
La producción hidrocarburífera en 2018: los subsidios como respirador artificial

Marco Kofman y Facundo López Crespo

Marzo de 2019

I. Introducción

La matriz energética argentina es, esencialmente, fósil dependiente. En la oferta de energía primaria, el petróleo tiene una participación del 31% y el gas del 51%. En este sentido, si queremos avanzar en la comprensión del sector energético, debemos estudiar la dinámica productiva del petróleo y el gas de los últimos años y su relación con la política sectorial desplegada.

Al analizar la dinámica reciente de la producción hidrocarburífera se destacan dos momentos disruptivos. El primer salto productivo se dio en 2014, basado en el petróleo y protagonizado por YPF, en su asociación con Chevron; mientras que el segundo se explica por el boom del *shale gas* en 2018, y en particular, por la producción de Tecpetrol.

Un factor central para comprender este último salto ha sido el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”. En 2018, la extracción en las áreas que recibieron subsidio creció entre enero y diciembre de 1,93 a 19,41 MMm³/d, mientras que en aquellas que no entraron en el programa la incrementaron muy levemente. Así, en diciembre de 2018 las áreas subsidiadas representaron el 70% del total producido, mientras que en enero del mismo año sólo explicaban el 20%.

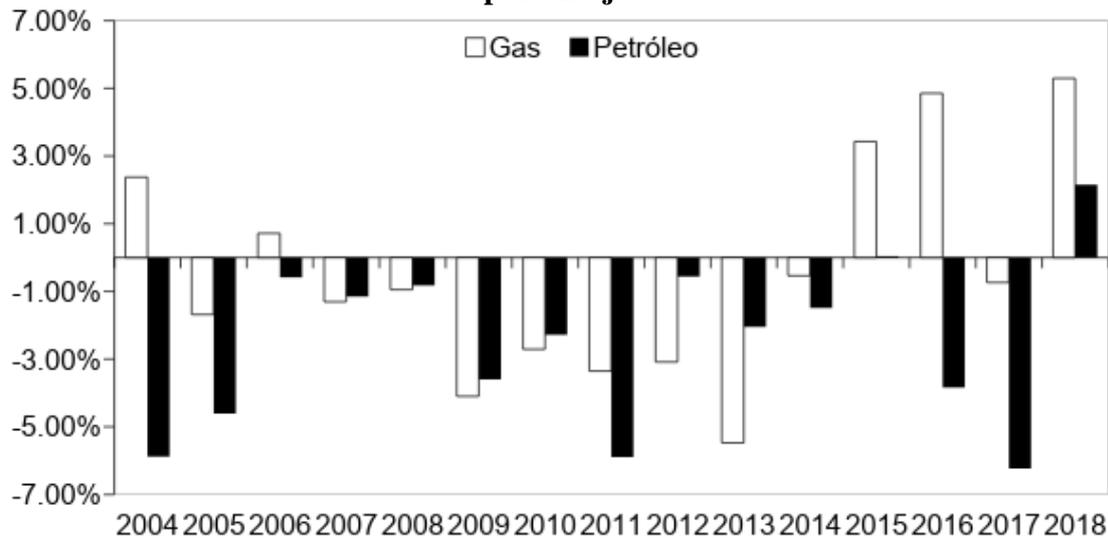
Entre las áreas subsidiadas, la mayor contribución al aumento de producción provino de Fortín de Piedra, un área explotada por Tecpetrol. En 2018 esta compañía percibió el 57% del presupuesto destinado al programa de estímulo, y se posicionó como la 3er mayor productora de gas del país –detrás de YPF y Total-, desplazando a Pan American Energy. A principios de 2019 el gobierno cambió la base de cálculo utilizada para la liquidación del subsidio, y esta decisión abrió un conflicto legal con Tecpetrol que ha puesto en duda sus planes de inversión futura en Vaca Muerta.

El presente informe analiza de qué modo las marchas y contramarchas de la política energética han moldeado la dinámica productiva del sector hidrocarburífero en los últimos años, y aporta elementos para comprender qué perspectivas se abren a partir de 2019.

II. Evolución de la producción de petróleo y gas. El rol de los no convencionales

Como se observa en el Gráfico N° 1, el 2018 ha sido un año en que la actividad hidrocarburífera mostró un crecimiento históricamente elevado. En el caso del gas, el incremento de la producción respecto a 2017 fue del 5,29%, y hay que remontarse al 2003 para observar un aumento mayor. En el caso del petróleo, el aumento fue de 2,15%, la mayor variación registrada desde 1998.

Gráfico N° 1. Variación anual de la producción de gas y petróleo, 2004-2018. En porcentajes.



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

El hito descripto cobra mayor preponderancia si se considera que la dinámica de estas dos fuentes energéticas en los últimos años se ha caracterizado por un profundo deterioro productivo. Esta situación llevó a que rápidamente se reduzcan los saldos exportables de energía obtenidos en la década de los noventa y en 2011, por primera vez después de un largo período, la importación de energía y combustibles superó a la exportación. Por la restricción de divisas que comenzó a sufrir la economía, y sigue sufriendo, el gobierno nacional procuró revertir el declive energético y se sancionó en 2012 la Ley de Soberanía Hidrocarburífera en la que se declaró que el logro del autoabastecimiento energético era un objetivo prioritario. A su vez, con el fin de avanzar sobre tal objetivo, en la ley se dispuso la expropiación del 51% de las acciones que el grupo español Repsol poseía en YPF. La justificación de la expropiación se apoyó en responsabilizar al grupo español por la baja inversión de YPF y vincular el magro desempeño productivo de la empresa con el mal desempeño general del sector.

El cambio de la conducción de YPF, junto al diseño de una política que significó una clara señal de precios para las empresas del sector, revirtió la tendencia a la caída de la actividad hidrocarburífera¹. Con lo cual, para el año 2015 la variación interanual de la producción de gas y petróleo fue positiva.

El gobierno que inició su mandato a finales de 2015 revisó la política sectorial desplegada hasta entonces y buscó propiciar un nuevo comportamiento productivo para el sector. La nueva estrategia sectorial se estructuró sobre una política de precios caracterizada por referenciar el precio local del gas y del petróleo con las cotizaciones vigentes en sus respectivos mercados internacionales.

En el caso del petróleo, la modificación en la determinación del precio tuvo un efecto directo sobre su devenir productivo. Hacia finales del 2015 el precio local era mayor al internacional, por lo cual, la alineación de estos implicó una marcada

¹ Para ampliar sobre este tema ver: García Zanotti, Gustavo; Kofman, Marco y López Crespo, Facundo (2016), Informe Económico: Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina. Disponible en: <http://www.ejes.org.ar/InformeTransferencias.pdf>

reducción de la retribución económica del productor local, que motivó que la producción caiga en 2016 (-3,84%) y en 2017 (-6,23%). En 2018, debido a la recuperación de la cotización internacional la producción de petróleo se recuperó (+2,15%). De tal manera, actualmente la producción local de petróleo está directamente vinculada con las oscilaciones de su precio internacional.

En el caso del gas no hay un mercado internacional desarrollado, como sí ocurre con el petróleo, por la dificultad que implica su transporte. Este factor lleva a que no existe, entonces, una cotización internacional de referencia. Sin embargo, la posibilidad de importarlo existe y a esta fuente de abastecimiento se recurre desde 2004, cuando ante las restricciones en la oferta local comenzó a importarse gas de Bolivia. Inclusive, por la profundización de estas restricciones, desde 2008 las compras al país vecino se complementan con la importación de GNL (Gas Natural Licuado). En 2016, el área de Energía del gobierno de Cambiemos, encabeza por Juan José Aranguren, trazó un “sendero” de aumentos paulatinos del precio del gas previendo que su nivel se ubique en 6,80 USD/MMBTU hacia octubre de 2019². El valor de este precio objetivo se correspondía con el precio al que se importaba GNL al momento de la formulación del “sendero”.

La alineación con este precio internacional en el caso del gas implicó una variación del precio local diferente al descrito para el caso del petróleo, ya que al inicio de esta política su precio interno (2 USD/MMBTU) se encontraba por debajo del precio del GNL. Es decir, la introducción del “sendero” implicó que el productor comience a recibir un precio mayor pagado por la demanda. Sin embargo, esto no se plasmó necesariamente en una mejora económica para el productor ya que el aumento del precio fue compensado con la reducción de los subsidios percibidos.

En el marco de la política diseñada para la recuperación productiva, desde 2013 a través del programa Plan Gas, el productor de gas comenzó a recibir subsidios. El programa, que se extendió hasta 2017, se diseñó para estimular a aquellas empresas que logren revertir la tendencia decreciente de su producción. Además, se contempló que en caso de que la demanda de gas pague un precio mayor, sean ajustados los subsidios transferidos al productor. Por lo tanto, en 2016 y 2017, la aplicación del “sendero” no mejoró los ingresos de los productores pero sí permitió lograr un ahorro fiscal³. La contracara del ahorro fiscal fue la dolarización de las tarifas de gas y electricidad y sus revisiones periódicas para trasladar los aumentos del precio del gas previstos en el “sendero”⁴.

² USD/MMBTU: Dólar por millón de BTU (Unidad Térmica Británica). Es la unidad, entre otras, con la que se referencia el precio del gas.

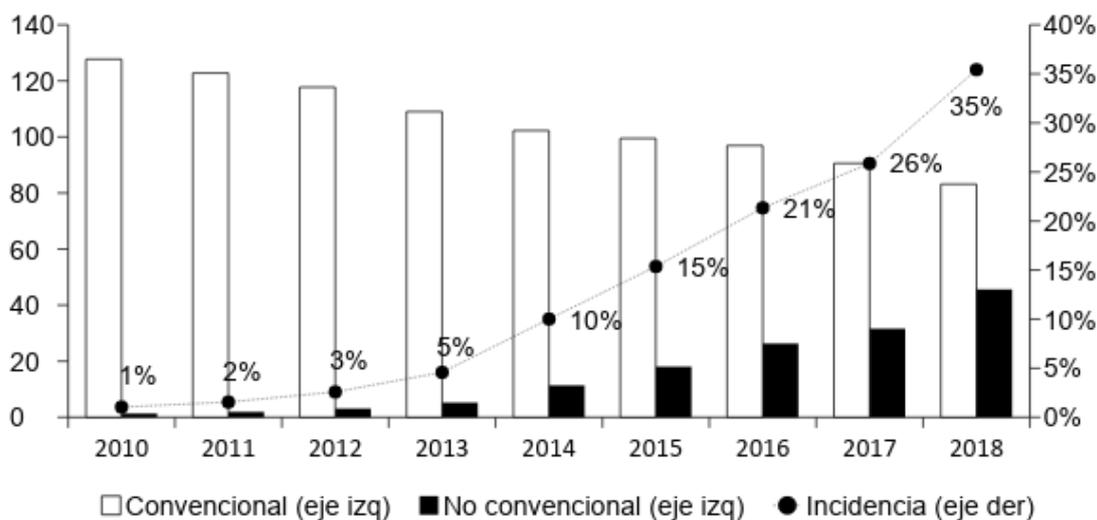
³ El sendero también potenció el ajuste fiscal por el lado del ahorro en subsidios a la importación de gas. Estos subsidios, aún vigentes, cubren la diferencia entre el precio de importación y el precio local del gas. Por lo tanto, el incremento en el precio del gas redundó en menos subsidios a la importación. Cabe resaltar que el precio al que se importa gas está concatenado con el precio internacional del petróleo. Con lo cual, tanto la aplicación del sendero como la caída del precio internacional del petróleo fueron factores que explicaron la baja de los subsidios a la importación.

⁴ El precio del gas es una variable clave en la determinación del costo de la generación de electricidad ya que el 70% de la electricidad es generada mediante la combustión del gas.

Con relación a la dinámica productiva de los hidrocarburos, en los últimos años han tenido un rol especial los no convencionales⁵. Esto se debe a que la producción convencional ha ido mermando año a año mientras que la producción no convencional mostró el comportamiento contrario. Aunque existió un desarrollo previo, en 2014 comienza a utilizarse el “fracking” a gran escala como técnica de extracción. Por su rápida expansión, actualmente los hidrocarburos no convencionales tienen un importante peso en el sector y las empresas hidrocarburíferas han ido canalizando mayores inversiones a la extracción no convencional al tiempo que disminuyeron la inversión en explotaciones convencionales.

La mayor incidencia del no convencional sobre la producción total se observa fundamentalmente en el caso del gas. Como lo muestra el Gráfico N° 2, entre 2013 y 2018 la participación del gas no convencional en la producción total del hidrocarburo pasó del 5% al 35%. La empresa pionera en el desarrollo del gas no convencional fue YPF, seguida posteriormente por otras empresas (Total y Pan American Energy, entre otras). Sin embargo, en 2018 se observa una considerable pérdida de gravitación de YPF en manos de otras empresas que, aunque tienen una larga trayectoria en el sector, previamente habían realizado una baja o nula inversión en gas no convencional. Sus ingresos estuvieron directamente vinculados con el reemplazo del Plan Gas por un nuevo programa que fomentó la entrada de nuevos actores.

Gráfico N° 2. Gas: Evolución de la producción según método de extracción e incidencia del no convencional en el total producido, 2010-2018. En millones de metros cúbicos diarios y porcentajes.



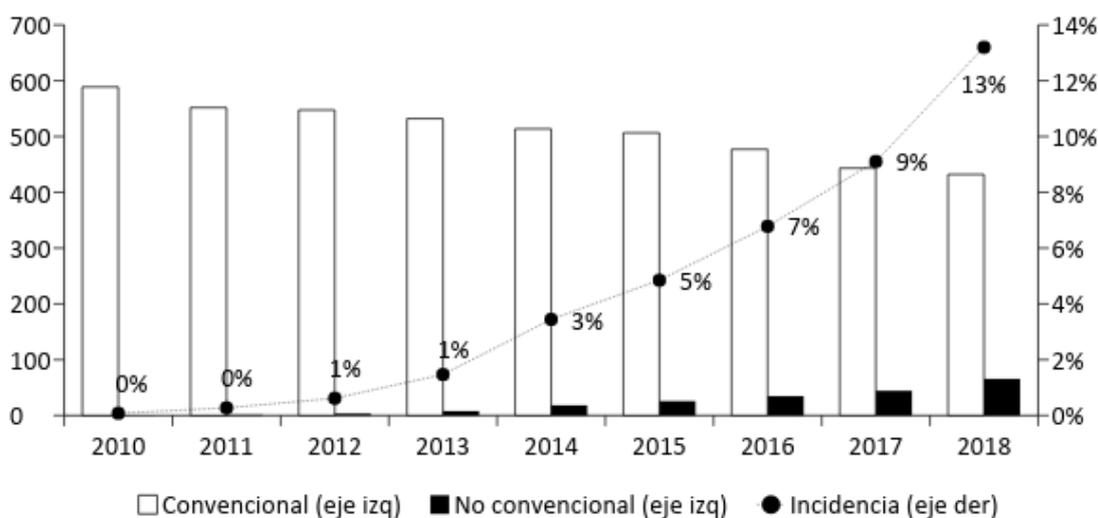
Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

En el caso del petróleo, como lo refleja el Gráfico N° 3, por un lado, la caída de la producción convencional es menos abrupta y, por otro, el no convencional tuvo un

⁵ Los hidrocarburos no convencionales son aquellos extraídos de reservorios caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido emigre naturalmente y por lo cual la producción resulta posible únicamente mediante el empleo de la fractura hidráulica. A esta técnica de extracción, también se la denomina “fracking”. Los hidrocarburos no convencionales pueden ser definidos como de “shale” o “tight”. La diferencia entre ambos se vincula con el grado de impermeabilidad de la roca en el que se encuentran los hidrocarburos, presentando la roca del primero una mayor impermeabilidad que la del segundo. Por lo tanto, se habla de: shale gas, tight gas, shale oil y tight oil según el hidrocarburo no convencional en cuestión y la característica de la roca de la cual es extraído.

dinamismo menor. En este caso, entre 2013 y 2018 la incidencia del no convencional en el total producido creció del 1% al 13%. También fue YPF la primera empresa en comenzar a explotar el petróleo no convencional pero con la particularidad de que lo hizo de manera asociada con la multinacional norteamericana Chevron. Producto del acuerdo celebrado en 2013 y aún vigente, se inició el desarrollo del área Loma Campana. Desde 2015, YPF volvió a replicar el esquema de asociación, también con una multinacional, la petrolera malaya Petronas, para el desarrollo del área La Amarga Chica. Actualmente no existen otras áreas con un nivel de actividad equiparable al de las dos mencionadas.

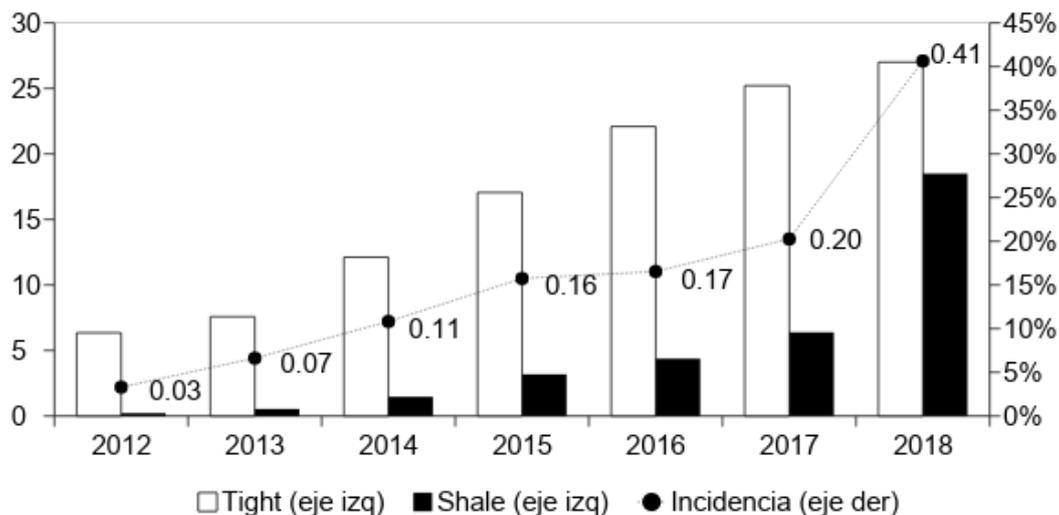
Gráfico N° 3. Petróleo: Evolución de la producción según método de extracción e incidencia del no convencional en el total producido, 2010-2018. En millones de barriles diarios y porcentajes.



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

En el gas no convencional, se destaca la diferencia entre la trayectoria recorrida por el tight y por el shale. Como se observa en el Gráfico N° 4, hasta 2017 el crecimiento del no convencional fue explicado principalmente por el tight, sin embargo, en 2018 se produce un agotamiento en su desarrollo y el shale explica la continuación de su avance. Por la aceleración de su crecimiento, en 2018 el shale ganó más de veinte puntos de participación en la producción total no convencional pasando a explicar el 41% de la oferta total.

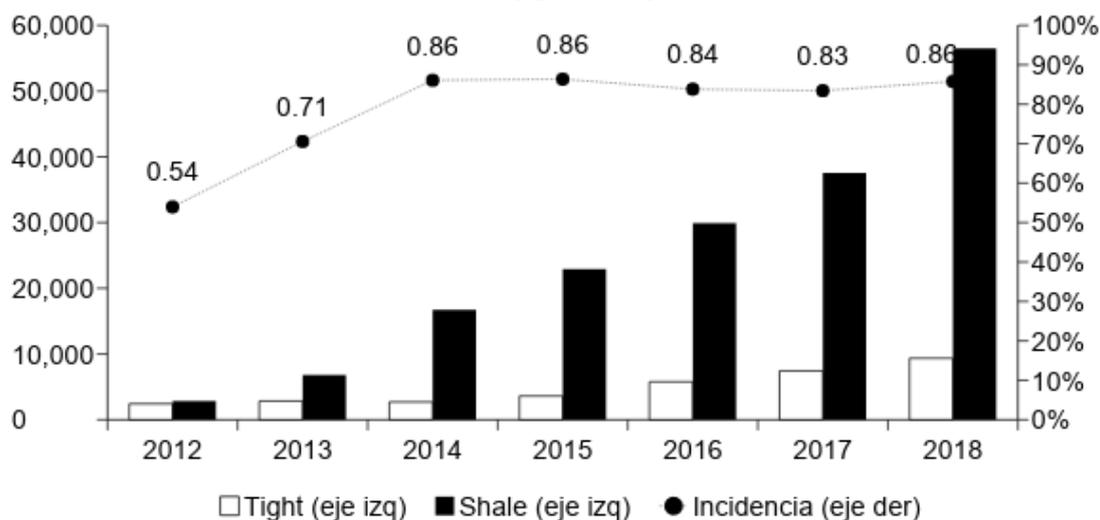
Gráfico N° 4. Gas no convencional: Evolución de la producción de tight y de shale e incidencia del shale en el total no convencional, 2012-2018. En millones de metros cúbicos diarios y porcentajes.



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

Por el lado del petróleo no convencional, no se observa un cambio de patrón de crecimiento entre el shale y el tight. Como se observa en el Gráfico N° 5, existe un claro predominio del primero que despegó en 2014 y a partir de ese año su participación se mantiene constante en torno al 85% de la producción no convencional. Justamente, los dos proyectos de inversión que lleva adelante YPF con sus dos asociadas se centran en el shale.

Gráfico N° 5. Petróleo no convencional: Evolución de la producción de tight y de shale e incidencia del shale en el total no convencional, 2012-2018. En millones de metros cúbicos diarios y porcentajes.

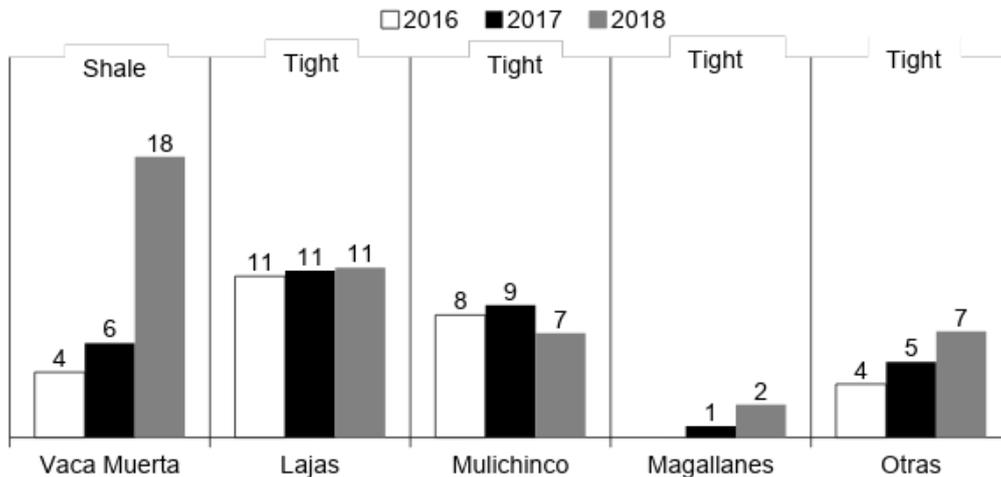


Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

Retomando la dinámica productiva del gas no convencional, y discriminando su evolución por formación, vuelve a quedar de manifiesto la diferencia entre la dinámica productiva del shale y del tight. Como se observa en el Gráfico N° 6, la producción en Vaca Muerta, única formación con una producción considerable de shale, se triplicó en 2018, mientras que en las dos formaciones más importantes de tight (Lajas y

Mulichinco) en ese año se produjo un amesetamiento. Sin embargo, en 2017 se destaca el inicio de la explotación de la formación Magallanes de la Cuenca Austral, llevada adelante exclusivamente por Compañía General de Combustible (CGC), empresa favorecida por el nuevo programa.

Gráfico N° 6. Gas no convencional: Evolución de la producción por formación, 2016-2018. En millones de metros cúbicos diarios.



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

Nota: La vinculación entre cada formación y el tipo de no convencional imputado, resulta de considerar que el 99,85% del shale gas en 2018 se extrajo en Vaca Muerta. A su vez, también es en esta formación en la que únicamente se extrae shale oil.

Para el caso puntual de Vaca Muerta, se observa que la formación da un primer salto productivo en 2014 a través de la explotación del shale oil. La explotación del shale gas, aunque crece, no logra despegar hasta 2018, explicando el segundo salto productivo de Vaca Muerta.

Así, el primer salto productivo se basó en el petróleo y el segundo caso el gas. Pero además existe una segunda diferencia vinculada al cambio en el actor que lideró cada salto: mientras que el boom del shale oil en 2014 lo explica YPF, en su asociación con Chevron, el boom del shale gas en 2018 lo explica, principalmente, Tecpetrol.

III. La vinculación de los subsidios con la dinámica productiva de Vaca Muerta

La empresa petrolera de Paolo Rocca comenzó a invertir en Vaca Muerta en 2017 tras la aprobación por parte del ex MINEM (Ministerio de Energía y Minería) del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”. El estímulo consistía en garantizar a través de subsidios, en aquellas áreas de gas no convencional aprobadas para adherirse al programa, un precio por la producción obtenida definido en: 7,50 USD/MMBTU para 2018; 7,00 USD/MMBTU para 2019; 6,50 USD/MMBTU para 2020; y 6,00 USD/MMBTU para 2021⁶. Se proyectó que el precio estímulo decreciente converja con

⁶ En total hay aprobadas ocho áreas, algunas de ellas no integran la formación Vaca Muerta. Además, aquellas áreas incluidas pero que cuenten con producción inicial únicamente reciben precio estímulo por la producción que supera a la inicial. Por producción inicial, el programa define que es la producción media mensual obtenida entre los meses de julio de 2016 y junio de 2017. Por esta condición se analiza que el espíritu del programa es promover nuevas inversiones en gas no convencional, es decir, inversiones en áreas que no cuenten con producción inicial.

el precio creciente que correspondía que pague la demanda por la aplicación del sendero, por lo tanto, con el paso del tiempo los subsidios disminuirían.

En la Tabla N° 1 se refleja el impacto que tuvo este programa en Vaca Muerta durante 2018. En efecto, resultó ser un factor central a la hora de explicar la dinámica productiva de cada una de las áreas presentes en la formación. Si las mismas se agrupan según su posición frente al programa, se observa que, en conjunto, la producción de las que recibieron subsidios creció entre enero y diciembre de 1,93 a 19,41 MMm³/d, respectivamente⁷. Esta variación exponencial se contrasta con la relativa estabilidad productiva de aquellas áreas que no recibieron subsidios. En el mismo período de tiempo, la producción de estas pasó de 7,21 a 8,19 MMm³/d.

La marcada diferencia entre ambas dinámicas tuvo su correlato en la participación de cada uno de estos grupos de áreas en la producción total de gas de Vaca Muerta a lo largo del 2018. El grupo con subsidios ha ido ganando preponderancia en la formación mes a mes. Es así como, mientras que en enero del 2018 este grupo explicó cerca del 20% de la producción total, en diciembre del 2018 la participación del grupo creció al 70% del total.

Si nos concentramos en el grupo de áreas con subsidios la principal causa del crecimiento es Fortín de Piedra. Aunque otras áreas también han tenido avances importantes (Aguada Pichana Este y Aguada Pichana Oeste), ninguna mostró el grado de desarrollo de Fortín de Piedra. Su explotación, llevada adelante por Tecpetrol, le ha permitido aportar exactamente la mitad del gas extraído en Vaca Muerta en diciembre de 2018.

A su vez, debido al desarrollo de Fortín de Piedra, en diciembre de 2018 la participación de la empresa en la oferta total de gas (convencional y no convencional), en términos interanuales, creció del 4% al 14%. Los diez puntos de crecimiento le permitieron a la compañía de Paolo Rocca desplazar en el ranking de las principales empresas productoras de gas a actores de gran peso como Pan American Energy (PAE). Actualmente se encuentra en el tercer puesto, detrás de YPF (primera) y Total (segunda).

En el grupo de áreas sin subsidios, resaltan dos áreas operadas por YPF: El Orejano y Loma Campana. La primera de ellas es explotada desde 2015 bajo la modalidad de asociación, y fue la tercera desplegada por YPF en Vaca Muerta. Al igual que en Loma Campana y en La Amarga Chica, el acuerdo fue celebrado con una multinacional: la empresa petroquímica norteamericana Dow Chemical. YPF pidió la inclusión de El Orejano para que reciba precio estímulo, pero su solicitud no tuvo respuesta. Por este motivo, entre otros, la empresa resultó ser la menos favorecida por el programa. YPF era la empresa que más había invertido hasta 2017 en Vaca Muerta y en gas no convencional. Su liderazgo perdió fuerza por el programa de subsidios centrado en alentar nuevas inversiones en gas no convencional.

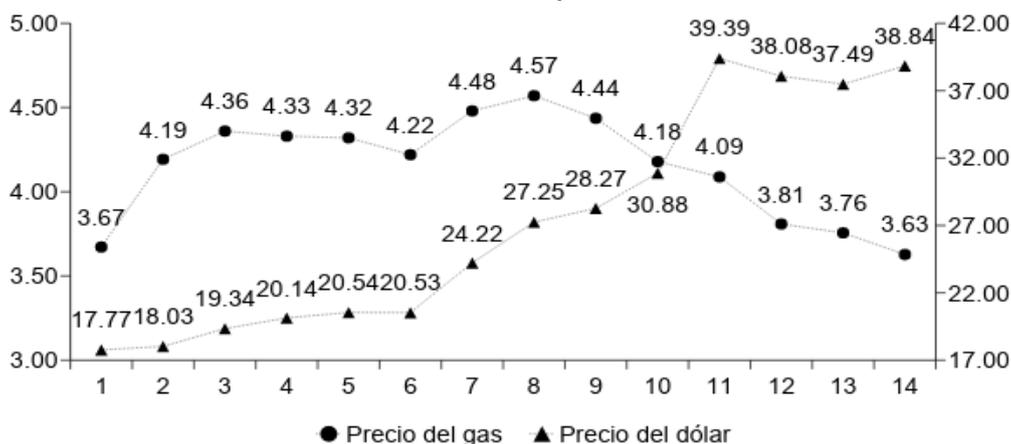
⁷ MMm³/d: Millón de metros cúbicos por día. Es la unidad, entre otras, en la que se referencia la producción de gas.

Las principales nuevas inversiones motorizadas por el programa fueron las ejecutadas por Tecpetrol en Fortín de Piedra y CGC en Campo Indio⁸. Por los niveles de desarrollo alcanzados en sus respectivas áreas, sobre todo en la primera, y por no haber producción inicial que descontar para la determinación del subsidio, estas empresas fueron las dos que mayor participación tuvieron en el presupuesto destinado a afrontar los gastos del programa. Según estimaciones propias, en 2018 Tecpetrol acaparó el 57% y CGC el 16% del presupuesto total⁹.

Recientemente se han introducido importantes cambios al programa que, sin dudas, alterarán el comportamiento del sector. Estas modificaciones obedecen a que este está siendo ejecutado en un escenario diametralmente opuesto al proyectado al momento de su formulación. El precio al que se está comercializando el gas actualmente dista de ser aquel que se había proyectado en 2016. En aquel momento se esperaba, por un lado, que la demanda de gas pague un precio creciente en relación al “sendero” impuesto en miras de alcanzar los 6,80 USD/MMBTU en octubre de 2019 y, por el otro, que el precio estímulo decrezca año a año. Por lo tanto, se descontaba que los dos precios irían convergiendo de tal manera que la participación del Estado en el financiamiento del precio estímulo sea cada vez menor.

El “sendero” del precio del gas pudo ser aplicado mientras se mantuvo una relativa estabilidad cambiaria. En el Gráfico N° 7 se observa que la devaluación de 2018 llevada adelante para licuar la demanda de dólares en vista de corregir los desequilibrios externos significó, entre otras cosas, el fin de este “sendero”. El precio del dólar se duplicó, lo que sumado a un contexto de fuertes cuestionamientos sociales sobre los “tarifazos”, obligó al Ejecutivo a bajar paulatinamente a partir de julio de 2018 el precio en dólares del gas. La caída acumulada a diciembre es del 21% y pareciera ser que aún no terminó de acomodarse a la nueva paridad cambiaria.

Gráfico N° 7. Evolución del precio del gas y del dólar, nov 2017-dic 2018.
En USD/MMBTU y en \$/USD



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía y Banco Central de la República Argentina.

⁸ Área ubicada en la provincia de Santa Cruz, en la Cuenca Austral, en la formación Magallanes (ver Gráfico N° 6). En 2018 la producción entre enero y diciembre creció de 1,54 a 2,80 MMm3/d.

⁹ Para el cálculo efectuado no se ajustó el volumen de producción de Fortín de Piedra. Como se verá luego, en el marco de las revisiones encaradas recientemente por la cartera de Energía, se procedió a ajustar retroactivamente desde abril el volumen con subsidio de esta área.

En carácter de hipótesis, puede plantearse que el Gobierno nacional desistió del “sendero” para evitar las consecuencias que su continuidad traía aparejadas. Su persistencia hubiese implicado que el gobierno tenga que aumentar los subsidios energéticos, o bien, convalidar subas de tarifas de electricidad y gas más altas que las finalmente autorizadas¹⁰. Ambas alternativas se topan con límites políticos. La primera de ellas es contraria a la meta del ajuste fiscal, es decir, del equilibrio fiscal primario convenido con el FMI para el 2019. En tanto la segunda, es problemática porque los “tarifazos” representan uno de los principales factores explicativos de la pérdida de gobernabilidad que sufre Cambiemos desde el triunfo alcanzado en las elecciones legislativas de octubre de 2017. En relación a este último punto, es significativo el acuerdo alcanzado por el Congreso para declarar la Emergencia Tarifaria en mayo de 2018 mediante una ley que el Ejecutivo tuvo que vetar para continuar con los reajustes tarifarios.

La caída del precio en dólares que paga la demanda hace necesario un mayor subsidio para completar el precio estímulo. Por lo tanto, en el marco de la fuerte restricción fiscal, impuesta por el acuerdo con el FMI, la Secretaría de Gobierno de Energía recientemente revisó el programa con la intención de contener sus erogaciones. Como primera medida decidió que las áreas pendientes de aprobación para su inclusión al programa finalmente no sean aceptadas. En una segunda instancia, y tal vez la de mayor impacto, resolvió que, para las áreas incluidas, la liquidación de los subsidios será realizada considerando la producción proyectada, en vez de la efectiva como venía ocurriendo. Es decir, la nueva base de cálculo utilizada para la liquidación será la producción que las empresas anticiparon en sus áreas respectivas cuando solicitaron la inclusión al programa.

Esta última medida afecta directamente a Tecpetrol ya que el nivel de actividad de Fortín de Piedra fue mayor al proyectado por la empresa. Esto determinó que se paguen mayores subsidios a los proyectados por el gobierno no solo por la inesperada declinación del precio del gas, sino también, porque la empresa que concentra estos beneficios subestimó la producción a alcanzar en el área. Según fuentes periodísticas, la producción proyectada por Tecpetrol fue de 8,50 MMBTU/d, volumen inferior a la producción de diciembre de 2018 (13,80 MMBTU/d). Inclusive, antes de los recortes anunciados, se esperaba que la producción efectiva continúe creciendo hasta alcanzar los 20 MMBTU/d.

Actualmente la empresa rechaza la modificación porque entiende que no se ajusta a la resolución del programa, ya que en la misma no se hace mención a ningún tope a aplicar a la producción de referencia para la liquidación de los subsidios. A través de una nota enviada a la CNV (Comisión Nacional de Valores) el 30 de enero, la empresa informa que para los pagos de los subsidios correspondientes a los meses de abril, mayo, junio y julio de 2018 se consideró la producción efectiva y no la proyectada, y

¹⁰ Como fue indicado, el precio del gas es una variable de relevancia en la determinación del costo de generación de electricidad. A través de los subsidios se evita que el costo total de generación sea trasladado a la tarifa eléctrica. Por lo tanto, los aumentos en el precio del gas que no son compensados por mayores subsidios incrementan la tarifa eléctrica. El subsidio a la generación eléctrica representa una cuantiosa erogación para el Estado nacional. Según fuentes de ASAP (Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública), su participación en el presupuesto total destinado a los subsidios energéticos fue del 55% en 2018, superando al gasto efectuado en los subsidios a la importación y a la producción de gas.

que el cambio de criterio, retroactivo a abril, le significa un menor pago por \$ 5.665 millones para todo el 2018. También advierte, primero, que la modificación no tiene sustento jurídico y por tanto analiza los cursos legales a seguir y, segundo, que el nuevo criterio afecta los planes de inversión futura en Fortín de Piedra. En relación a esto último, en la nota citada, la empresa aduce que “Este cambio de criterio impacta negativamente el flujo de fondos de la Sociedad, por lo que [...] en el día de la fecha el Directorio de la Sociedad ha instruido a la Dirección General de la Compañía a revisar los términos del Plan de Desarrollo del área Fortín de Piedra oportunamente aprobados, a fin de readecuar el flujo de fondos al nuevo escenario y mejorar sus indicadores financieros”¹¹.

IV. Reflexiones finales

El 2018 ha sido un año caracterizado por la recesión económica y casi todos los sectores presentaron magros indicadores de actividad. El sector hidrocarburífero fue de una las pocas excepciones. Vaca Muerta ha sido el motivo principal de este atípico comportamiento. Sin embargo, la caída del precio del gas que aún no encuentra piso sugiere que será difícil que en 2019 se repita el crecimiento de la producción gasífera, y que para el corriente año deba esperarse, como mínimo, una ralentización de su crecimiento.

Por otra parte, resulta paradójico el conflicto desatado entre el Gobierno nacional y Tecpetrol. Desde un inicio, una de las aristas de la política energética del gobierno se centró en fomentar el ingreso de nuevas empresas a Vaca Muerta. Así, el segundo salto productivo que logró la formación en 2018 no tuvo como actor protagónico a YPF, como sí ocurrió en el primero, sino por el contrario a Tecpetrol, un actor emergente en Vaca Muerta. El gobierno favoreció a la empresa financiando sus inversiones por medio de subsidios. Pero en la actual coyuntura y por la decisión subordinar la política económica al cumplimiento de las metas fiscales, el Gobierno decidió modificar la política sectorial reduciendo estos mismos subsidios, atacando los intereses de la misma empresa que él mismo había impulsado tan férreamente.

Sin embargo, por la importancia que adquirió Tecpetrol en Vaca Muerta, la empresa tiene ahora una fuerte capacidad de presión sobre la política energética. El propio actor que el gobierno promovió puede ahora ejercer su poder económico en contra de las últimas medidas ejecutadas en la materia.

La principal ventaja de Tecpetrol para que la resolución del conflicto generado por el cambio de criterio en el otorgamiento del subsidio se resuelva acorde con sus intereses no se apoya en un potencial fallo judicial favorable sino más bien en que es uno de los pocos actores que ha motorizado la inversión en Vaca Muerta. Tecpetrol explica la mitad de la extracción de gas de Vaca Muerta (a valores de diciembre de 2018), y por tanto, en caso que la empresa efectivamente ajustes sus inversiones, el nivel de actividad en la formación va a verse afectado.

¹¹ Según sus balances contables al 30-09-2018, los ingresos por los subsidios que la empresa percibió por la extracción de gas representaron el 34% de sus ingresos para el acumulado del año. En caso de que finalmente se imponga el criterio de la Secretaría de Gobierno de Energía esta participación será menor.

Tabla N° 1. Evolución de la producción de gas en Vaca Muerta por área, 2018. En millones de metros cúbicos diarios

Subsidio	Área	Empresa	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Promedio anual	
SI	Fortín de Piedra	Tecpetrol 100%	1,32	2,79	4,12	4,65	5,79	6,88	7,08	8,49	9,58	11,36	13,33	13,80	7,43	
	Aguada Pichana Este	Total 41%; Wintershall 22,5%; YPF 22,5%; PAE 14%	0,25	0,47	0,98	0,64	0,81	0,92	1,30	2,07	2,70	2,99	3,10	3,64	1,65	
	Aguada Pichana Oeste	PAE 45%; YPF 30%; Total 25%	0,00	0,00	0,00	0,02	0,32	0,79	1,35	1,71	1,71	1,84	1,71	1,78	0,94	
	Rincón la Ceniza	Shell 47,5%; Total 47,5%; GyP Neuquén 5%	0,36	0,27	0,14	0,15	0,17	0,17	0,13	0,14	0,15	0,19	0,20	0,19	0,19	
	Subtotal (1)			1,93	3,53	5,24	5,46	7,09	8,77	9,85	12,41	14,14	16,38	18,34	19,41	10,21
	Participación (1)/(3)			21%	31%	40%	39%	45%	50%	55%	61%	63%	66%	69%	70%	55%
NO	El Orejano	YPF 50%; Dow 50%	4,58	4,92	4,66	5,00	4,75	4,96	5,05	4,55	4,84	5,07	5,04	4,59	4,83	
	Loma Campana	YPF 50%; Chevron 50%	1,19	1,30	1,33	1,32	1,28	1,26	1,29	1,41	1,51	1,51	1,49	1,55	1,37	
	Rincón del Mangrullo	YPF 100%	0,56	0,73	0,69	0,76	0,70	0,62	0,56	0,55	0,50	0,46	0,36	0,36	0,57	
	Otros		0,88	1,07	1,15	1,35	1,76	1,92	1,24	1,56	1,60	1,57	1,43	1,69	1,44	
	Subtotal (2)			7,21	8,02	7,83	8,44	8,49	8,77	8,14	8,07	8,46	8,60	8,32	8,19	8,21
	Participación (2)/(3)			79%	69%	60%	61%	55%	50%	45%	39%	37%	34%	31%	30%	45%
Total (1)+(2)=(3)			9,14	11,55	13,07	13,90	15,59	17,54	17,99	20,48	22,60	24,99	26,67	27,60	18,42	

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

Nota: El área Aguada Pichana Este presenta una particularidad ya que no toda su producción proviene de la formación Vaca Muerta (*shale*), parte de su producción es obtenida en la formación Mulichinco (*tight*). Por lo tanto, los volúmenes de producción referidos en la tabla obedecen estrictamente a los obtenidos en Vaca Muerta.