a los proporcionales 20,88% (1.282.239,59 m<sup>3</sup>) y 1,24% (76.212,51 m<sup>3</sup>) en 2015.<sup>6</sup>

En lo que respecta al gas no convencional, los guarismos de extracción comparados arrojan un crecimiento algo más tenue aunque palpable. Concretamente, de 2012 a 2015 la extracción de *tight gas* pasó de representar un 7,46% del total (1.451.868,70 mm<sup>3</sup>) a un 23% (4.647.303,48 mm<sup>3</sup>). En lo que hace al *shale gas*, en 2013 no se registraron extracciones y en 2015 representaban un 4,88% del total del gas neuquino (986.512,08 mm<sup>3</sup>).<sup>7</sup>

La llegada a la Casa Rosada de un nuevo signo político, con algunos aspectos de su concepción energética sustancialmente divergentes a los del kirchnerismo, daría paso a otro ciclo para las políticas públicas destinadas a Vaca Muerta.

#### *Vaca Muerta durante el macrismo (diciembre de 2015-diciembre de 2019)*

La llegada de Mauricio Macri a la presidencia de la República Argentina significó un cambio en la percepción de la energía. Si bien observamos que las gestiones del kirchnerismo no fueron renuentes a la participación del capital privado en el sector hidrocarburífero, ciertamente cuidaron que las políticas elaboradas en esa área tuviesen una presencia reguladora del Estado. A distancia de ello, el macrismo concebía al sector en clave de negocios y atribuía buena parte de sus problemas a lo que juzgaba como una falta generalizada de “garantías” para la inversión. Un rasgo sintomático del giro epistémico que se había producido en el área con el cambio de gobierno fue el nombramiento de Juan José Aranguren, ex presidente de la compañía petrolera angloholandesa Shell, a cargo de la cartera de Energía, la cual ahora pasaba a ser recategorizada de Secretaría a Ministerio (Vommaro y Gené, 2017).

Una de las primeras medidas tomadas por el presidente Macri en la materia fue la redacción del Decreto 272/2015, el cual disolvía la “Comisión de Planificación y Coordinación” y desandaba varios de los artículos del “Reglamento de Soberanía Hidrocarburífera” creado en 2012 luego de la expropiación parcial de YPF. Las actividades que hasta ese mo-

<sup>6</sup> Secretaría de Energía. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/>. Fecha de consulta: 20 de abril de 2020.

<sup>7</sup> Secretaría de Energía. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/>. Fecha de consulta: 20 de abril de 2020.

mento estaban a cargo de dichos organismos pasarían ahora al Ministerio de Energía, el cual fijaría los criterios de adjudicación de contratos hidrocarburíferos según cada caso. Asimismo, apelando al artículo 124 de la Constitución Nacional, que jerarquiza el dominio de las provincias sobre los recursos naturales de su territorio, el Decreto 272/2015 ampliaba el margen de los poderes provinciales para discutir directamente con las empresas interesadas en invertir en sus territorios.

En simultáneo, otra de las medidas iniciales tomadas por Energía fue el establecimiento de un precio interno diferencial para los hidrocarburos, el cual se colocaba por encima de los valores internacionales de referencia. El acuerdo entre el Ministerio de Energía y los productores habilitado por la Resolución 21/2016 preveía una cotización especial para el Medanita neuquino de entre USD 67 y 68 por barril siempre que la cotización del Brent se colocase por debajo de USD 47,50. Recurriendo al mismo método utilizado por la presidenta Cristina Fernández de Kirchner en 2014 frente a la caída de los precios de referencia, la puesta en marcha del “barril criollo” en este caso decía venir a estimular la exportación y a “compensar” a las compañías por varios años de vender a gas y petróleo a valores poco competitivos en términos internacionales. Otro de los resultados esperados de la implementación de la medida era incentivar un aumento de la productividad del sector, lo cual en el mediano plazo facilitaría la convergencia de costes entre Argentina y el mundo.

Por otro lado, en mayo de 2016 las autoridades de Energía emitieron la Resolución 74/2016, la cual creaba el “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural”. El Programa impulsaba una compensación de USD 7,50 por MMBTU para aquellos productores de gas que avanzasen sobre yacimientos de nuevo descubrimiento, entre los cuales se les daba especial importancia a los no convencionales. Un dato a resaltar de esta iniciativa es que en ese momento las referencias internacionales estaban en torno a los USD 2,70 por MMBTU.

En ese marco, Vaca Muerta era pensada no solo desde de la preocupación por la satisfacción de las necesidades del mercado interno sino además como una potencial plataforma de exportación. Según las proyecciones de la Secretaría de Planeamiento Energético (2018), de concretarse los proyectos de inversión en marcha en la formación geológica, a 2023 Argentina conseguiría duplicar la producción de petróleo diaria y llevarla hasta el millón de barriles, de los cuales la mitad serían no convencionales. Algo similar se esperaba para el gas natural, para el que se planeaba llegar a una extracción de 260 millones de mm<sup>3</sup> diarios, de los que al menos 100 millones estarían destinados a la exportación. Por otro lado, se aspiraba a que las actividades en Vaca Muerta generasen 500 mil nuevos puestos de trabajo de forma directa e indirecta y contribuyesen a mejorar la balanza energética del país drásticamente, pasando del sostenido déficit a un superávit de USD 15.000 millones.

Asimismo, el avance de los años macristas daría cuenta de una tendencia a la pérdida de participación de YPF y, en simultáneo, el ingreso de nuevas firmas en el *upstream* de los hidrocarburos. En efecto, si en 2015 la inversión de YPF fue de USD 5.329 millones (un 49% del mercado) en 2017 la misma se retrajo a USD 2.446 millones (un 36% del total). Esta dinámica fue particularmente marcada en el sector gasífero. Esto puede verse en la retracción de la participación del mercado que tuvo YPF entre septiembre de 2017 y septiembre de 2018, cuando pasó del 61% al 45% del mismo. En ese mismo lapso, la compañía que más creció fue Tecpetrol, la cual pasó de no tener inversiones en el área a represen-

tar el 21% del mercado (López Crespo y Kofman, 2019: 55-56).<sup>8</sup> Según algunos especialistas este avance podría haber constituido una suerte de ámbito privilegiado de acumulación de capital (Sabbatella y Nunes Chas, 2020).

En buena medida el salto de la participación de Tecpetrol (propiedad del grupo Techint) se explicaba por su aprovechamiento de los estímulos garantizados por la Resolución 46-E/2017, de marzo de ese año. En ella, el Ministerio de Energía y Minería daba lugar a la creación del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, que establecía un sistema de precios mínimos decrecientes para el MMBTU de recursos *shale* y *tight* desde el 2018 hasta el 2021 inclusive (USD 7,50 en 2018, USD 7 en 2019, USD 6,50 en 2020 y USD 6 en 2021).

Afirmado por la propia empresa, dicho impulso en los precios del gas fue el motivante para su avance con un plan de inversiones de USD 2.300 millones a desplegarse entre 2017 y 2019. En dicho proyecto, la empresa esperaba perforar 150 pozos para la recuperación del hidrocarburo, además de su tratamiento y transporte en el área de Vaca Muerta denominada Fortín de Piedra, ubicada a unos 35 km al sur de Añelo. Para fines de 2017, la empresa del Grupo Techint estimaba desembolsar unos USD 585,3 millones, con 23 pozos y seis equipos de perforación activos (Tecpetrol, 2017: 3).

Este despliegue de inversiones privadas, sin embargo, convivía con importantes erogaciones del Estado argentino en forma de subsidios. Según cálculos de FARN (2018) tan solo entre 2017 y 2018, los combustibles fósiles fueron los destinatarios de un bruto de casi USD 16.388 millones (USD 9.487 millones y USD 6.901 millones, respectivamente) distribuidos bajo distintas formas de bonos y de aportes directos de la Tesorería General de la Nación, todos los cuales se desprenden de los diferentes programas y estímulos que reseñamos previamente. En lo que hace a su distribución de subsidios por empresa, en los datos consolidados de 2016 y 2017 se destacaba que YPF había sido la principal beneficiaria con una percepción de USD 1.242,49 millones y USD 503,64 millones, respectivamente. El “podio” era completado por Pan American Energy (USD 1.008,09 millones y USD 162,84 millones, respectivamente) y Total (USD 156,45 millones y USD 133,21 millones, respectivamente). El resto del *ranking* se compuso por otras 38 compañías. A su vez, el presupuesto elaborado por el entonces Ministerio de Energía y Minería para 2018 esperaba sostener las erogaciones a las compañías y desembolsar alrededor de USD 3.935 a lo largo de ese año (FARN, 2018:31-38).

En lo que respecta a 2019, se calcula que los subsidios destinados a combustibles fósiles estuvieron en torno a los USD 7.662 millones, representando un 5,4% del total del gasto público presupuestado. Asimismo, en lo que hace a Vaca Muerta, las estimaciones afirman que entre 2016 y 2018 las empresas que allí operaban recibieron un total de USD 3.668 millones, siendo YPF la principal beneficiada (FARN, 2019: 29).

En vistas de este marco, organismos como el *Institute for Energy Economics and Financial Analysis* (IEEFA) han puesto un manto de duda sobre la viabilidad financiera de mediano

---

<sup>8</sup> En septiembre de 2017, el mercado gasífero se componía de la siguiente manera: YPF, 61%; Pampa Energía, 8%; Pan American Energy, 8%; Total, 8%; Pluspetrol, 3%; CGC, 3%; otras, 9%. En septiembre de 2018, en cambio, la composición era: YPF, 45%; Tecpetrol, 21%; Total, 9%; Pan American Energy, 9%; Pampa Energía, 6%; CGC, 5%; otras, 5% (López Crespo y Kofman, 2019: 55-56).

plazo de los proyectos desplegados alrededor de la formación geológica. En particular, luego del fuerte proceso devaluatorio en el que se sumergió el peso argentino a partir de mayo de 2018, el cual llevó al país a solicitar al FMI el rescate más grande de su historia por un monto de USD 57.000 millones (IEEFA, 2019). El organismo observó con particular suspicacia la composición relativa de los 31 proyectos desplegados hacia esa fecha en la formación, puesto que, pese a disponer entre ellos de la presencia de empresas multinacionales, el 64% de ellos reviste sede en Argentina, siendo YPF y Tecpetrol las que poseen más contratos otorgados. Asimismo, otra de las incertezas sobre la viabilidad de Vaca Muerta remarcadas por en informe de IEEFA se desprendía de la comparación de su desempeño, luego de seis años del comienzo de las operaciones, con el de las formaciones de referencia internacionales en *shale* y *tight oil/gas*, las cuencas estadounidenses Permian (ubicada entre los estados de Texas y Nuevo México) y Eagle Ford (ubicada en Texas).

Pese a este panorama, algunos estudiosos con posiciones más cercanas a la ortodoxia económica han observado que en los últimos años los pozos de Vaca Muerta consiguieron un avance sensible en su curva de aprendizaje. Ello se hace visible en la optimización de las profundidades en las cuales se opera, la cantidad media de etapas de fractura y la vida útil promedio de los pozos. Esa sumatoria de elementos le otorgaría a Vaca Muerta una productividad cercana a la de la Cuenca Permian si se tienen en cuenta las escalas de explotación de una y otra (Riavitz y Hitters, 2019).

Independientemente de estas controversias, hacia fines de 2018 las autoridades de Energía insistían en la competitividad de Vaca Muerta en términos internacionales, incluso comparándola con las regiones estadounidenses que habían llevado adelante la “revolución del *shale*”. Esta afirmación se desprendía de la reducción del *breakeven* o precio de equilibrio (es decir, el umbral de rentabilidad) que habían experimentado los no convencionales argentinos en los años transcurridos desde el comienzo de su explotación debido al avance en la “curva de aprendizaje”. Pese a que no existe una posición indiscutida entre los especialistas del sector, para los responsables de la Secretaría de Planeamiento Energético (2018: 69-70) en aquel momento era posible rentabilizar el petróleo de Vaca Muerta por USD 46,7 por barril y USD 4 por MMBTU de gas natural, lo cual la colocaba en paridad de condiciones con las grandes cuencas mundiales.

Sin embargo, la persistencia de las dificultades económicas estructurales complicaron el panorama para el conjunto de los sectores productivos de la Argentina, dentro de los cuales las inversiones en Vaca Muerta no fueron una excepción. Tal es así que a partir de septiembre de 2018, por medio del Decreto 793/2018, se reintrodujeron una serie de retenciones a las exportaciones, entre las cuales se encontraba el petróleo, con una alícuota del 12%. Ello cortaba un ciclo de casi tres años en los cuales los precios internos de los hidrocarburos fluyeron de forma tendencial hacia la convergencia con las referencias internacionales. Según la Secretaría de Energía (“Argentina: evolución de subsidios”, 2019), dicha medida significó que los exportadores de petróleo tuviesen una resignación de USD 1600 millones entre 2018 y 2019 por el precio diferencial inferior al internacional que percibían por sus ventas locales.

Asimismo, el cuadro se tensó aún más luego de la corrida cambiaria que se desató en agosto de 2019 tras las elecciones presidenciales primarias. El salto del dólar de \$46,2 a \$55 por unidad en tan solo una ronda de cotizaciones, llevó a que todo el esquema energé-

tico que giraba en torno a los hidrocarburos tambalease, particularmente debido al posible aumento de los costos internos de los combustibles que se auguraba. A fin de evitar la concreción de este cuadro, el 15 de agosto el ejecutivo lanzó el Decreto 566/2019 en el cual, al tiempo que se congelaban las naftas y el *gas oil* por 90 días, se fijaba por igual lapso el precio del petróleo crudo a una referencia Brent de USD 59 por barril, tomando cada dólar por \$45,19.

Pese a las dificultades que había tenido en los últimos años, la Secretaría de Energía (que perdió su rango Ministerial en septiembre de 2018) juzgaba el conjunto de su gestión como exitosa. Esto se expresaba particularmente en el área de los no convencionales, la cual era evaluada con un tono particularmente triunfalista. Dicha percepción era sostenida por la Secretaría de Energía debido a que

Al mes de noviembre de 2019, Argentina ya contaba con 2.541 pozos terminados de explotación no convencional, duplicando los 1.254 pozos terminados a diciembre de 2015. En el caso del shale, ya alcanzaba los 1.196 pozos, 97% por encima de los 606 terminados hasta 2015, mientras que en el caso del tight alcanzaba los 1.345 pozos, 108% por encima de los terminados hasta diciembre de 2015 (*Balance de gestión*, 2019: 78).

Más allá de la cantidad de pozos, si se observan y contrastan los datos generales de la producción de hidrocarburos no convencionales del país de 2015 y 2019, se pueden notar saltos importantes. En lo que hace al petróleo en 2015 el *shale oil* explicó el 4,15% (1.284.323,44 m<sup>3</sup>) del total nacional y el *tight oil* el 0,6% (184.698,65 m<sup>3</sup>). En 2019, por su parte, el *shale oil* saltó al 17,66% (5.261.152,50 m<sup>3</sup>) del total y el *tight oil* al 1,54% (457.347,42 m<sup>3</sup>). En lo que respecta al gas, en 2015 el *shale gas* representó el 2,31% (990.288,73 mm<sup>3</sup>) y el *tight gas* el 12,48% (5.354.486,48 mm<sup>3</sup>), respectivamente. En 2019, el *shale gas* pasó a cubrir un 23,37% (11.353.920,59 mm<sup>3</sup>) del total y el *tight gas* un 18,12% (8.974.543,34 mm<sup>3</sup>).

Sin embargo, el avance que tuvo la producción de no convencionales durante los cuatro años de gestión macrista, en cierta medida apalancada por la maduración de las inversiones realizadas a lo largo de la gestión kirchnerista, cobra una jerarquía completamente distinta si se pone el foco únicamente en lo sucedido en la provincia de Neuquén. En lo que respecta al petróleo, el *shale oil* pasó de representar el 20,88% (1.282.239,59 m<sup>3</sup>) de lo producido en 2015 a un 64,02% (5.251.738,18 m<sup>3</sup>) en 2019. El *tight oil*, por su parte, tuvo una evolución más tenue y pasó de representar el 1,24% (76.212,51 m<sup>3</sup>) en 2013 al 2,04% (167.432,54 m<sup>3</sup>) en 2019. En lo que hace al gas, el *shale gas* saltó de ser un 4,88% (986.512,08 mm<sup>3</sup>) del total provincial en 2015 a un 42,83% (11.535.453,06 mm<sup>3</sup>) en 2019. El *tight gas*, por su lado, pasó de ser el 23% (4.647.303,48 mm<sup>3</sup>) en 2013 a un 25,89% (6.973.974,30 mm<sup>3</sup>) en 2019.<sup>9</sup>

## Comentarios finales

En el presente artículo revisamos las políticas públicas destinadas a la promoción de la producción hidrocarburífera, en general, y a los no convencionales de Vaca Muerta, en particu-

<sup>9</sup> Secretaría de Energía. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/>. Fecha de consulta: 20 de abril de 2020.



lar, entre 2012 y 2019. Si bien nuestro eje estuvo puesto en la provincia de Neuquén y en la trayectoria de la YPF con mayoría accionaria estatal, también observamos la situación energética nacional y el desenvolvimiento que tuvieron empresas como Tecpetrol.

Como observamos, la coyuntura en la cual se encontraba el sistema energético hacia 2011, momento de confirmación de los recursos de Vaca Muerta, era crítica como resultado de la morfología que le habían dado las políticas de mercado impuestas a partir de 1989. Para sortear esa situación, fue que el gobierno de la presidenta Cristina Fernández decidió avanzar en la expropiación del 51% de las acciones de YPF y utilizar a la compañía de capitales mixtos como nave insignia para la consecución del autoabastecimiento energético.

A esos fines, se desarrollaron toda una serie de leyes, decretos y resoluciones, los cuales crearon marcos de promoción a la actividad hidrocarburífera por medio del pago de precios superiores a las referencias internacionales, el otorgamiento de subsidios y otras medidas tendientes a estimular a las empresas al aumento de la producción para el mercado interno y la exportación controlada. En toda esa normativa estuvo especialmente presente la figura de los no convencionales de Vaca Muerta. Pese a que hacia el final de su gestión el kirchnerismo no había alcanzado la meta del autoabastecimiento, sí podría afirmarse que desde la expropiación parcial de YPF y la puesta en marcha de los no convencionales de la Cuenca Neuquina se logró una reducción sensible en la importación de hidrocarburos. En el caso del gas natural el ahorro se estimaba en cerca de USD 4.500 millones (Télam, 30/9/2015), guarismo para nada despreciable si se considera que para el período las reservas internacionales del Banco Central se hallaban cercanas a los USD 25.000 millones.

Aunque el macrismo llegó a la Casa Rosada con concepciones divergentes respecto del kirchnerismo en muchos puntos de la agenda energética, ciertamente Vaca Muerta continuó estando en el centro de sus proyecciones. Pese a que modificó una parte de la normativa específica creada por sus predecesores continuó con algunas de las estrategias de largo aliento como lo eran el otorgamiento de precios preferenciales para la producción petrolera para el mercado interno, la asignación de pagos del MMBTU por encima de las referencias internacionales y el otorgamiento de subsidios por distintas modalidades.

Pese a todo, las dificultades abiertas en el frente externo luego de que colapsara la estrategia del “gradualismo” para encarar el déficit fiscal por medio del endeudamiento, hicieron que, al igual que del resto de los sectores económicos, el panorama para Vaca Muerta se volviera incierto. Sin embargo, aunque quizás sin la velocidad esperada, puede afirmarse que la promoción de la explotación de no convencionales dio como resultado un salto entre los años 2015 y 2019, lo cual se hace especialmente visible si se coloca el foco en el epicentro de Vaca Muerta, la provincia de Neuquén. La comparativa entre 2012 y 2019 no hace sino evidenciar aún más lo que significó el proceso de puesta en marcha de estos recursos, al tiempo que da cuenta del avance en la curva de aprendizaje por parte de las empresas.

Sin embargo, pese al valor indiscutible que posee el aumento de la producción interna de hidrocarburos en un país con problemas estructurales de largo plazo en su balanza de pagos como Argentina, queda preguntarse si es viable el sostenimiento de un sistema energético anclado en recursos que no solo son finitos sino que en este caso además están atados a técnicas de extracción como el *fracking*, cuestionada por sus perjuicios ecológicos y sociales. En vistas de los nuevos planes de estímulo ensayados por el gobierno de Alberto

Fernández, en ejercicio desde 2019, parece ser una discusión que aún está a tiempo de profundizarse.

## Referencias bibliográficas

- AA. VV. *20 mitos y realidades del fracking*. Buenos Aires: Editorial El Colectivo, 2014.
- Acacio, Juan y Wyczykier, Gabriela. “Expectativas públicas y conflictos sociales en torno a los hidrocarburos no convencionales en Argentina: algunos apuntes sobre Vaca Muerta.” *Izquierdas*, no. 49, 2019, pp. 457-477.
- Barrera, Mariano. *La entrega de YPF. Análisis del proceso de privatización de la empresa*. Buenos Aires: Atuel, 2014.
- Bonnefoy, Pascale. “Argentina: la expropiación de Repsol- YPF.” *Estudios Internacionales*, vol. 48, no. 184, 2016, pp. 39-73.
- BP. *BP Statistical Review of World Energy*. Londres: BP, 2019.
- Castellani, Ana y Serrani, Esteban. “Reformas estructurales y acumulación privilegiada de capital. El caso del mercado petrolero argentino durante los años noventa”. *Los años de Menem. La construcción del orden neoliberal*, coordinado por Alfredo Pucciarelli, Buenos Aires: Siglo Veintiuno Editores. 2011, pp. 293-322.
- CEPAL. *Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización (Ley 26.741). Desempeño productivo e implicancias sobre los mercados laborales y el entramado de proveedores. Volumen I*. Santiago de Chile: CEPAL, 2015.
- CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático). “Aprobación del Acuerdo de París. Propuesta del presidente.” Nueva York: ONU, 2015.
- Comisión Europea. *Energía Limpia. El Pacto Verde Europeo*. Bruselas: Comisión Europea, 2019.
- Di Sbroiavacca, Nicolás, et al. *Rol y perspectivas del gas natural en la transformación de América Latina. Aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles*. Santiago de Chile: CEPAL, 2019.
- Di Sbroiavacca, Nicolás. “Shale oil y Shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva.” *Cuadernos de investigación. Serie economía*, no. 5, 2015, pp. 142-168.
- EIA (Energy Information Agency). “Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States.” Washington: EIA, 2013
- FARN. *Los subsidios a los combustibles fósiles en Argentina 2017-2018*. Buenos Aires: FARN, 2018.
- . *Los subsidios a los combustibles fósiles en Argentina 2018-2019*. Buenos Aires: FARN, 2019.
- IEEFA. *Riesgos financieros opacan el desarrollo de reservas de petróleo y gas en Vaca Muerta, Argentina*. Cleveland: IEEFA, 2019.
- Kulfas, Matías. *Los tres kirchnerismos. Una historia de la economía argentina, 2003-2015*. Buenos Aires: Siglo Veintiuno Editores, 2016.
- López Crespo, Facundo y Kofman, Marco. *Anuario 2018. Informes económicos sobre los hidrocarburos no convencionales en Argentina*. Rosario, Neuquén y Buenos Aires: Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental, 2019.
- López Crespo, Facundo, García Zanotti, Gustavo y Kofman, Marco. *Informe técnico. Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina*. Rosario: Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental, 2016.
- . *Informe económico. Ganadores y perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales*. Rosario y Buenos Aires: Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental, 2017.
- Ministerio de Energía - Gobierno de Chile. *Estrategia de Transición Justa en Energía*. Santiago de Chile: Ministerio de Energía – Gobierno de Chile, 2019.

- Pérez, Alfons. *La trampa global del gas. Un puente al desastre*. Bruselas: ODG/Rosa Luxemburg Stiftung. Oficina de Bruselas, 2017.
- Riavitz, Ruy y Hitters, William. “La productividad de pozos en Vaca Muerta cerca de alcanzar la del Permian”. *Petrotecnia*, no. 6, 2018, pp. 42-47.
- Roa Avendaño, Tatiana y Scandizzo, Hernán. *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Bogotá: Oilwatch Latinoamérica, 2017.
- Sabbatella, Ignacio y Nunes Chas, Breno. “¿Ámbitos privilegiados de acumulación en Vaca Muerta? El caso de Tecpetrol”. *Realidad Económica*, no. 335, 2020, pp. 47-72.
- Secretaría de Energía. *Argentina: evolución de subsidios, oferta y demanda de energía, 2015-2019. Gas, electricidad y petróleo*. Buenos Aires: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019.
- . *Balance de gestión en energía 2016-2019. Emergencia, normalización y bases para la transformación*. Buenos Aires: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019.
- Secretaría de Planeamiento Energético. *Argentina Energy Plan –Guidelines-*. Houston: Secretaría de Planeamiento Energético, 2018.
- Serrani, Esteban y Barrera, Mariano. “Los efectos estructurales de la política energética en la economía Argentina, 1989-2014”. *Sociedad y Economía*, no. 34, 2018, pp. 121-142.
- Svampa, Maristella. *Las fronteras del neoextractivismo en América Latina. Conflictos socioambientales, giro ecoterritorial y nuevas dependencias*. San Martín: UNSAM EDITA/México: Centro de Estudios Latinoamericanos Avanzados – CALAS/ Guadalajara: Universidad de Guadalajara. Facultad de Ciencias Sociales y Humanas. Centro Universitario, 2019.
- Tecpetrol. *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, 2018.
- Vommaro, Gabriel y Gené, Mariana. “Argentina: el año de Cambiemos”. *Revista de Ciencia Política*, vol. 37, no. 2, 2017, pp. 231-253.
- YPF. *Acuerdo YPF -Chevron para el Desarrollo de Vaca Muerta*. Buenos Aires: YPF, 2013.

## Fuentes

- Decreto 181/2004. Secretaría de Energía.
- Decreto 2014/2008. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.
- Decreto 2067/2008. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.
- Decreto 1277/2012. Poder Ejecutivo Nacional.
- Decreto 929/2013. Poder Ejecutivo Nacional.
- Decreto 272/2015. Poder Ejecutivo Nacional.
- Decreto 793/2018. Poder Ejecutivo Nacional.
- Decreto 566/2019. Poder Ejecutivo Nacional.
- Ley 17.319, Ley de Hidrocarburos, 23 de junio de 1967.
- Ley 25.561, Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, 6 de enero de 2002
- Ley 24.145, Ley de Federalización de Hidrocarburos. Transformación Empresarial y Privatización del Capital de YPF Sociedad Anónima. Privatización de Activos y Acciones de YPF S.A. Disposiciones Complementarias, 24 de septiembre de 1992
- Ley 26.197, Sustitúyese el artículo 1º de la Ley N° 17.319, modificado por el artículo 1º de la Ley N° 24.145. Administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas. Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera, 6 de diciembre de 2006.
- Ley 26.741, Declárase de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Créase el Consejo Federal de Hidrocarburos. Declárase de Utilidad

Pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A., 3 de mayo de 2021.

Ley 27.007, Modificación Ley N° 17.319, 29 de octubre de 2014.

Ley provincial de Neuquén 2.867, Aprobación del Acta Acuerdo suscripta entre el ministro de Energía y Servicios Públicos de la Provincia del Neuquén y la empresa YPF S.A. que fuera aprobado por el Poder Ejecutivo provincial mediante el Decreto 1208/13.-Área Loma Campana-Chevron, 29 de agosto de 2013,

Resolución 335/2004. Ministerio de Economía y Producción.

Resolución 532/2004. Ministerio de Economía y Producción.

Resolución 394/2007. Ministerio de Economía y Producción.

Resolución 24/2008. Secretaría de Energía.

Resolución 1/2013. Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

Resolución 803/2014. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Resolución 14/2015. Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

Resolución 74/2016. Ministerio de Energía y Minería.

Resolución 46-E/2017. Ministerio de Energía y Minería.

s/n. “Fernando 'Pino' Solanas “Al contrato entre YPF y Chevron lo vamos a romper en pedacitos”. *La Nación*. Web. 23 de agosto de 2013.

s/n. “YPF ahorró 1.475 millones de dólares en compra de gas natural licuado”. *Télam*. Web. 18 de septiembre de 2015.

