



 **realidad
económica**

Nº 335 • AÑO 50

1º de octubre al 15 de noviembre de 2020

ISSN 0325-1926

Páginas 47 a 72

ENERGÍA

¿Ámbitos privilegiados de acumulación en Vaca Muerta? El caso de Tecpetrol

Ignacio Sabbatella* y Breno Nunes Chas**

* Licenciado en Ciencia Política, magíster en Investigación en Ciencias Sociales y doctor en Ciencias Sociales de la Universidad de Buenos Aires (UBA). Investigador del CONICET, con sede en el área de Relaciones Internacionales de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Tucumán 1966, C1050AAN, Buenos Aires, Argentina. ignaciosabbatella@yahoo.com.ar

** Licenciado en Economía y maestrando en Gestión Económica y Financiera de Riesgos (FCE-UBA). Investigador del Departamento de Economía Política y Sistema Mundial del Centro Cultural de la Cooperación "Floreal Gorini". Asesor de la Subsecretaría de Programación Microeconómica del Ministerio de Economía de la Nación, Hipólito Yrigoyen 250 (C1086 AAB), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. breonuneschas@gmail.com

RECEPCIÓN DEL ARTÍCULO: febrero de 2020

ACEPTACIÓN: septiembre de 2020



Resumen

El objetivo de este artículo es investigar el desempeño de la empresa Tecpetrol, subsidiaria del Grupo Techint en el área petrolera, durante el período 2016-2018. La hipótesis de trabajo es que la empresa fue beneficiada por la conformación de un ámbito privilegiado de acumulación de capital en torno a la explotación de la formación Vaca Muerta. Mediante la Resolución 46-E/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación se creó un Programa de Estímulo a la producción de gas no convencional, al cual Tecpetrol se adhirió con su proyecto de producción de shale gas en el yacimiento Fortín de Piedra. El Programa facilitó un salto productivo y la obtención de ganancias extraordinarias por parte de Tecpetrol con escaso riesgo empresarial. La estrategia metodológica articula el análisis macro, para determinar la conformación de un ámbito privilegiado de acumulación (APA), y el análisis micro, por medio del estudio de caso de Tecpetrol. Se utilizan distintas técnicas que van desde el análisis bibliográfico y documental hasta el análisis económico-financiero, y distintas fuentes, tales como la bibliografía específica sobre el tema, series estadísticas oficiales y los estados contables de la empresa.

Palabras clave: Ámbito privilegiado de acumulación - Tecpetrol - Shale gas - Vaca Muerta - Fortín de Piedra.

Abstract

Privileged Accumulation Spaces in Vaca Muerta? The case of Tecpetrol

The objective of this article is to investigate the performance of Tecpetrol, a subsidiary of the Techint group in the oil field, during the period 2016-2018. The working hypothesis is that the company was benefited by the formation of a privileged area of capital accumulation around the exploitation of the formation "Vaca Muerta". Through Resolution 46-E / 2017 of the former Ministry of energy and mining of the nation, a program to stimulate unconventional gas production was created, to which Tecpetrol adhered with its shale gas production project at the Fortín de Piedra deposit. The program facilitated a productive leap and the obtaining of extraordinary profits by Tecpetrol with little entrepreneurial risk. The methodological strategy articulates the macro analysis, to determine the conformation of a privileged area of accumulation (APA), and the micro analysis, through the case study of Tecpetrol. Different techniques are used ranging from bibliographic and documentary analysis to economic-financial analysis, and different sources, such as the specific bibliography on the subject, official statistical series and the accounting statements of the company.

Keywords: Privileged Accumulation Spaces – Tecpetrol – shale gas – Vaca Muerta - Fortin de Piedra

Introducción

A lo largo de la última década, Vaca Muerta se ha convertido en un vector central tanto de la política energética como de la economía nacional. Si bien prácticamente todo el espectro político coincide en la necesidad de poner en valor sus recursos de petróleo y gas en el menor tiempo posible, existen divergencias en cuanto a los actores y a las modalidades que se deben adoptar para transformar la promesa en realidad. Un primer acercamiento a la política hidrocarbúfera desplegada por el gobierno de Mauricio Macri sugiere que la estrategia utilizada pasó por la conformación de un ámbito privilegiado de acumulación (APA) para promover la producción de gas no convencional en Vaca Muerta.

Desde la sociología económica se ha definido al APA como un “espacio virtual articulado por diversas prácticas que permiten la generación de ganancias extraordinarias para un conjunto de empresas privadas, beneficios que se sostienen en la existencia de múltiples y diversos privilegios (que pueden o no estar institucionalizados)” (Castellani, 2008, p. 139).

Si su función es la generación de cuasi rentas de privilegio para las empresas privadas que operan en ese espacio, sus características constitutivas y su modo de funcionamiento se refieren a una red integrada por prácticas, actores, actividades económicas y regulaciones normativas que permiten la generación y el sostenimiento de diversos mecanismos de obtención de esas cuasi rentas de privilegio (Castellani, 2008).

En lo que refiere al mercado de hidrocarburos, Castellani (2008) analizó en profundidad la conformación y difusión de un APA en torno a la privatización periférica de YPF entre 1976 y 1988. A su vez, Castellani y Serrani (2010) corroboraron la persistencia del APA en ese mercado a pesar del cambio de orientación de la intervención económica estatal tras la implementación de la reforma estructural del

sector en la década del noventa bajo los preceptos neoliberales, cuya prédica buscaba, por el contrario, terminar con los privilegios de ciertos sectores industriales.

El objetivo de este trabajo es investigar el desempeño de la empresa Tecpetrol, subsidiaria del Grupo Techint en el área petrolera, durante el período 2016-2018. La hipótesis de trabajo es que la empresa fue beneficiada por la conformación de un APA en torno a Vaca Muerta, a través de la Resolución 46-E/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM)¹ que estableció la creación de un “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”.

La estrategia metodológica busca articular un nivel de análisis macro, de alcance general y de naturaleza hipotético deductiva, y otro de nivel micro, de alcance específico y de naturaleza inductiva (Castellani, 2008a). Por un lado, se propone analizar en qué medida la orientación de la intervención económica estatal² favoreció la difusión de un APA y, por el otro, abordar el estudio de caso de Tecpetrol con el fin de corroborar la existencia de un APA, mediante la evaluación de la estructura del mercado, el marco regulatorio, el mecanismo de generación de cuasi rentas de privilegio y el desempeño particular de la empresa. Ello supone la conjunción de distintas técnicas que van desde el análisis bibliográfico y documental al análisis económico-financiero, y la utilización de distintas fuentes, tales como la bibliografía específica sobre el tema, archivos de prensa, series estadísticas oficiales (elaboradas por la Secretaría de Energía y Minería de la Nación) y los estados contables de la empresa.

¹ Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia (DNU) 801 del 5 de septiembre de 2018, el MINEM pasó a tener rango de Secretaría bajo la órbita del Ministerio de Hacienda.

² Se entiende a la intervención económica estatal como “un conjunto de indicadores que dan cuenta del accionar del Estado en materia económica en cada momento histórico, que permiten determinar el alcance de las funciones productivas y regulatorias del Estado y el tipo y orientación de las transferencias de recursos públicos hacia el capital; y a su vez, del nivel de autonomía y de las capacidades administrativas y financieras del sector público a la hora de diseñar y poner en marcha estas acciones” (Castellani, 2008a, p. 142).

El orden de exposición comienza con un repaso por la historia de la empresa y la adjudicación de la concesión Fortín de Piedra. Seguidamente, se desglosa el marco regulatorio que favoreció el desarrollo de la explotación no convencional del área, en el cual sobresale la implementación de la Resolución 46-E/2017. Por último, se analizan los resultados productivos y contables obtenidos por la empresa durante el período de estudio.

Historia de Tecpetrol

Fundada por el ingeniero Agostino Rocca en 1945 en Milán, Italia, la Compañía Técnica Internazionale (Techint), especializada en el diseño, dirección y construcción de instalaciones industriales, infraestructura y el asesoramiento técnico industrial, se instaló en Argentina un año más tarde como Techint Cía. Técnica Industrial S.A., que en muy poco tiempo se transformó en un conglomerado empresarial. Para 1952, solo seis años después de iniciada su actividad en el país, la Organización Techint estaba compuesta por doce firmas, sin contar la Compañía Técnica Internacional, iniciadora del conglomerado (Castro, 2003).

En el marco del proceso de industrialización por sustitución de importaciones (ISI), Techint encontró condiciones internas favorables para insertarse y expandirse en el campo de la ingeniería y la actividad industrial. La realización de obras públicas para el desarrollo energético y la integración territorial permitió la articulación de la empresa con el Estado argentino, no solo como su principal cliente sino también por el apoyo crediticio que éste le brindó (Castro, 2003).

Su temprana vinculación con el sector energético estuvo dada por la construcción y montaje del gasoducto Comodoro Rivadavia-General Conesa para Gas del Estado a fines de la década del 40 (Castro, 2003). Esa obra le dio impulso a Rocca para desarrollar una planta industrial que fabricara los mismos tubos que la empresa Dálmine italiana, proveedora del gasoducto (Castro, 2010). En 1949 se fundó Dálmine-Safta (más tarde conocida como Dálmine-Siderca) en la localidad de Campana, primera fábrica de tubos de acero sin costura de Sudamérica. Junto a Pro-

pulsora Siderúrgica S.A., posibilitaron que Techint se expandiera centralmente en la producción siderúrgica, aunque también se ramificó en las actividades metalúrgica, de la construcción, comercial, financiera y tecnológica (Azpiazu, Basualdo y Khavisse, 2004).

Durante la última dictadura cívico-militar, Techint tuvo una significativa expansión como empresa transnacional diversificada mediante la adquisición de una empresa productora de motores eléctricos; la asociación con otros grandes capitales extranjeros y nacionales para proveer la instalación de centrales telefónicas; la ampliación de sus obras de construcción e instalación, orientadas tanto al sector privado como a la satisfacción de las múltiples demandas estatales (proyectos hidroeléctricos, nucleares, ferrocarriles, destilerías y rellenos sanitarios); y la incursión en la explotación minera y de hidrocarburos (Azpiazu, Basualdo y Khavisse, 2004).

Precisamente, Tecpetrol S.A.³ fue constituida el 5 de junio de 1981 con el fin de explorar y producir petróleo y gas en la Argentina. Hasta ese entonces, Techint operaba un contrato de explotación con Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) a través de su vinculada CADIPSA S.A en el área El Valle (Chubut), como resultado de la política petrolera del gobierno desarrollista de Arturo Frondizi. Los contratos consistían en la transferencia a capitales privados de áreas que ya eran explotadas por la empresa estatal, en las cuales se habían realizado cuantiosas inversiones y eran de alta productividad. Es decir, se contrataba a empresas privadas para que extrajeran el recurso en áreas que pertenecían legalmente a YPF y lo vendieran a la empresa estatal a un precio establecido (Basualdo y Barrera, 2015). En el marco de la privatización periférica de YPF implementada por la última dictadura, Techint también accedió a otros tres contratos: en el área Al Norte de la Dorsal (Cuenca Neuquina), mediante CADIPSA en sociedad con Quital-Co, Inv. Agropecuarias y Cía. Química; en el área Ramos (Salta) en sociedad con Pluspetrol, Socma y Selva Oil; en el área Cinturón Costero (Chubut), en sociedad con Desaci y Butes Gas Oil (Basualdo y Barrera, 2015).

Sin embargo, Tecpetrol no entraría en acción como tal hasta la reforma estructural del sector hidrocarburiífero implementada por el menemismo. En el marco

³ Actualmente, Tecpetrol Internacional S.L.U., con sede en Madrid (España), es la Sociedad controlante de Tecpetrol S.A. con una participación del 95,99% sobre su patrimonio.

de la licitación internacional de cuatro áreas centrales operadas hasta ese entonces por YPF, con el fin de asociarse con la empresa estatal, el 90% del área El Tordillo (Cuenca del Golfo San Jorge) fue concesionado en 1990 al consorcio formado por Tecpetrol (con el 42,75% de participación), Santa Fe Energy, Energy Development Corporation y Entre Ríos Inversiones.

Además, Tecpetrol obtuvo las concesiones de varias áreas secundarias⁴: Atamisqui y Atuel Norte (Mendoza), Agua Salada (Río Negro), Los Bastos y Catriel Viejo (Neuquén), José Segundo (cuenca del Golfo San Jorge), y participó de una Unión Transitoria de Empresas (UTE) junto a YPF, Ampolex, Petrobras, CGC y Ledesma SAAI en Aguargue con el 23%.

En 1992, de forma que pasó casi desapercibida, la empresa se hizo con la concesión de Fortín de Piedra, un área de 243 km². En línea con el Decreto 1055 de 1989, el entonces Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos convocó a Concurso Público Internacional mediante la Resolución 284/92 con el fin de licitar los derechos de explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos en áreas de interés secundario. El criterio fue adjudicarlas a quienes ofrecieran pagar el mayor monto. En los considerandos de dicha resolución figura que el listado de áreas que serían objeto de la licitación había sido confeccionado por YPF S.A. e informado a la Secretaría de Hidrocarburos y Minería. A través de la Resolución 782/92 del mismo Ministerio, se aprobó la adjudicación de 22 áreas secundarias, entre ellas Fortín de Piedra que quedó en manos de Tecpetrol por la suma de US\$ 6.600.000. Curiosamente, fue el segundo monto más alto de la lista a pesar que se trataba de un área sin producción y sin reservas. El geólogo Juan Carlos Pucci (1994) detallaba que solo uno de los cuatro pozos perforados había recuperado 12.398 barriles de petróleo y 682.429 m³ (24,1 MMcf en el original en inglés⁵) de gas de la formación Quintuco. No obstante los magros resultados, desde el punto de vista de este especialista Tecpetrol se vio alentada a realizar una oferta por el área debido a la existencia de petróleo y a su ubicación entre el campo de gas Aguada Pichana al oeste, el campo de gas Aguada del Rodeo al noroeste, el

⁴ En esta categoría ingresaban aquellas áreas en las que extraían un promedio diario menor a doscientos metros cúbicos o que estaban en inactividad desde hacía cinco años y se licitaron entre 1990 y 1993 por medio de varios concursos públicos internacionales (Barrera, Sabbatella y Serrani, 2012).

⁵ Un pie cúbico (cf, por sus siglas en inglés) debe dividirse por 35,315 para obtener un metro cúbico (m³).

campo de petróleo y gas La Calera al norte y el gigante de gas Loma la Lata al este. Cabe destacar que se trataba de áreas exploradas y explotadas por YPF. A ello, Pucci agregaba –casi que premonitoriamente ya que en ese entonces no revestía la importancia que tiene hoy en día– que el área se encontraba dentro de la zona de maduración de la formación Vaca Muerta (Pucci, 1994).

Tecpetrol también se involucró en la privatización del sistema de transporte y distribución del gas natural y en 1992 obtuvo la concesión de Transportadora de Gas del Norte (TGN) en asociación con las empresas TransCanada y CGC. Cinco años después creó la División de Transporte y Distribución de hidrocarburos, Gas & Power (G&P), para ampliar sus negocios de *downstream* y *midstream* de gas, además de poliductos, gasoductos de captación y plantas de procesamiento. En esa línea, adquirió el 27% de la participación de la distribuidora Litoral Gas.

A mediados de los 90, las ganancias extraordinarias obtenidas en el mercado local permitieron que la empresa iniciase un proceso de internacionalización, que se extendió en la década siguiente, con dirección hacia los mercados de Venezuela⁶ Brasil⁷, Ecuador⁸, Perú⁹, Colombia¹⁰, México¹¹, Bolivia¹² y Estados Unidos¹³.

⁶ En 1994 firmó un acuerdo no operacional por la Unidad Quiamare-La Ceiba y en 1995 alcanzó un acuerdo por la Unidad Colón. Este último bloque se reconvirtió en la empresa mixta Baripetrol en 2004, en asociación con Petróleos de Venezuela (PDVSA) y otras dos petroleras internacionales.

⁷ Ingresó en un bloque exploratorio en 1999.

⁸ En 1999 se adjudicó el Área Bermejo, cuyo contrato fue renegociado en 2011 para seguir operando hasta 2019, a través de la prestación de servicios a Petroecuador. Un año después obtuvo dos contratos con la misma empresa para incrementar la producción en campos maduros (Campo Libertador y Campo Shushufindi).

⁹ En 2000 se adjudicó el transporte por ductos de Camisea, proyecto que integra el transporte de gas natural, de gas natural licuado (GNL) y la distribución en Lima por un período de 33 años. También firmó un contrato con Perupetro por el bloque Camisea. En 2011 comenzó a operar el Bloque 174, ubicado en la cuenca Ucayali.

¹⁰ Firmó un acuerdo de participación no operacional con Sipetrol por el bloque exploratorio Huila Norte y Altamizal en 2000. En 2008 resultó adjudicataria de tres bloques exploratorios adicionales.

¹¹ Formó un consorcio para brindar a Petróleos Mexicanos (PEMEX) el servicio de producción de gas en el bloque Misión en 2003. En 2010, PEMEX le adjudicó el desarrollo de Campo Coyotes, en el marco de un programa piloto.

¹² En 2008 firmó un convenio de estudio con YPFB para la exploración del bloque San Telmo.

¹³ En 2010 adquirió una empresa con campos petroleros en el sur de Texas.

Tras la sanción de la Ley Corta de Hidrocarburos (26.197, de 2006), que consolidó la provincialización de su dominio, Tecpetrol resultó adjudicataria de las áreas Hickmann, Río Colorado y Orán (Salta), Estancia La Mariposa y Lomita de la Costa (en acuerdo con la empresa Fomicruz en Santa Cruz). Más tarde, obtuvo la adjudicación de Loma Ancha, Los Toldos, Loma Ranqueles, Huacalera, Medanito Sur y Rinconada Norte en la cuenca Neuquina.

En 2010, Neuquén renegoció con la empresa las concesiones de Los Bastos y Fortín de Piedra, cuyos contratos vencían en 2016 y 2017, respectivamente. Ambas se extendieron diez años adicionales a cambio de un pago inicial de US\$ 750.000 y el pago de un canon extraordinario de 3 puntos, que elevaba las regalías del 12 al 15%. Además, Tecpetrol se comprometió a invertir US\$ 13,4 millones hasta 2016 más US\$ 3 millones anuales en exploración. El bajo monto involucrado como pago inicial se justificaba por el bajo rendimiento de ambos yacimientos: a nivel mensual, Los Bastos producía 3.000 m³ de petróleo y 11,5 millones m³ de gas; y Fortín de Piedra, 50 m³ de petróleo y 1,2 millones m³ de gas (La Mañana de Neuquén, 2010).

Por último, entre los antecedentes cabe recordar que en 2012 Neuquén revocó la concesión de Fortín de Piedra. En el marco del conflicto entre el Gobierno Nacional y la española Repsol, que hasta entonces controlaba YPF, las gobernaciones de Chubut, Santa Cruz, Mendoza, Neuquén, Río Negro y Salta revocaron casi veinte concesiones de la empresa debido a la falta de inversiones. El gobernador neuquino, Jorge Sapag, decidió también revocar las concesiones de las áreas Veta Escondida (operada por Petrobras), Covunco Norte (Argenta Energía) y Fortín de Piedra (Tecpetrol), probablemente para no exponerse a una demanda fundada en la discriminación de inversiones españolas. Sin embargo, unos meses más tarde la Corte Suprema suspendió los Decretos Provinciales 562 y 563 que había dictado Sapag (Ventura, 2012).

Hasta allí, Fortín de Piedra era poco menos que un área marginal. Sin embargo, desde fines de la década de 2000 los recursos alojados en la formación Vaca Muerta¹⁴ cobraron un especial interés debido a dos factores. Por un lado, la difusión

¹⁴ La formación Vaca Muerta es considerada la roca madre primaria de la producción de petróleo convencional en la Cuenca Neuquina. Corresponde al período geológico comprendido entre el Jurásico Tardío y

de las técnicas que posibilitaron la revolución del shale en Estados Unidos: la fractura hidráulica y la perforación horizontal facilitaron la ecuación económica para hacer rentable la explotación de hidrocarburos de reservorios no convencionales. Por otro lado, el liderazgo asumido por YPF en el desarrollo de Vaca Muerta tras la recuperación del control estatal en abril de 2012. YPF realizó la curva de aprendizaje para explotar sus recursos a partir de los pilotos encarados en los yacimientos Loma Campana, en asociación con Chevron, y El Orejano, junto a la empresa Dow.

Al día de la fecha, además de Fortín de Piedra, Tecpetrol tiene otras concesiones en Vaca Muerta: Loma Ancha, Los Toldos I Norte, Los Toldos I Sur, Los Toldos II Este y Loma Ranqueles.

El lanzamiento de Fortín de Piedra

Para entender el despegue de Fortín de Piedra comenzaremos por el final para luego volver hacia atrás. El 23 de marzo de 2017 tuvo lugar el lanzamiento público de la etapa de desarrollo del yacimiento nada menos que en la Casa Rosada con la presencia del entonces presidente Mauricio Macri, su ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, el presidente y CEO del Grupo Techint, Paolo Rocca, el presidente y CEO de Tecpetrol, Carlos Ormachea, el gobernador de Neuquén, Omar Gutiérrez, y el líder del Sindicato de Petróleo y Gas Privado de Río Negro, Neuquén y La Pampa, Guillermo Pereyra. El compromiso asumido consistía en la perforación de 150 pozos en el área para extraer shale gas, con una inversión de US\$ 1.500 millones, además de US\$ 700 millones para la construcción de plantas e instalaciones de superficie hasta fines de 2019. Hasta ese entonces la empresa solo había perforado diez pozos con una inversión acumulada de US\$ 150 millones. El programa presentado ese día contemplaba contar con tres equipos de perforación para mayo de ese año, cinco para septiembre, y seis para marzo de 2018.

el Cretácico Temprano y tiene una extensión de 30.000 km² y entre 60 y 520 metros de espesor. Su profundidad varía entre el afloramiento cerca de los bordes de la cuenca y los 2.700 metros en el centro sinclinal. La ventana de petróleo dentro del área prospectiva cubre una superficie de 7.800 km²; la ventana de gas húmedo, 5.200 km²; y la ventana de gas seco, 5.700 km². Los recursos técnicamente recuperables de shale gas se estiman en 308 trillones de pies cúbicos (Tcf), mientras que los de shale oil, en 16.000 millones de barriles.

La empresa expuso los tres factores que hicieron posible el compromiso de inversión:

1) la autorización de la “concesión de explotación de recursos no convencionales” de Fortín de Piedra otorgada por la provincia de Neuquén en julio de 2016;

2) el Acuerdo para la Mejora de la Productividad de Vaca Muerta, consensuado entre trabajadores petroleros, empresarios y el Gobierno en febrero de 2017;

3) y la definición de un marco regulatorio con un sendero de precios para el gas producido por yacimientos no convencionales (resolución 46-E del Ministerio de Energía) para la Cuenca Neuquina (EconoJournal, 23 de marzo de 2017).

Con relación al primer factor, efectivamente a mediados de 2016 el gobierno de la provincia de Neuquén otorgó a Tecpetrol dos concesiones de explotación no convencional de 35 años sobre las áreas Punta Senillosa, perteneciente a la concesión Los Bastos, y Fortín de Piedra. Esto fue posible debido a la sanción de la Ley 27.007 en 2014 que buscó adecuar el marco regulatorio a la llegada de nuevas inversiones en el sector, sobre todo en Vaca Muerta. Para ello se modificó la Ley 17.319 con el fin de incorporar la definición de la explotación no convencional¹⁵ y, además, estableció que el concesionario de explotación, dentro del área de concesión, pudiese requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos. El nuevo tipo de concesión se volvió relevante ya que dicha ley otorga una vigencia de 35 años, a diferencia de la concesión de explotación convencional que mantiene una vigencia de 25 años. En la no convencional se incluyó un período de plan piloto de hasta cinco años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la Autoridad de Aplicación al momento

¹⁵ Artículo 5º: Incorpórase como artículo 27 bis de la ley 17.319 y sus modificatorias el siguiente Artículo 27 bis: “Entiéndese por Explotación No Convencional de Hidrocarburos la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquistoso o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad”.

de iniciarse la concesión. Los titulares de las concesiones, presentación de un plan de inversiones mediante, pueden solicitar prórrogas por un plazo de diez años de duración (artículo 35). De este modo, la concesión no convencional de Tecpetrol en Fortín de Piedra vencerá en 2051, pudiendo extenderse hasta 2061.

A su vez, la Ley 27.007 estableció que aquellas empresas que realizasen una inversión directa no inferior a US\$ 250 millones durante los primeros tres años de un proyecto de explotación serían incorporados al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado mediante el decreto 929/13¹⁶, cuyos beneficios previstos se reconocerían a partir del tercer año contado desde la puesta en ejecución de los respectivos proyectos.

Con respecto al segundo factor, a comienzos de 2017 fue suscripto un nuevo régimen laboral para la explotación en la formación Vaca Muerta que flexibilizó las condiciones de trabajo a cambio de un compromiso de inversiones por US\$ 5 mil millones. De ese modo, los trabajadores petroleros resignaron derechos conquistados en los últimos años¹⁷. No fueron pocas las voces críticas que vincularon el nuevo convenio con el incremento de los accidentes laborales en Vaca Muerta. En

¹⁶ Entre otras cosas establecía que los beneficiarios del Régimen gozarían, 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 20% de la producción de hidrocarburos en dichos Proyectos, con una alícuota del 0% de derechos de exportación. Además, tendrían la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos. Estos beneficios cobraban importancia en el marco del fin de libre disponibilidad de los hidrocarburos dispuesto por la Ley de Soberanía Hidrocarburífera (26.741/2012) y las restricciones a la libre disponibilidad de divisas impuestas en el marco de la reaparición de la restricción externa en el año 2011.

¹⁷ Los puntos del acuerdo laboral fueron la eliminación de las horas taxi por las cuales la jornada laboral se considera iniciada cuando el trabajador sale de su domicilio; la reducción de la cantidad de operarios por pozo; el establecimiento de una jornada laboral de ocho horas para operación y mantenimiento de pozos, de lunes a viernes –que reemplaza la actual, que incluye fines de semana y feriados con salario por lo menos duplicado, y elimina las horas extra–; la incorporación de tareas nocturnas como montaje, desmontaje y acondicionamiento utilizando luz artificial, con lo que se pretende evitar tiempos muertos; una fuerte reducción de las llamadas “horas viento”, que incluyen que la operación a nivel de superficie continuará normalmente, sea cual fuere la velocidad del viento, y en altura se suspenderá al superarse una velocidad de 60 kilómetros por hora; y la posibilidad de que en una locación puedan operar simultáneamente dos o más compañías prestadoras de servicios, lo que hasta ahora estaba prohibido (Revista Petroquímica, 2017).

mayo de 2019 dos operarios perdieron la vida precisamente en Fortín de Piedra, los cuales se sumaron a los seis que murieron en otras locaciones durante el año y medio posterior a la puesta en marcha de la flexibilización (Premici, 2019).

El tercer factor, y el más importante desde el punto de vista de la hipótesis de trabajo, es la implementación de la Resolución 46-E/2017. De algún modo, esta resolución venía a reemplazar al Plan Gas, diseñado por la gestión anterior, con el fin de revertir la declinación de la producción local de gas natural. La demanda interna se cubría con crecientes importaciones provenientes de Bolivia y vía marítima en forma de gas natural licuado (GNL), las cuales arrojaban desde 2011 un déficit comercial en la balanza sectorial que propició el recrudecimiento de la restricción externa.

Creado en 2013, el Plan Gas estableció un precio estímulo de 7,50 US\$/MMBTU (dólares por millón de BTU) para la inyección de gas “nuevo” a aquellas empresas que comprometieran inversiones en cualquiera de las cuencas productivas. A todas luces resultó exitoso ya que en 2015 la producción total aumentó 3,6% en términos interanuales, impulsada fuertemente por una YPF bajo control estatal, lo que contribuía a una significativa sustitución de importaciones.

Si bien la vigencia del Plan Gas era hasta el 31 de diciembre de 2018, el MINEM, a cargo de Juan José Aranguren, avanzó anticipadamente con la creación de un nuevo programa de estímulo pero orientado inicialmente a la producción proveniente de Vaca Muerta, a la que posteriormente se sumó la de la Cuenca Austral (Resolución 447/2017).

Cabe destacar que Aranguren había sido CEO de Shell Argentina hasta pocos meses antes de asumir como ministro en el gobierno de Macri. A su vez, la primera nómina de funcionarios del MINEM evidenció una fuerte colonización de los CEO, es decir la designación de directivos empresarios privados al frente de áreas del Estado, tal como sostenía un relevamiento del Observatorio de las Elites Argentinas perteneciente al Instituto de Altos Estudios Sociales de la Universidad Nacional de San Martín. Según dicho estudio, el MINEM era el ministerio que concentraba la mayor cantidad de funcionarios con trayectorias privadas “puras”, ya que el 50%

de sus funcionarios venían de ocupar altos cargos en empresas del sector energético: además de Shell, Repsol-YPF, Pan American Energy (PAE), Axion, Exxon, Bidas y Esso, entre otras¹⁸. El estudio advertía sobre cuatro riesgos: el sesgo antiestatal, antipolítico y promercado que impregnaba la ideología de los CEO y gerentes; las lealtades que traían al sector público, que aumentaba la probabilidad de conflictos de intereses; las dificultades para cohesionar un cuerpo de funcionarios caracterizado por compromisos políticos débiles; y la extrapolación de criterios organizacionales propios del *management* a la administración pública (Canelo y Castellani, 2017a). Esto es necesario remarcarlo ya que los intereses de Tecpetrol no quedaron representados directamente en el MINEM mediante la colocación de un directivo de la empresa en un cargo al interior del mismo, pero veremos que a partir de la colonización del MINEM la intervención económica estatal en el sector fue favorable a la difusión de un APA. Al mismo tiempo, se podrá observar más adelante que el sesgo antiestatal de sus funcionarios tendió a privilegiar a las operadoras privadas del área *upstream*, en detrimento de YPF, empresa en la que el Estado nacional es el principal accionista desde 2012 con el 51% del paquete accionario. Si las primeras medidas del MINEM se enfocaron en el desmantelamiento de las regulaciones implementadas por la gestión anterior con el fin de restablecer los principios y las reglas del acervo neoliberal que habían regido durante la década del noventa, el *management* de YPF fue privatizado, es decir, fue desligado del control político del Poder Ejecutivo Nacional. Enfatizando su carácter de sociedad anónima, el CEO y el presidente de YPF designados no debían rendir cuentas ante el MINEM (Sabbatella y Burgos, 2017).

Curiosamente, la fecha de publicación en el Boletín Oficial de la Resolución 46 fue el 2 de marzo de 2017, apenas tres semanas antes del lanzamiento de la etapa de desarrollo de Fortín de Piedra. Estableció la creación de un “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” al que podrían adherir las empresas titulares

¹⁸ Según se relevó en el segundo informe del Observatorio, esta cartera comprendía en ese momento 18 cargos directivos: una unidad ministro, cuatro secretarías y trece subsecretarías. El 88% (16/18) de estos cargos directivos eran ocupados por individuos que se habían desempeñado en puestos de alta gerencia en el sector privado. De estos 16 funcionarios, siete habían ocupado un puesto de alta gerencia inmediatamente antes de asumir el cargo público (Canelo y Castellani, 2017b, p. 12).

de concesiones de explotación ubicadas en la Cuenca Neuquina que contasen con un plan de inversión específico para su participación en el mismo, aprobado por la Autoridad de Aplicación Provincial, y con la conformidad del MINEM (ahora Secretaría de Gobierno).

El Programa estableció un valor mínimo para remunerar la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales¹⁹, al que se le resta el precio efectivo, que fue definido como el precio promedio mensual ponderado por volumen del total de ventas de gas natural en el país, publicado por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (Resolución 419/2017). A tal fin, se diseñó un sendero decreciente para el precio mínimo: (i) 7,50 US\$/MMBTU en 2018, (ii) 7 US\$/MMBTU en 2019, (iii) 6,50 US\$/MMBTU en 2020, (iv) 6 US\$/MMBTU en 2021. Según manifestaron públicamente, la expectativa de las autoridades del MINEM era que el precio del mercado interno convergiera con ese sendero.

Fueron presentados veinte proyectos que ya habían obtenido el visto bueno de las provincias para acceder al Programa, pero el MINEM solo aprobó ocho: seis en Neuquén –Fortín de Piedra (Tecpetrol), La Ribera I y II (YPF), Agua del Cajón (Capex), Aguada Pichana Oeste/Aguada de Castro (Pan American Energy) y Aguada Pichana Este (Total Austral)–, Campo Indio Este/El Cerrito de Compañía General de Combustibles (CGC) en Santa Cruz, y Estación Fernández Oro de YPF en Río Negro. La particularidad es que Fortín de Piedra y Campo Indio Este, por ser concesiones que comenzaron a ser explotadas a raíz del Programa, no tenían producción inicial y, por lo tanto, recibían en principio el precio estímulo por el total de la producción. El Ministerio aprobó la adhesión de Fortín al Programa a partir del 1 de enero de 2018.

El análisis del marco regulatorio permite entender el despegue del proyecto Fortín de Piedra en un entorno de muy bajo riesgo empresario. A continuación,

¹⁹ Según la norma, el gas no convencional se define como el gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada (tight gas o shale gas).

serán analizados los datos de producción de gas natural y obtención de utilidades por parte de Tecpetrol.

Producción récord y rentabilidad extraordinaria

1) Producción de gas natural

La estructura del mercado del gas natural es de por sí muy concentrada y constituye un oligopolio en el cual las tres primeras empresas explican cerca del 70% de la oferta. En 2015, Tecpetrol ocupaba el sexto lugar con el 3% de la producción total, detrás de YPF, Total Austral, PAE, Petrobras y Pluspetrol. La puesta en marcha de Fortín de Piedra favoreció un marcado ascenso entre las principales productoras de gas natural del país para ubicarse en el cuarto lugar en 2018 con el 8,5% de la producción total. Esto se debió a un incremento del 210% de su producción en solo tres años, en los que pasó de 1.289 millones a 4.003 millones de m³ anuales. Como se puede observar en la **tabla 1**, se trata de un salto productivo inédito y que casi duplica en términos porcentuales la muy buena performance de CGC (+114,8%), otra de las compañías beneficiadas por la Resolución 46-E/2017. En cuanto a desempeño positivo, las siguieron la empresa chilena Enap Sipetrol (+54,3%) y muy lejos YPF (+15,3%) y Total Austral (+6,3%). En cambio, PAE tuvo un desempeño negativo (-2,5%) que amenaza con resignar el tercer lugar a manos de Tecpetrol en el corto plazo. De cualquier manera, el mercado quedó aún más concentrado en 2018 que en 2015 cuando se suma la cuota de participación de las cuatro primeras, incluida Tecpetrol, ya que alcanzó más del 77%.

Respecto a Fortín de Piedra, Tecpetrol informó una serie de hitos en sus estados financieros al 31 de diciembre de 2018:

60

- La inversión en el área superó los US\$ 1.700 millones.
- Durante el año se perforaron 51 pozos (23 pozos en profundidades cercanas a los 5.000 metros, con ramas horizontales de 2.000 metros y 28 pozos en profundidades cercanas a 5.500 metros, con ramas de 2.500 metros) y se trabajó generalmente con seis equipos de perforación.

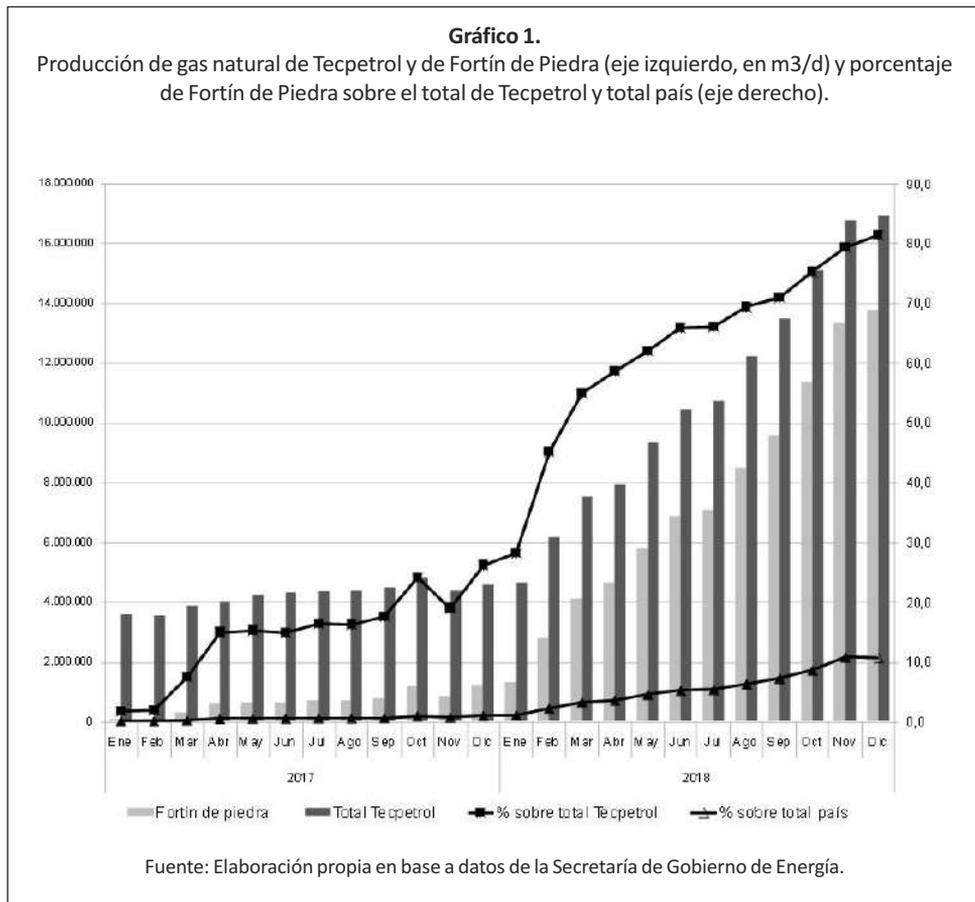
Tabla 1.
Producción de gas natural de las principales operadoras. Años 2015 y 2018.

	2015		2018		Variación 2015-2018
	Producción Mm3	% sobre total	Producción Mm3	% sobre total	
YPF	13.058.693	30,4	15.058.616	32,0	15,3
TOTAL AUSTRAL	11.138.114	26,0	11.836.358	25,2	6,3
PAN AMERICAN ENERGY	5.521.871	12,9	5.386.162	11,5	-2,5
PETROBRAS ARGENTINA	2.658.629	6,2	582.446	1,2	-78,1
PLUSPETROL	1.935.118	4,5	1.573.337	3,3	-18,7
TECPETROL	1.289.718	3,0	4.003.486	8,5	210,4
YSUR ENERGÍA ARGENTINA	1.182.322	2,8	946.629	2,0	-19,9
PETROLERA LF COMPANY	913.469	2,1	361.404	0,8	-60,4
ENAP SIPETROL ARGENTINA	803.456	1,9	1.239.754	2,6	54,3
SINOPEC ARGENTINA	760.175	1,8	604.808	1,3	-20,4
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES (CGC)	746.279	1,7	1.603.064	3,4	114,8
PAMPA ENERGIA	-	-	1.097.918	2,3	-
Total país	42.905.533	93,2	47.021.182	94,2	9,6

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

- En febrero se inauguró la ampliación de la planta de deshidratación de gas, la que permite deshidratar 6,5 millones m³/d.
- En mayo se finalizó la construcción de un gasoducto con una extensión de 58 km y una capacidad de 18 millones m³/d, el cual permite inyectar la producción en el sistema troncal de Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A.
- En agosto se inauguró la Central Production Facilities (CPF) destinada al tratamiento de hasta 9,4 millones m³/d.

Al finalizar abril de 2017, primer mes completo luego del lanzamiento de la etapa de desarrollo, la producción de Fortín de Piedra promedió 600 mil m³/d y de allí en más se incrementó aceleradamente. Un año después, en abril de 2018, alcanzó un promedio de 4,6 millones m³/d: nada menos que un salto del 676%. En solo doce meses el yacimiento pasó a representar casi el 59% de la producción total de la empresa y el 3,6% de la producción nacional. En diciembre de 2018, último mes del período estudiado, Fortín de Piedra producía un promedio de 13,7 millones m³/d y, de esa manera, representó el 81% de la producción de Tecpetrol y el 10,7% del total país (ver **gráfico 1**).



De este modo, Fortín de Piedra pasó a ser el yacimiento de gas más importante del país al superar al bloque Carina, operado por Total Austral en las aguas profundas de Tierra del Fuego y que produce poco más de 10 millones m³/d. En el tercer lugar quedó Loma la Lata, el histórico yacimiento de YPF. Fortín de Piedra también se convirtió en el principal bloque productor de shale gas de Latinoamérica, dado que solo es superado por los campos no convencionales de Canadá y Estados Unidos. En cuanto a volúmenes de gas no convencional, el segundo bloque en importancia es Aguada Pichana Este, que opera Total con YPF, Wintershall y PAE (Río Negro, 2018).

Para concluir este apartado y dar paso al siguiente, es dable señalar que ahora el mercado local no solo está concentrado en pocas empresas, sino que también al menos una décima parte de la producción local depende de un solo yacimiento administrado por una operadora privada que basó su inversión productiva en un programa de transferencia de cuantiosos recursos públicos.

2) Transferencias públicas, rentabilidad extraordinaria

La articulación entre la intervención económica estatal y el desempeño económico-financiero de Tecpetrol tuvo a la transferencia de recursos públicos en forma directa como mecanismo de generación de una cuasi-renta de privilegio, es decir, el modo por el cual la empresa logró internalizar beneficios extraordinarios vinculados con el accionar del Estado (Castellani, 2008).

Ante todo, cabe recordar que una de las principales políticas económicas de la administración de Macri fue reducir el monto total de los subsidios a partir de un criterio centralmente fiscal: es así que las transferencias realizadas desde la cartera energética en 2016 totalizaron \$196 mil millones, en 2017 \$114 mil millones, y en 2018 \$129 mil millones²⁰. Este último es un incremento nominal del 13% interanual, pero muy por debajo de la inflación anual, dado que la variación del índice de precios al consumidor fue del 47,6% según el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

²⁰ Datos oficiales extraídos de <https://www.argentina.gob.ar/energia/transparencia/subsidios>.

Tecpetrol había sido beneficiaria en 2016 y en 2017 del Programa Estímulo a la Exportación de Petróleo Crudo Excedente, el cual se remontaba a la gestión anterior, con montos poco significativos: \$88 millones (0,045% del total de transferencias) y \$18 millones (0,02% del total), respectivamente. Por el contrario, YPF S.A. fue la petrolera más beneficiada con \$17 mil millones (8,7% del total) y \$8,5 mil millones (7,5% del total), respectivamente, a través del Plan Gas, el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida, Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo y Acciones Destinadas a Garantizar Condiciones de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido para Redes de Distribución. Hasta allí se deduce que los programas heredados de la gestión anterior estaban dirigidos a transferir recursos públicos prioritariamente a YPF.

Este enfoque fue revertido en forma rotunda en 2018. Tecpetrol fue la petrolera que recibió el mayor monto de transferencias como parte del programa Formulación y Ejecución de Política de Hidrocarburos, mediante la actividad Estímulos a la Producción de Gas Natural: más de \$2,9 mil millones, lo que significó el 2,3% del total. Para tener en cuenta la magnitud o importancia de dicho valor, Tecpetrol fue el tercer mayor beneficiario durante 2018 de las transferencias realizadas por la Secretaría de Gobierno, solo superada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) con \$100,9 mil millones (77,9% del total) y el Fideicomiso de Administración para Consumos Residenciales de GLP con \$6,7 mil millones (5,2% del total). En cambio, YPF recibió solamente \$255,2 millones (0,2% del total) y se colocó en el puesto 23º de un total de 162 beneficiarios. Asimismo, CGC S.A., otra de las empresas que fue beneficiaria de la Resolución 46/2017, recibió transferencias por casi \$1,7 mil millones (1,3% del total). Tal como advirtieron Canelo y Castellani, la configuración del MINEM conllevaba “altos riesgos de conflictos de interés y captura de la decisión estatal, en beneficio del poder económico o el interés sectorial, y en contra del bien público” (2017b: 21). En el caso de la transferencia de recursos públicos a nivel sectorial, queda expuesto a todas luces el cambio de orientación de la política pública: de privilegiar la actividad de la empresa controlada por el Estado a canalizar los recursos hacia operadoras privadas.

A continuación, se analizan distintos indicadores extraídos de los estados contables de la empresa que evidencian un cambio favorable en su rentabilidad como resultado de la adhesión del proyecto Fortín de Piedra al programa creado por la Resolución 46/2017. Como se podrá verificar, los números de la empresa en 2018 fueron sumamente positivos, a pesar de que la economía argentina atravesó una de sus peores crisis de los últimos años, con una caída del producto bruto interno del 2,6%, una devaluación del peso argentino del 105% (el dólar pasó de cotizar \$18,50 en enero a \$37,9 el 28 de diciembre) y una inflación, como se mencionó, del 47,6%.

Asimismo, a mediados de dicho año el gobierno de Macri firmó un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI) por un préstamo internacional récord para paliar la crisis económica y financiera. Las habituales recomendaciones del FMI con respecto al ajuste fiscal, en general, y al recorte de subsidios, en particular, condujeron a la imposición de un tope al volumen de la producción alcanzada por los beneficios del Programa, de acuerdo a las proyecciones realizadas por la empresa al momento de solicitar su adhesión. La empresa había previsto una producción promedio de 8,5 Mm³/d y, sin embargo, en septiembre de 2018 superó ampliamente esa marca. Igualmente, eso no impidió que Tecpetrol se hiciera de una rentabilidad extraordinaria.

Teniendo en cuenta el sustancial incremento de la producción de gas y su colocación en el mercado doméstico, cabe considerar, en primer lugar, las ventas: se incrementaron 486%, al pasar de cerca de \$4.955 millones en 2017 a \$29.030 millones en 2018. Particularmente, los ingresos por ventas de gas natural pasaron de \$2.794 millones a \$22.640 millones, un incremento del 704%, debido no solo a la variación del tipo de cambio y de la inflación, sino también al incremento en la actividad de Fortín de Piedra²¹. Si en 2017 el gas representaba el 56% de los ingresos totales, en 2018 representó el 77%. De los ingresos obtenidos por la venta de gas en 2018, \$5.085 millones corresponden al precio estímulo establecido por la

²¹ Según los estados contables, los ingresos correspondieron en un 42% a ventas a usuarios industriales, 37% a generadoras de energía eléctrica, 12% a licenciatarias del servicio de distribución y 9% al segmento de estaciones de gas natural comprimido (GNC).

Resolución 46-E/2017, lo que representa más del 22% total. La empresa estima que, de no haberse implementado el nuevo criterio de cálculo, el monto adicional que debería haber sido abonado por el Estado hubiese sido de \$5.655 millones²².

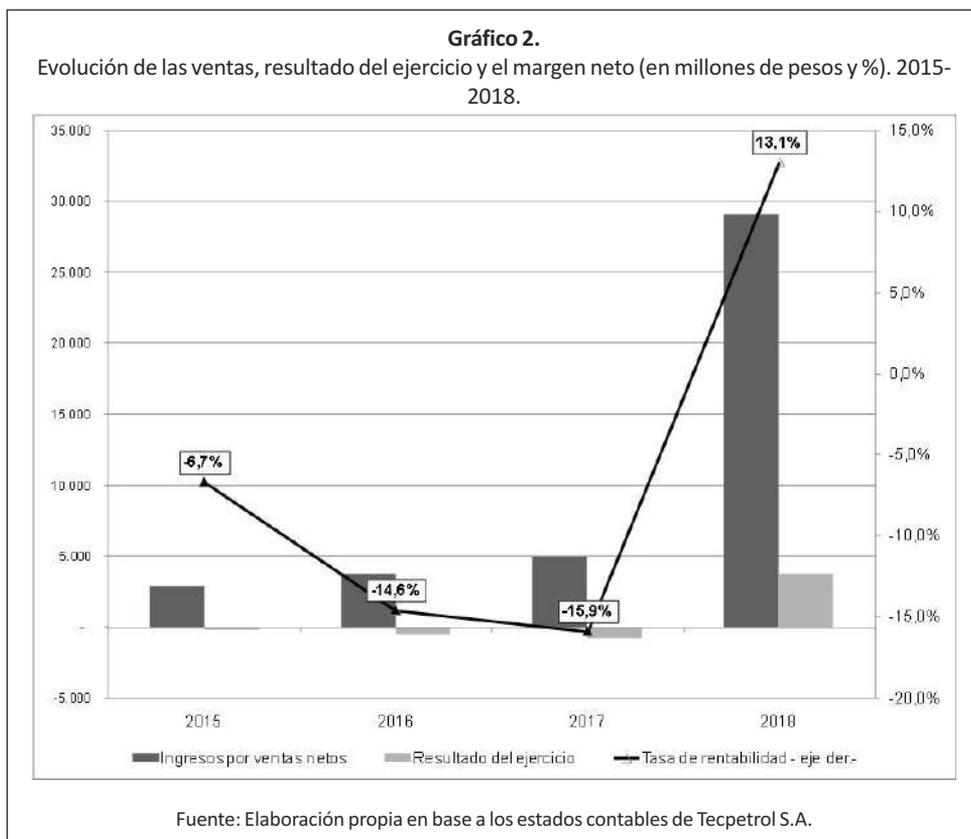
Cabe destacar que, al contrario de lo que esperaba el Gobierno, la brecha entre el precio efectivo y el precio mínimo garantizado por el Programa lejos estuvo de achicarse durante 2018. Según datos de la Secretaría de Energía²³, el precio promedio mensual ponderado por volumen del total de ventas de gas natural en el país tuvo un pico de 4,57 US\$/MMBTU en junio y un mínimo de 3,62 US\$/MMBTU en diciembre, frente al valor mínimo de 7,5 US\$/MMBTU establecido por la Resolución. Es decir que las erogaciones estatales para cubrir la diferencia variaron entre los 3 y 4 US\$/MMBTU, aproximadamente.

El notable aumento de sus ventas le permitió a Tecpetrol dar un salto meteórico dentro de la cúpula empresaria: mientras que en 2017 figuraba en el puesto 253 entre las empresas con mayor volumen de ventas del país según el ranking elaborado por la *Revista Mercado* (2019), en 2018 ocupó el puesto 73. Dentro del sector petrolero, quedó en el puesto 7, detrás de YPF (\$435.820 millones), PAE (\$149.785 millones), ENARSA (\$114.000 millones), Shell (\$95.840 millones), Axion Energy (\$78.902 millones) y Total Austral (\$33.800 millones).

En segundo lugar se evalúa el resultado operativo, es decir las utilidades de la empresa luego de deducir sus costos y gastos operacionales. Si en 2017 había sido deficitario en \$517 millones, en 2018 el signo se invirtió en forma considerable: arrojó un saldo positivo de \$5.499 millones. A la hora de evaluar la magnitud de esta cifra, dentro del sector energético, Tecpetrol se ubicó en el sexto lugar a pesar de su tamaño relativamente menor. Según datos de CEPA (2019), delante de ella

²² En la nota 32 de sus estados financieros, al 31 de diciembre de 2018 la empresa manifiesta que el 7 de febrero de 2019 presentó Recursos Jerárquicos contra el cambio de criterio adoptado por el Estado, al que considera “inconstitucional” debido a que afecta derechos adquiridos. A su vez, aclara que en los estados contables solo ha reconocido “aquellas compensaciones por las cuales existe una razonable seguridad de que serán abonadas por el gobierno nacional” y estima el monto adicional que debiera percibir.

²³ Datos obtenidos de <http://datos.minem.gob.ar/dataset/precios-de-gas-natural/archivo/50f8a2e1-96a1-4407-b036-718e73c0921d>.



quedaron: YPF (\$43.780 millones); Camuzzi Gas Pampeana (\$30.496 millones); Naturgy Ban S.A. (\$25.309 millones); Pampa Energía (\$25.113 millones) y Transportadora de Gas del Sur (\$14.257 millones).

En tercer lugar, se analiza el resultado del ejercicio, es decir, las utilidades luego del impuesto a las ganancias. También se verifica una reversión de signo: en 2017 había sido de -\$786,9 millones y en 2018 alcanzó utilidades por \$3.790 millones, lo que la ubicó en el puesto 37 entre las cien empresas que más ganaron en el país durante el año (Revista Mercado, 2019).

A partir de los datos precedentes, en cuarto lugar se calcula la tasa de rentabilidad, también conocida como margen neto, que es el cociente entre el resultado del ejercicio y el total de ventas. Entre 2015 y 2017, inclusive, la empresa había registrado tasas negativas (-6,7%, -14,6% y -15,9%). Por el contrario, el fuerte repunte de las ventas y de las utilidades en 2018 le permitió alcanzar una rentabilidad del 13,1%, lo que significa una mejora de 47 puntos porcentuales en términos interanuales (ver **gráfico 2**).

Conclusiones

La exposición de los resultados del proceso de investigación reflejó la articulación de los dos niveles de análisis señalados en la introducción que ahora conviene desglosar para llegar a algunas conclusiones.

En el nivel macro, se han podido observar condiciones favorables para la conformación de un APA en torno a Vaca Muerta. El estudio de las trayectorias de los funcionarios da cuenta de la colonización del MINEM, al menos en su primera nómina, por parte de las principales operadoras del sector que determinó una nueva orientación de la intervención económica estatal. Si el Plan Gas remuneraba la producción de todas las petroleras y de cualquier cuenca de acuerdo a su volumen, el Programa creado por la Resolución 46-E/2017 se focalizó en un principio en Vaca Muerta y posteriormente en la Cuenca Austral. A su vez, la transferencia de recursos públicos se volcó favorablemente hacia ciertas operadoras privadas en desmedro de YPF, empresa controlada por el Estado, lo que también pone en evidencia el sesgo antiestatal de dicha intervención. Además, el incremento de la concentración del mercado arroja como resultado un deterioro de la autonomía relativa del Estado frente al oligopolio petrolero.

En el nivel micro, el análisis tanto de la producción de gas natural como de los estados contables de Tecpetrol, permitió verificar el salto extraordinario que significó para la empresa el desarrollo del área Fortín de Piedra. En solo un año escaló al cuarto lugar entre las productoras de gas e ingresó a la lista de las primeras cien empresas de todo el país en cuanto a ventas y a la de las cincuenta empresas que más ganaron en 2018.

Si bien el otorgamiento de la concesión de 35 años bajo el esquema sancionado por la Ley 27.007 de 2014 y el nuevo régimen laboral de Vaca Muerta tuvieron una cierta contribución, fue la adhesión al Programa creado por la Resolución 46-E/2017 el verdadero factor de despegue productivo y económico-financiero de la empresa.

Resulta insoslayable remarcar que la Resolución salió publicada apenas veinte días antes del lanzamiento público de la etapa de desarrollo del proyecto. Curiosamente, la aprobación formal del proyecto se hizo en noviembre de 2017 para que entrara en vigencia al año siguiente, pero en marzo la empresa daba por descontado el trámite, cuya cristalización fue la realización del acto de lanzamiento en Casa Rosada con la presencia de las máximas autoridades nacionales. El rápido incremento de la producción del yacimiento denota la preexistencia de inmejorables condiciones productivas que exceden a los efectos de la Resolución 46. En otras palabras, la resolución no fomentó una inversión de riesgo en Vaca Muerta, sino que garantizó la rentabilidad de la empresa.

Con todo, es necesario matizar la hipótesis de trabajo: la imposición de un techo a los beneficios otorgados por el Programa, tras el recorte del gasto público auspiciado por el FMI, determinó un sostenimiento acotado del APA. La empresa dejó de percibir más de la mitad de los recursos que le hubieran correspondido de no haberse cambiado el criterio de cálculo y las inversiones comprometidas en Fortín de Piedra quedaron en suspenso. El diferendo entre el Gobierno y la empresa no se ha resuelto hasta la actualidad. En ese sentido, el 13 de mayo de 2019 Tecpetrol presentó una demanda judicial por \$2.500 millones en concepto de las bonificaciones que dejó de percibir por los meses de agosto, septiembre y octubre de 2018, más los intereses correspondientes. De todas maneras, la empresa seguía apostando a una salida negociada con el Estado (EconoJournal, 2019). El saldo más preocupante del diferendo es que al menos una décima parte de la producción de gas quedó supeditada a un solo yacimiento, cuyo volumen está directamente ligado a la disponibilidad de recursos públicos que ahora son escasos y que podría afectar el abastecimiento interno en el futuro inmediato.

Por último, queda la pregunta por el costo de producción de Fortín de Piedra para determinar el margen de ganancias obtenido por millón de BTU a partir de las ventas en el mercado interno y el precio mínimo establecido por el Programa. En ese sentido, rescatamos declaraciones del Director General de Desarrollo de Negocios de Tecpetrol, Ricardo Markous. El directivo afirmó que “no necesitar subvenciones tiene que ver con un *break even* (umbral de rentabilidad) que dependerá de varias condiciones: de bajar los costos, (de) que la infraestructura se desarrolle, de las condiciones macroeconómicas, (de) que haya demanda para no cerrar la producción en el verano”. Y agregó: “Nosotros calculamos que ese *break even* en un par de años podrá estar en US\$ 4 por millón de BTU” (Terzaghi, 2018). Como mínimo, se trata de un costo que estará por debajo de los US\$ 6 que el Programa aún le garantizará al proyecto en 2021.

Referencias bibliográficas

- Azpiazu, D., Basualdo, E., Khavisse, M. (2004). *El nuevo poder económico en la Argentina de los años ochenta*. Buenos Aires: Siglo XXI Editores.
- Barrera, M., Sabbatella, I., y Serrani, E. (2012). *Historia de una privatización. Cómo y por qué se perdió YPF*. Buenos Aires: Capital Intelectual.
- Basualdo, E., y Barrera, M. (2015). Las privatizaciones periféricas en la dictadura cívico-militar. *Desarrollo Económico*, 55(216), 279-304.
- Canelo, P., y Castellani, A. (2017a). *Informe de investigación N° 1. Perfil sociológico de los miembros del gabinete inicial del presidente Mauricio Macri*. Observatorio de las Elites Argentinas, Instituto de Altos Estudios Sociales, Universidad Nacional de San Martín. Recuperado de <http://www.unsam.edu.ar/institutos/idaes/observatorio-elites-argentinas/informeN1.pdf>.
- Canelo, P., y Castellani, A. (2017b). *Informe de investigación N° 2. Puerta giratoria, conflictos de interés y captura de la decisión estatal en el gobierno de Macri. El caso del Ministerio de Energía y Minería de la Nación*. Observatorio de las Elites Argentinas, Instituto de Altos Estudios Sociales, Universidad Nacional de San Martín. Recupe-

rado de <http://noticias.unsam.edu.ar/wp-content/uploads/2017/04/Informe-N2-Observatorio.pdf>.

Castellani, A. (2008a). Ámbitos privilegiados de acumulación. Notas para el análisis del caso argentino (1976-1989). *Revista Apuntes de Investigación del CECYP*, (14), 139-147.

Castellani, A. (2008b). Difusión de ámbitos privilegiados de acumulación en la historia argentina reciente. Análisis socio-histórico de la articulación entre intervención económica estatal y comportamiento empresario (1966-1989). *Sociohistórica* (21/22), 17-53. Recuperado de <http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/13550/1249-2472-1-PB.pdf;jsessionid=8CBFF32E82A3FCA88789DFA51237C5EB?sequence=1>

Castellani, A. (2009). La difusión de ámbitos privilegiados de acumulación en Argentina. Un análisis del ámbito generado en torno a la implementación del Plan Vial Trienal (1968-1970). *Serie Documentos de Investigación Social del IDAES*, 6. Recuperado de http://www.unsam.edu.ar/institutos/idaes/docs/DocIS_6_AnaCastellani.pdf.

Castellani, A., y Serrani, E. (2010). La persistencia de los ámbitos privilegiados de acumulación en la economía argentina. El caso del mercado de hidrocarburos entre 1977 y 1999. *H-Industri@: Revista De Historia De La Industria, Los Servicios Y Las Empresas En América Latina*, 1(6). Recuperado de <https://ojs.econ.uba.ar/index.php/H-ind/article/view/438>.

Castro, C. (2003). De la industrialización tardía europea a la sustitución de importaciones latinoamericana. Agostino Rocca y los primeros años de la organización Techint, 1946-1954. *Ciclos*, XIII(25-26), 119-144.

Castro, C. (2010). Desarrollo energético, Estado y empresa. Algunas cuestiones en torno a la construcción del gasoducto patagónico durante el primer peronismo. *América Latina en la Historia Económica*, (34), 160-190.

Centro de Economía Política Argentina (CEPA). (2019). *La crisis llegó a las grandes empresas. Análisis de variables económico-financieras de empresas seleccionadas para el periodo 2017-2018*. Recuperado de <https://www.centrocepa.com.ar/informes/165-la-crisis-llego-a-las-grandes-empresas-analisis-de-variables-economico-financieras-de-empresas-seleccionadas-para-el-periodo-2017-2018.html>.

Diez, M. a. (2019, junio). las mil empresas que más venden. Revista Mercado. Recuperado de <http://mercado.creativedog.agency/wp/wp-content/uploads/2019/07/0000092574.pdf>

Fortín de Piedra es el principal productor de gas del país. (12 de septiembre de 2018). Recuperado de <https://www.rionegro.com.ar/fortin-de-piedra-es-el-principal-productor-de-gas-del-pais-XJ5694541/>.

La provincia renegoció dos áreas con tecpetrol por us\$ 750 mil. (27 de abril de 2010). Recuperado de <https://www.lmneuquen.com/la-provincia-renegocio-dos-areas-tecpetrol-us-750-mil-n62862>.

Macri: Plan de explotación de Vaca Muerta. (11 de enero de 2017). Recuperado de <https://www.revistapetroquimica.com/macri-plan-explotacion-vaca-muerta-va-una-revolucion-del-trabajo-una-inversion-primer-ano-5000-m-us/>.

Premici, s. (12 de mayo de 2019). Vaca Muerte. Página/12. Recuperado de <https://www.pagina12.com.ar/193232-vaca-muerte..>

Sabbatella, I., y Burgos, M. (2017). La política energética de Cambiemos: del tarifazo de gas al retorno a las reglas de los noventa. En Burgos, M. (Comp.), *El Nuevo modelo económico y sus consecuencias*. Buenos Aires: Ediciones del CCC.

Techint invierte US\$ 2.300 millones para extraer gas de Vaca Muerta. (23 de marzo de 2017). Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2017/03/techint-invierte-us-2-300-millones-para-extraer-gas-de-vaca-muerta/>.

Tecpetrol presentó en la Justicia una demanda millonaria por los subsidios al gas. (13 de mayo de 2019). Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2019/05/tecpetrol-presento-en-la-justicia-una-demanda-millonaria-por-los-subsidios-al-gas/>.

72

Terzaghi, V. (10 de octubre de 2018). Tecpetrol: “Hay 20 Fortín de Piedra más”. *Diario Río Negro*. Recuperado de <https://www.rionegro.com.ar/tecpetrol-hay-20-fortin-de-piedra-mas-YL5827346/>.

Ventura, A. (29 de junio de 2012). La Corte suspende la reversión de áreas petroleras de Petrobras. *La Nación*. Recuperado de <https://www.lanacion.com.ar/economia/la-corte-suspende-la-reversion-de-areas-petroleras-de-petrobras-nid1486103>.