

POLÍTICA ENERGÉTICA, EVOLUCIÓN DEL SECTOR Y DESAFÍOS DEL MERCADO DE HIDROCARBUROS EN ARGENTINA

Análisis del desarrollo del sector en la
posconvertibilidad (2002 – 2021)

Marzo 2022



Índice

Introducción	3
1. El modelo privatista de los noventa	6
Introducción.....	6
Privatizaciones de los 90.....	9
2. Política energética en la primera etapa de la posconvertibilidad (2002 – 2011). 18	
Diferentes visiones sobre las causas de la crisis energética	19
La administración de REPSOL S.A. en YPF (1999 – 2011)	25
Crecimiento económico, aumento de la demanda de hidrocarburos e inicio de las importaciones de gas (2002 – 2011)	31
El impacto en la balanza comercial energética, la restricción externa y la restricción fiscal 39	
3. El nuevo modelo de hidrocarburos: la estatización parcial de YPF, los planes de estímulo a la producción y el desarrollo de Vaca Muerta (2012-2015)	43
La estatización parcial de YPF	43
Los planes de estímulo a la producción	48
Acuerdo petrolero (2015).....	53
El desarrollo de Vaca Muerta	55
El potencial de los recursos no convencionales (Shale y tight) en Argentina	55
El salto técnico y la curva de aprendizaje.....	62
La importancia de Vaca Muerta y los desafíos para su desarrollo a escala	67
4. Política energética durante el gobierno de Cambiemos: la Resolución 46/2017. 73	
La política de precios de los hidrocarburos	73
Plan de incentivo a la producción de gas – Resolución N.º 46/2017	76
El desempeño de YPF en la etapa (2016 – 2019).....	82
Desempeño de la producción de gas y petróleo, demanda y balanza comercial en Argentina.....	84
5. Desafíos actuales (2020 – 2021).....	88
Punto de partida: Situación del sector en 2020, caída y recuperación pospandemia	88
Nuevo esquema de incentivos: Plan Gas-Ar 2020-2023	91
6. Conclusiones y desafíos futuros	93
BIBLIOGRAFÍA.....	97



Política energética, evolución del sector y desafíos del mercado de hidrocarburos en Argentina. Análisis del desarrollo del sector desde la privatización de YPF hasta la actualidad.

Autores: Francisco Nercesian, Julia Strada y Hernán Letcher¹

Colaboración: Lail Furchi López²³

Introducción

En virtud de una gran cantidad de debates internos a lo largo de varios años en el Centro de Economía Política Argentina (CEPA), nos abocamos a este material en el que se reflejan las transformaciones y vicisitudes del sector hidrocarburífero durante la posconvertibilidad. Finalmente, dada la relevancia del tema para los debates en torno al desarrollo económico argentino, se convirtió en material de trabajo indispensable para CEPA.

En este trabajo se realiza un recorrido sobre la evolución y desarrollo del sector de hidrocarburos durante el período posterior a la convertibilidad (2002 – 2020). Se analizan las distintas políticas energéticas que fueron tomadas a lo largo de los años y sus consecuencias en la producción de gas y de petróleo crudo, entendiendo la dualidad que existió, y existe, entre las corrientes privatizadoras y las que buscan regular el sector. Simultáneamente, se analiza el comportamiento de la balanza comercial energética y su impacto macroeconómico en las cuentas fiscales y en la restricción externa, con el objetivo de entender el alcance que pueden tener las alteraciones del sector en el esquema de la economía nacional.

Se destaca también la importancia de la empresa YPF, renacionalizada en 2012, como instrumento impulsor de las políticas energéticas definidas por el Estado. Por esta razón, se hace hincapié en los desarrollos de la compañía que, con distintos matices,

¹ Francisco Nercesian es ingeniero industrial (UBA) y Especialista en Economía Política por FLACSO. Julia Strada es Politóloga (UNR), Magíster en Economía Política (FLACSO) y Doctora en Desarrollo Económico (UNQUI). Hernán Letcher es Contador Público (UBA) y Magíster en Economía Política (FLACSO). Los tres son integrantes e investigadores del Centro de Economía Política Argentina (CEPA).

² Lail Furchi López es estudiante de la Licenciatura en Economía (UBA).

³ Queremos agradecer y destacar los intercambios realizados con distintos integrantes de CEPA a lo largo del año 2021, periodo en que transcurrió la elaboración del presente trabajo: Alejandra Fernández Scarano, Nicolás Taiariol, Mayra Blanco y Leandro Gonzáles.

marcaron el rumbo en la industria hidrocarburífera del país, especialmente en lo referente a la explotación de recursos no convencionales.

Finalmente, a partir del análisis desarrollado se proponen acciones para impulsar la producción de hidrocarburos mediante una estrategia con perspectiva nacional, y una planificación a mediano y largo plazo.

El trabajo se cimienta sobre cuatro objetivos específicos que se destacan a continuación:

1. El primero consiste en analizar las variables sectoriales y las políticas en el período de la posconvertibilidad (2002-2011) para comprender las razones por las cuales el sector declinó en su producción y en sus inversiones.
2. El segundo se propone explicar el impacto que tuvo la estatización del 51% de las acciones de YPF y el modo en que esta medida afectó el desarrollo del sector.
3. Como tercer objetivo, la investigación indaga en torno al potencial de Vaca Muerta y los recursos no convencionales, así como en los factores que hicieron viable su extracción.
4. Finalmente, el cuarto objetivo está asociado al análisis de las capacidades de autoabastecimiento de Argentina y a la exportación de hidrocarburos como forma de morigerar algunos problemas macroeconómicos como la restricción externa y la carga fiscal.

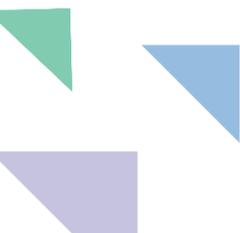
En línea con lo anterior, las hipótesis formuladas en el trabajo son las siguientes:

1. La caída de la producción entre fines de los 90 y el año 2011 se debió principalmente a la estructura totalmente desregulada en el sector *Upstream*.⁴ Esta caída de la producción de hidrocarburos implicó un impacto negativo en la balanza de pagos del país por la necesidad de importar productos energéticos.
2. La recuperación parcial de YPF luego de 2012 fue consecuencia de tres hechos que cambiaron el paradigma del sector: la participación del Estado en la actividad, a través de YPF luego de la expropiación, los planes de incentivos a la producción a través de la implantación de precios diferenciales y la viabilidad de la explotación de recursos no convencionales.

⁴ El *Upstream* en la industria del petróleo abarca todo el proceso productivo que va desde la evaluación geológica de las reservas de hidrocarburo hasta la extracción y puesta en especificación del petróleo crudo y el gas natural.

3. Vaca Muerta logra convertirse en un yacimiento de enorme potencial para Argentina en virtud de una decidida política de inversión estatal de la mano del rol de la YPF estatizada. La curva de aprendizaje experimentada por YPF en la primera etapa de explotación de estos recursos impulsó el ingreso de más operadoras, generando un impacto positivo en términos de producción.
4. La producción de recursos no convencionales en Argentina seguirá creciendo progresivamente mientras que la extracción convencional se encuentra en franca declinación. Esto implica la necesidad de implementar políticas energéticas enfocadas en este tipo de producción.

El documento se estructura en cuatro capítulos: en el primero se propone un breve recorrido histórico sobre el modelo privatista de los 90' y la desregulación del mercado. En el segundo capítulo se analiza la primera etapa de la posconvertibilidad (2002 – 2011) y las consecuencias del modelo energético en términos de restricción externa y fiscal. Adicionalmente se realiza un contraste entre las distintas visiones sobre las causas del magro desempeño del sector en el período. En el tercer capítulo se analiza la reformulación de un nuevo modelo de hidrocarburos a partir de la estatización del 51% de las acciones de YPF en 2012, los planes de estímulo a la producción de gas y el desarrollo de Vaca Muerta como impulsor del crecimiento. También se efectúa un repaso sobre los principales aspectos de la política de la del macrismo (2015 – 2019) y las diferencias con la de los gobiernos kirchneristas. Finalmente, en el cuarto capítulo, se realiza un resumen del contexto e impacto de la pandemia de COVID-19 en el sector para el año 2020 y las medidas que fueron tomadas para incentivar la producción. A partir de esta coyuntura, se desarrollan las conclusiones obtenidas a través de los análisis realizados en los capítulos anteriores. También se explican los desafíos actuales del sector, las posibles iniciativas de inversión y los horizontes de producción.



1. El modelo privatista de los noventa

Introducción

Para entender el desarrollo de la industria hidrocarburífera argentina durante la posconvertibilidad es indispensable describir las profundas transformaciones que sufrió esta actividad en la década previa. Dichas transformaciones configuraron el nuevo marco jurídico e institucional que explican en gran medida el desempeño del sector a partir de 2002. Bajo esta premisa, en el presente capítulo se presentan en forma estilizada los instrumentos legales genéricos y específicos, implementados por el gobierno menemista, haciendo hincapié en el proceso de privatización de YPF S.E.

Desde su creación en 1922, YPF S.E. fue una empresa central para el desarrollo económico nacional. Como el proyecto cumplido de su ideólogo y primer director Enrique Mosconi, se podría decir que su historia sintetiza los vaivenes económicos y político-sociales más importantes de la Argentina del siglo XX. La empresa colaboró a lo largo de las décadas con el crecimiento y desarrollo de muchas localidades, participó en la construcción de infraestructura urbana, la creación de escuelas y hospitales para los trabajadores y para las familias de las distintas comunidades⁵.

Su rol central en la expansión del sector petrolero y gasífero en Argentina la convirtió en un símbolo de la soberanía nacional. De hecho, con la creación de YPF, Argentina fue el primer país del mundo en tener una petrolera estatal integrada verticalmente. Dada su condición de Sociedad del Estado, YPF S.E. tuvo, hasta la década del 90, un efectivo monopolio legal del petróleo nacional lo que le permitía generar beneficios fiscales⁶. Adicionalmente, YPF S.E. tuvo a cargo, casi exclusivamente, la actividad exploratoria de riesgo que le permitió al país contar con recursos hidrocarburíferos abundantes moldeando una matriz energética sustentada principalmente por estos recursos.

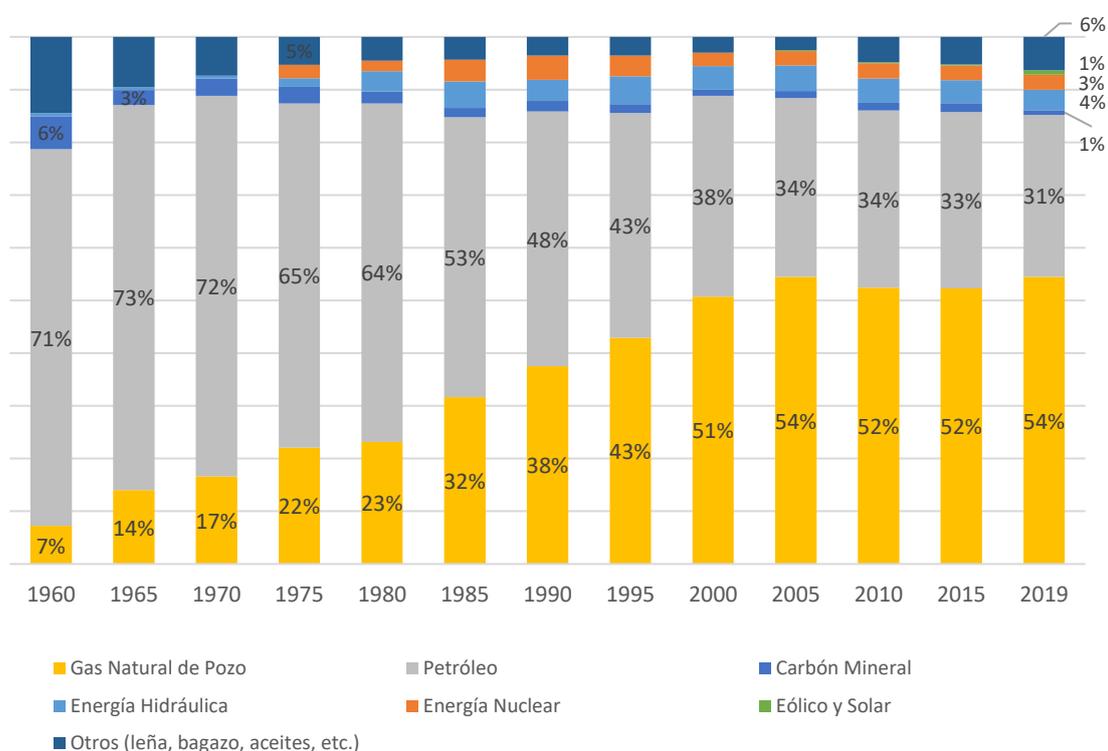
En rigor, la configuración de la matriz energética argentina se puede explicar por razones tanto naturales como políticas. El descubrimiento del mega yacimiento Loma La Lata por parte de YPF S.E. en 1977 significó abundancia de gas natural barato por muchos

⁵“Un día como hoy el 3 de junio de 1922, se creaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)”, (01/06/2020), <https://www.cultura.gob.ar/un-dia-como-hoy-se-creaba-yacimientos-petroliferos-fiscales-ypf-9076/>

⁶“Historia de organismos nacionales, YPF”, (2020), <https://www.argentina.gob.ar/obras-publicas/comision-ddhh/historia-organismos-nacionales/ypf>

años⁷ y generó un costo de oportunidad elevado al desarrollo de otras fuentes energéticas. En paralelo, el abandono de la planificación estatal de la economía a partir del último régimen militar propició el declive de los grandes proyectos hidroeléctricos y de energía nuclear⁸. Así, la gran disponibilidad del recurso hidrocarburífero en combinación con un patrón de acumulación basado en la valorización financiera fue configurando una matriz energética volcada a los hidrocarburos y, principalmente, al gas natural.

Gráfico 1.1: Argentina: Evolución de la participación de las principales fuentes energéticas primarias en la matriz energética, quinquenios 1960 - 2019



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

⁷ Las reservas comprobadas de Gas Natural se incrementaron en un 251% entre 1976 y 1982 según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación.

⁸ Debe tenerse en cuenta que el “Plan nuclear argentino” elaborado por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) estaba pensado para implementarse entre 1975 y 1985 y comprendía la construcción de nueve plantas nucleares de generación eléctrica, y el desarrollo autónomo de la industria nuclear argentina para diversificar el parque de generación. Este proyecto se vio seriamente perjudicado ya desde el comienzo con el golpe militar de 1976 y luego con los sucesivos gobiernos de corte neoliberal (Conde Bidabehere, 2000).

En el Gráfico 1.1 se puede observar el crecimiento del gas natural como fuente primaria de energía a lo largo de los años, que pasó de incidir en un 7% de la matriz energética primaria en 1960 a más de un 50% en 2019. Al mismo tiempo, el gas natural pasó a ocupar un lugar central, desplazando a los combustibles líquidos, en la generación de energía eléctrica mediante las centrales de ciclo combinado.

Si se observa la evolución de los hidrocarburos en su totalidad, estos ocupan un mínimo del 78% de participación del total de la matriz desde 1960, con un pico registrado en 2005 de 88%. Entender el rol fundamental de estos recursos en Argentina resulta clave a la hora de tomar dimensión del impacto que las alteraciones en el mercado de gas natural y petróleo tienen sobre el país.

Es importante destacar que la enajenación de YPF S.E no se inició en los años 90. Una de las políticas de la dictadura militar de 1976 fue dismantelar la firme estructura estatal de la empresa en favor de los capitales privados, como explican Mariano Barrera y Eduardo Basualdo (2015). La estrategia adoptada para desarticular a las empresas estatales fue la de las privatizaciones periféricas, diseñada por el entonces ministro de Economía José Alfredo Martínez de Hoz, que consistió en la gradual transferencia de las actividades de las empresas públicas hacia el sector privado de capital local a través de contratos de obras y servicios.

Esta mayor participación del sector privado en la actividad estatal resultó en una reducción importante de personal de YPF, con cesiones de alrededor de treinta zonas de explotación petrolífera. Simultáneamente, aumentaron los contratos de servicios a terceros con costos superiores a los originales, lo que devino en un fuerte déficit contable que se profundizó en los años del gobierno de facto y continuó durante el retorno de la democracia. A pesar de ello, no se pudo llevar a cabo una privatización completa debido a oposiciones dentro del mismo partido militar y de los sectores del capital oligopólico. Esto permitió que continuara la base legal que protegió la regulación de la actividad hasta el final de los años 80.

Existió entonces un plan de subordinación de YPF al modelo de acumulación basado en la valorización financiera (1976-2001) sin llegar a su privatización total. Este plan encontró su segundo hito en la década de los 90, con la administración menemista y la profundización del modelo privatizador.

Privatizaciones de los 90

En la década de los 90, el sector de los hidrocarburos estuvo marcado por la consolidación del modelo neoliberal y por un fuerte proceso de privatización.⁹ Luego de la asunción de Carlos Menem hubo un cambio radical hacia una política basada en los fundamentos del llamado *Consenso de Washington* y materializada por medio de las Leyes de Reforma del Estado (Ley N° 23.696) y de Emergencia Económica (Ley N° 23.697) que benefició a los grupos económicos locales. La Ley de Reforma del Estado le dio la capacidad al Poder Ejecutivo de incluir a YPF dentro de las empresas estatales que podían ser “sujetas a privatización” mediante la entrega y concesión de sus áreas de explotación y exploración.

Los objetivos propuestos que justificaban la transformación de la política petrolera fueron:

- Desmonopolizar la actividad mediante la privatización
- Desregular el mercado para fomentar la competencia
- Poner fin a los contratos reconvirtiéndolos en concesiones de explotación
- Asegurar la libre disponibilidad del crudo

Para implementar estas medidas se establecieron diversos instrumentos legales, algunos de tipo genérico y otros de tipo específicos. Entre los primeros se pueden mencionar las Leyes de Reforma del Estado 23.696/1989, 23.697/1989 y 23.928/1991; y los Decretos 1.224/1989, 1.225/1989, 1.757/1990 y 2.408/1991. Mediante estos instrumentos se propició la privatización de las empresas públicas, se modificó la política de precios de los hidrocarburos, se suspendieron los subsidios compensatorios, se afectó el pago de regalías, se dio igual trato al capital extranjero que al nacional, se suspendió la ley de compra nacional, se profundizó el programa de privatizaciones petroleras, se autorizó la capitalización de la deuda externa y se creó la convertibilidad monetaria. Entre los instrumentos específicos se encuentran los Decretos 1.055/1989,

⁹ Distintos autores han trabajado el desarrollo del sector usufructo en las décadas anteriores: Ignacio Sabbatella, Roberto Kozulj, Nicolás Arceo y los previamente mencionados Mariano Barrera y Eduardo Basualdo, entre otros, desarrollaron conceptos utilizados en este documento y facilitaron con sus investigaciones el acceso a la información necesaria para entender la evolución del sector en las últimas tres décadas.

1.212/1989 y 1.589/1989 (complementados por una numerosa serie de Resoluciones y Decretos adicionales) que establecieron lo siguiente:

- YPF devolvió áreas de exploración que se licitaron al sector privado.
- Se convirtieron en concesiones los contratos entre YPF y sus empresas contratistas. La producción de esos contratos rondaba en el momento de su reconversión en unos 8 millones de m³/año.
- Se licitaron 105 áreas marginales de YPF (producción inferior a los 200 m³/día) y se adjudicaron 86 con un potencial inicial próximo a los 4.000 m³/día por los que se obtuvo alrededor de 464 millones de dólares.
- Se licitaron áreas centrales de YPF: Puesto Hernández, Vizcacheras, El Tordillo y Huemul (primera ronda) y Tierra del Fuego, Santa Cruz I y Santa Cruz II, Palmar Largo y Aguaragüe (segunda ronda) por las que se obtuvieron USD 1.323 millones. Algunas de esas áreas presentaban un rendimiento extraordinario (Ej.: Puesto Hernández, una TIR de entre 30 y 40%).
- Se estableció la libre disponibilidad del crudo.
- Se autorizó a exportar e importar libremente.
- Se eliminó la mesa de crudos.
- Se posibilitó la instalación de nuevas refinerías y bocas de expendio de combustibles.
- Se equipararon los precios internos a los internacionales.
- Se estableció un nuevo sistema de gravámenes para los derivados de petróleo.
- Se autorizó la libre convertibilidad en divisas de los ingresos de los operadores en todos los eslabones de la cadena, ya fueran por ventas en el mercado interno o externo.
- Se reguló el uso de los ductos y otras instalaciones de transporte de YPF para que puedan ser utilizadas por terceros.
- Se definió la venta de refinerías, de ductos, de barcos y de otras instalaciones de YPF. Entre los activos enajenados se pueden mencionar la Refinería de Campo Durán (Salta), las destilerías de Dock Sud (Buenos Aires) y San Lorenzo (Santa Fe), el sistema de oleoductos y estaciones de bombeo entre la cuenca neuquina y el puerto de Bahía Blanca (Buenos Aires) con sus instalaciones portuarias,

buques-tanque y terminales portuarias marítimas en la cuenca del Golfo de San Jorge, además de otros activos relacionados con los anteriores rubros y con el comercio exterior. Por estos activos se obtuvieron USD 272 millones. Se propuso la privatización de YPF y la promulgación de una nueva Ley de hidrocarburos.

Adicionalmente, el gobierno menemista contrató a la consultora internacional Gaffney, Cline y Asociados de Estados Unidos para realizar una auditoría. Dicha auditoría concluyó en una reclasificación de reservas, con importantes cambios en las categorías probadas y probables. Esto implicó una disminución del orden del 28% en la magnitud de las reservas de petróleo y gas respecto a las cifras oficiales previas, con el consecuente impacto negativo sobre la valorización de las áreas de YPF a ser licitadas.

Por las 147 áreas concesionadas al sector privado (que significaron una cesión del 50 por ciento de las reservas de hidrocarburos del país) y los demás activos privatizados, el Estado percibió un ingreso total de 2.073 millones de dólares. A diferencia de lo que discursivamente sostenía el gobierno, el traspaso de áreas no permitió consolidar un mercado de competencia perfecta, dado que existió una fuerte concentración en su distribución. En efecto, los primeros cinco grupos económicos (Astra, Pérez Companc, Tecpetrol, Pluspetrol y Bidas), los mismos que fueron beneficiados durante el gobierno de la dictadura, pasaron a tener injerencia en 81 de las 147 áreas concesionadas (Barrera, Sabbatella y Serrani, 2012).

El decreto 2.778/1990 transformó a YPF de Sociedad del Estado a Sociedad Anónima y "autorizó al Ministerio de Economía a ofrecer en el mercado las acciones y obligaciones de YPF S.A.". La ley de Federalización de los Hidrocarburos (24.145/1992) estableció la división del capital social de la empresa en acciones Clase "A" (51%) para el Estado Nacional, acciones Clase "B" a ser adquiridas por los Estados provinciales (hasta un 39%), acciones Clase "C" (hasta un 10%), para el personal bajo el régimen de Propiedad Participada y acciones Clase "D", destinadas al capital privado.

En junio de 1993 las acciones comenzaron a cotizar en la bolsa local y por el 43,5% de las acciones se recibieron un total de US\$ 3.040.000.000 frescos, a razón de US\$ 19 por acción. Del total de la venta, el Estado nacional recibió US\$ 1.700.000.000, y el resto fue para las provincias oferentes, personal de la empresa y tenedores de bonos de la deuda previsional. Luego de la oferta pública inicial, la estructura de las acciones quedó en un 45,3% en poder del sector privado, y un 54% en poder del Estado nacional, las provincias y a disposición del personal de la empresa; mientras que la distribución por nacionalidad fue de un 34% para accionistas extranjeros y un 66% para accionistas argentinos. El

Estado nacional se fue desprendiendo del 80% del paquete accionario de YPF a pesar de que la ley establecía que debía reservar para sí el 51% de las acciones.

Finalmente, en 1995 se dictó la Ley N° 24.474 (modificación de la Ley N° 24.145) que habilitaba al Estado nacional a quedarse con, al menos, una acción de la empresa. De modo que la conformación accionaria hacia 1998, antes de la transferencia a Repsol, era la siguiente: Estado nacional, 20% más la acción de oro; provincias, 4,7%; personal de YPF, 0,4% y accionistas privados, 74,9%. La estructura terminó de modificarse a comienzos de 1999 cuando la petrolera española Repsol compró el 98,23% de la empresa.

El proceso de privatización de YPF se puede resumir entonces en varios hitos históricos¹⁰:

- **1976 – 1983: DICTADURA CÍVICO – MILITAR.**
 - Privatizaciones periféricas.
 - Las medidas tomadas durante el gobierno dictatorial fueron en detrimento de YPF, a favor del capital privado.
- **1989: COMIENZO DE LA ETAPA DE PRIVATIZACIONES.**
 - Ley de Emergencia Económica y Ley de Reforma del Estado.
 - Decretos 1.212/89, 1.055/89 y 1.589/89: concesión de áreas, libre disponibilidad de crudos y eliminación de derechos de exportación.
 - Decreto 2.778/90: Plan de Transformación Global de YPF. El 1° de enero de 1991 se transforma en YPF S.A.
- **1990 – 1993: FRAGMENTACIÓN DE YPF S.A.**
 - Transferencia de áreas hidrocarburíferas.
 - Plan Argentina (1991): con el objetivo atraer inversiones de riesgo para la exploración. Se entregaron solo 23 de los 140 permisos que se licitaron.
- **1992 – 1999: PRIVATIZACIÓN DE YPF S.A.**

¹⁰Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Curso de Nicolás Arceo y Patricia Charvay,2014.

- 1992: Ley de Federalización de los Hidrocarburos y Privatización de YPF S.A.
- 1994: Ley 24.474, posibilidad de reducir la tenencia de papeles del Estado Nacional a uno (acción de oro).
- 1999: Se dispuso la venta del 20% que quedaba en manos del Estado Nacional.
- Repsol toma control de la empresa.

El resultado de estas medidas fue limitar la capacidad del Estado para regular el sector energético y un desplazamiento del peso de YPF en la industria. El proceso de transferencia de los principales activos de la petrolera estatal hacia el sector privado significó la consolidación del poder de mercado de un acotado número de grupos económicos (Barrera, 2012). En efecto, en el año 1993 más del 90% de la producción de crudo estaba controlada por siete grupos privados: YPF S.A., Pérez Companc S.A., Amoco Argentina Oil S.A., Total Austral, Bidas SAPIC, Occidental y Petrolera Argentina San J. (Kozulj, 2002). En la práctica se reemplazó un monopolio estatal por un oligopolio privado. Es decir que el objetivo declarado por la administración menemista de desconcentrar la actividad no fue constatado en los hechos.

En términos de producción se puede afirmar que la introducción de nuevas tecnologías hizo posible la implementación de proyectos de recuperación secundaria¹¹ en forma masiva para capturar más producción de los yacimientos de petróleo existentes. Pero, paralelamente, se fue dejando de lado la actividad exploratoria de riesgo. De modo que la producción de crudo se incrementó respecto a los niveles promedio previos a las reformas, principalmente por la explotación de las áreas centrales que habían sido desarrolladas previamente por la YPF estatal. Este comportamiento produjo un

¹¹ Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos remanentes hacia los pozos productores. Normalmente, el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar.

Fuente: Schlumberger, extraído de:

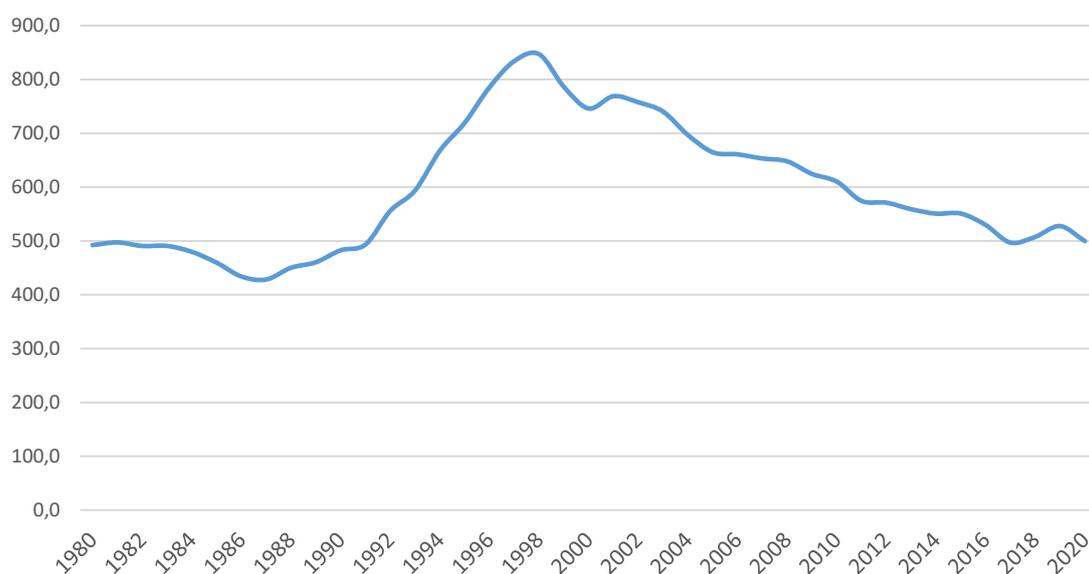
https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/secondary_recovery

paulatino agotamiento de los yacimientos convencionales, que tendría consecuencias en la producción de petróleo a partir de 1998 (Gráfico 1.2).

Por su parte, la producción de gas natural continuó su fase ascendente previa, aunque con una aceleración a partir de las reformas. Esto se debió principalmente a la masiva explotación del yacimiento Loma La Lata en Neuquén, descubierto a fines de la década del 70 por la YPF estatal.

Sin embargo, a partir de 2004 comienza la declinación de la producción total de gas por la caída de presión de los reservorios y la escasez de actividad exploratoria. Recién a partir de la factibilidad técnica, junto con la decisión política de explotar Vaca Muerta comienza a revertirse la declinación en 2014 (Gráfico 1.3).

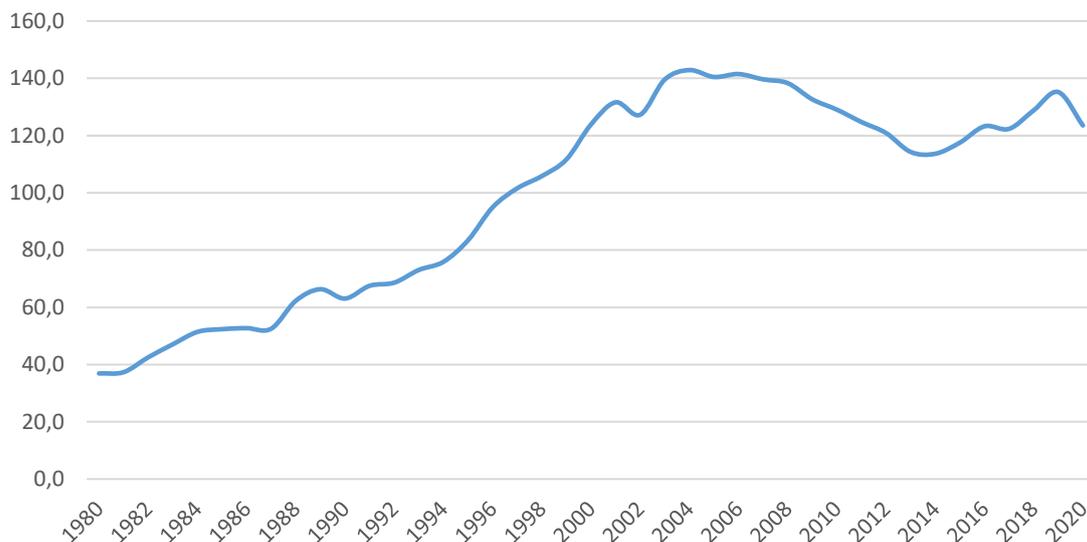
Gráfico 1.2: Argentina: Evolución de la producción de petróleo 1980 – 2020 (en miles de barriles por día)



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

Las evidencias indican que los incrementos iniciales de las reservas luego de la privatización de YPF correspondieron a la actividad exploratoria de bajo riesgo. Es decir, las mejoras ocurrieron por incorporación de proyectos de recuperación secundaria, automatización de pozos y otras tecnologías que produjeron un incremento inicial de las reservas derivado de las áreas que ya estaban en producción y aumentaron la rentabilidad de las empresas debido al incremento de la tasa de éxito.

Gráfico 1.3: Argentina: Evolución de la producción de gas natural 1980 – 2020 (en miles de metros cúbicos por día)



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

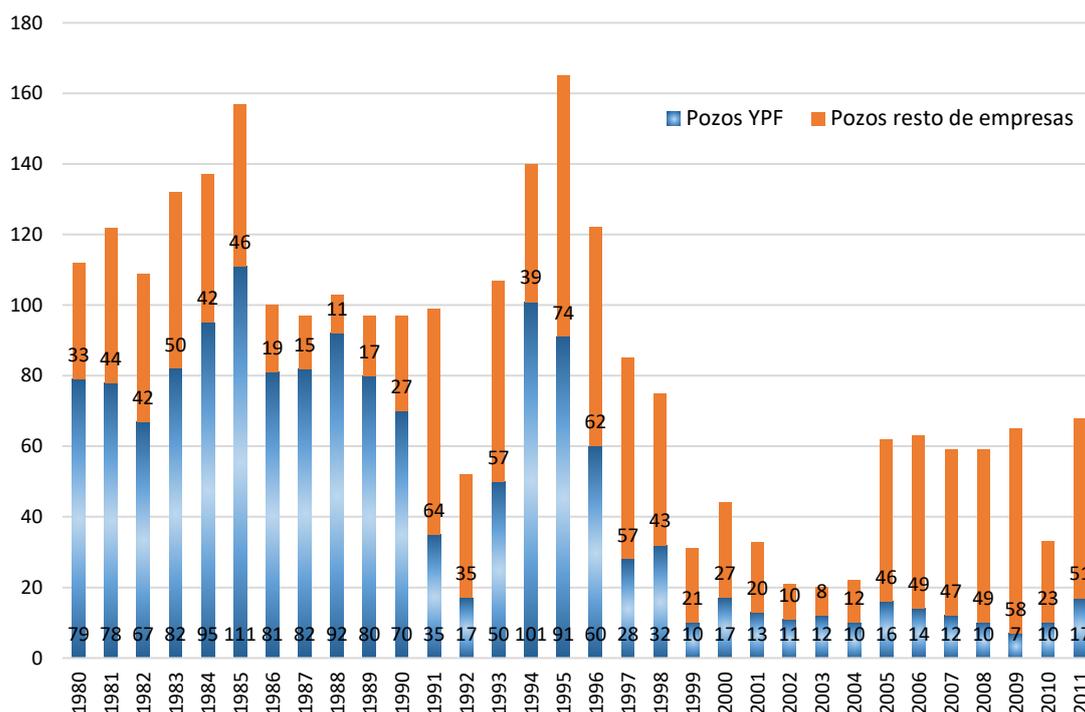
Se fue abandonando la búsqueda de reservas en áreas nuevas (actividad de mayor riesgo económico para las empresas pero que, en caso de éxito, aseguran mayores volúmenes). El grueso de las incorporaciones de nuevas reservas se produjo en áreas que ya estaban en operación desde hacía muchos años (Kozulj R., 2002)¹². Este comportamiento exploratorio fue incentivado a partir de las reformas del sector en los 90 y, principalmente, de la privatización de YPF que comenzaba a priorizar la rentabilidad por sobre la sustentabilidad en el largo plazo.

Además del redireccionamiento de la actividad hacia zonas de menor riesgo geológico, el nuevo modelo hidrocarburífero tuvo como consecuencia una menor cantidad de pozos exploratorios perforados como puede observarse en el Gráfico 1.4. Finalizado el proceso de privatización de YPF se observa un repunte de la actividad hasta alcanzar un pico en 1995. Esto se explica por la consolidación del proceso de concesión de las áreas

¹² Del 100% de la incorporación de reservas: un 21% se dio en grandes áreas de contratos reconvertidos los cuales datan de los años 1958 a 1980; un 17% en grandes áreas centrales de YPF (básicamente Chuiido de la Sierra Negra y de la Salina Sur); un 9% en las áreas centrales privatizadas; un 8% en un área del Plan Houston; un 8% en grandes áreas marginales, en un área cedida por YPF a Total en una dudosa renegociación y en una vieja concesión de más de 40 años; un 32% en otras 140 áreas muchas de las cuales son contratos reconvertidos, áreas de YPF ya en explotación desde hace años y áreas centrales y marginales privatizadas (Kozulj R., 2002).

de la ex empresa estatal y la desregulación del mercado y, por el otro lado, por la entrada en vigencia del Plan Argentina de exploración. Sin embargo, desde ese año en adelante, la actividad fue en permanente caída hasta alcanzar un mínimo en 2003, con tan solo 20 pozos perforados y terminados (Gráfico 1.4).

Gráfico 1.4: Argentina: Evolución de los pozos de exploración de petróleo y gas natural (1980 – 2011)



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

Si bien las privatizaciones fueron vistas con buenos ojos por los sectores asociados a la ortodoxia económica, los resultados no fueron los esperados en el mediano y largo plazo. Luego de un éxito inicial, desde 1995 se inició un proceso de reversión en la actividad exploratoria impulsada principalmente por Repsol-YPF (Barrera, 2012). Esta tendencia de las empresas operadoras a bajar las inversiones exploratorias de riesgo y aumentar rápidamente la producción, en base a la implementación de mejoras técnicas en yacimientos previamente operados por la YPF estatal, es definida por Mariano Barrera (2012) como el proceso de *subexploración* y *sobreexplotación* de los yacimientos. Así, la *subexploración* y *sobreexplotación* determinaron, luego de una suba

inicial, una declinación de la producción de gas y petróleo debido a la falta de nuevos hallazgos que compensaran la maduración de los yacimientos en operación.

La inconsistencia del modelo energético implementado mediante las reformas de los 90 fue que, en un país con una matriz energética primaria que depende en más del 85% de los hidrocarburos, se dejó exclusivamente en manos privadas la búsqueda y provisión de esos recursos vitales para el funcionamiento de la economía nacional. Esta situación comenzó a revertirse en 2012 con la estatización parcial de YPF S.A.

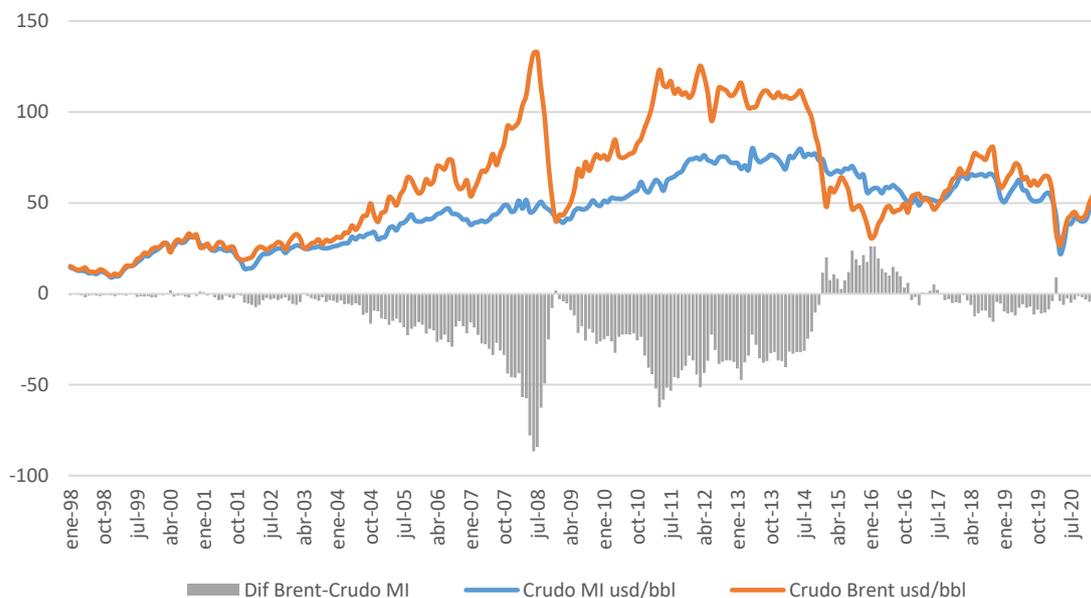


2. Política energética en la primera etapa de la posconvertibilidad (2002 – 2011).

A partir de la crisis del modelo neoliberal en 2001 se inicia un nuevo esquema económico en Argentina marcado por el estado de emergencia en el que se encontraba el país. Mediante la Ley de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario N.º 25.561 se pesifican y desindexan las tarifas. Al desdolarizar las tarifas de energía eléctrica y de gas natural se pesificó también el precio del gas de boca de pozo. Adicionalmente, la ley autorizaba al gobierno provisional de Eduardo Duhalde a renegociar todos los contratos y crear derechos de exportación con el objetivo principal de generar recursos para el pago de la deuda externa. Estos derechos de exportación, a su vez, permitieron desacoplar los precios domésticos de los externos en un contexto de suba extraordinaria de los precios internacionales de los hidrocarburos¹³. La política de derechos de exportación continuó durante los gobiernos de Néstor Kirchner y Cristina Kirchner con subas y bajas de las alícuotas según el nivel de los precios externos. De esta forma, a diferencia de lo que sucedía en los años 90, cuando la mayor apropiación de la renta petrolera fue a las operadoras, a partir de 2002 y hasta 2015 esa distribución de renta fue más equilibrada entre empresas y consumidores. En efecto, estos últimos pagaban los combustibles asociados al precio doméstico del crudo, considerablemente más bajo que el precio internacional (Gráfico2.1). Así, quedaban desvinculados los precios internos de los servicios públicos y los combustibles de los internacionales, lo que generó tensiones entre el gobierno y las empresas privadas que operaban en el sector.

¹³ Desde 2003 se empezó a generar un incremento muy fuerte en el precio de los hidrocarburos en un principio por la guerra de Irak y luego por un proceso de especulación internacional sobre los *commodities* que afectó también a la soja.

Gráfico 2.1: Precio internacional del crudo (tipo Brent) y precio del crudo en el mercado interno, 1998 – 2020 (en usd/barril)



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

En términos de producción, se puede mencionar que el período analizado estuvo marcado por una fuerte declinación tanto del crudo como del gas natural. Este comportamiento de la oferta de hidrocarburos tuvo como consecuencia la necesidad de importaciones energéticas para cubrir el déficit, lo que contribuyó a la emergencia de la restricción externa en la economía argentina. Si se toma el período 2002 – 2011 para el petróleo, la declinación fue del 24,5%, mientras que el gas manifestó una caída del 15% entre su pico de producción en 2004 y el año 2011¹⁴.

Diferentes visiones sobre las causas de la crisis energética

Si bien existe consenso generalizado sobre la caída de producción y reservas que afectaron el frente externo, las diferencias se manifiestan en el diagnóstico sobre las causas de dicho comportamiento.

La teoría más extendida y difundida por sectores de la industria sobre el desempeño del sector hidrocarburífero apunta a que la falta de inversiones en exploración se dio como consecuencia de las bajas tarifas del gas y de las “excesivas regulaciones” por parte del Estado en materia energética a partir de 2002 (Vicente, López Anadón y Rey, 2002).

¹⁴ Según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

Desde la fundación FIEL, Navajas (2006) asocia la restricción de la oferta al congelamiento tarifario por debajo de los costos económicos.

Bajo esta misma línea de pensamiento, el grupo de los ex secretarios de energía expresaban en un documento publicado en diciembre de 2011 que *"...la reducción de subsidios con impacto fiscal deberá dar lugar a un proceso de recomposición de precios y tarifas en los distintos segmentos de la cadena energética, de manera de alentar la producción local y potenciar la inversión sectorial"* (Ex secretarios de energía, 2015: 159). A su vez, con respecto a la intervención estatal en el sector afirmaban que: *"No hay ni habrá inversores o financistas dispuestos a asumir los riesgos que implica disponer de esos montos, mientras el sector siga siendo regido por una política de intervención discrecional y condicionado por normas, resoluciones, precios, tarifas, subsidios e instituciones al servicio de intereses y objetivos cortoplacistas"* (Ex secretarios de energía, 2015: 170).

La idea de los precios como factor explicativo de la declinación en la producción petrolera argentina aparece también en declaraciones del ex secretario de energía Daniel Montamat: *"Esta baja sistemática durante tantos años se debe a la escasa exploración hidrocarburífera, tendencia a su vez relacionada con la política errática de precios que tuvo el sector a partir de la implantación de retenciones a la exportación y el divorcio con las referencias de valores internacionales"* (Montamat, 2017). Asimismo, sostiene que la intervención discrecional y los "precios políticos" condujeron a la subexploración de los yacimientos (Montamat, 2017).

Por su parte, dentro del marco interpretativo heterodoxo de la economía, Roberto Kozulj (2005) confronta con estas visiones que asocian la crisis de abastecimiento de gas con la pesificación de las tarifas. Por el contrario, afirma que: *"...a pesar de las retenciones y de la pesificación de los precios del gas, la renta neta de los productores es actualmente muy superior a la que obtuvieron durante el período de la convertibilidad"* (Kozulj, 2005: 88). Adicionalmente sostiene que la declinación petrolera durante la posconvertibilidad se debió a la ausencia de inversiones en exploración durante los noventa como consecuencia del proceso de desregulación. El objetivo de maximizar el valor presente neto de las inversiones no resultó ser compatible con la seguridad de abastecimiento a bajo costo en ausencia de un fuerte control del Estado (Kozulj, 2005).

En este mismo sentido, Mariano Barrera (2013) sostiene que la desregulación del mercado durante la década del 90 hizo que la dinámica del sector estuviera regida por los ciclos internacionales y no por las necesidades de autoabastecimiento del país. Esta

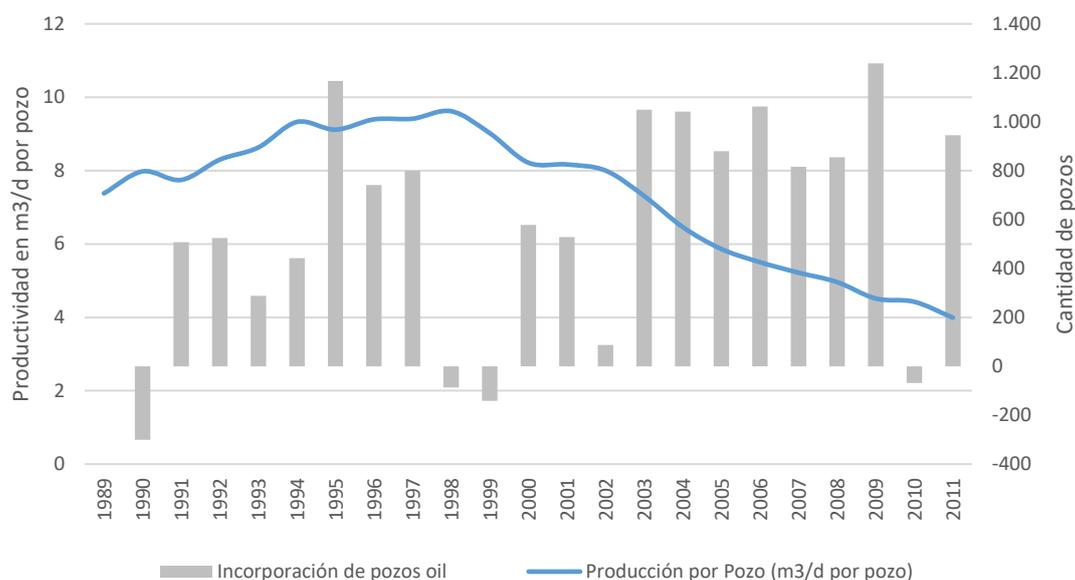
situación, y no la falta de precio y el exceso de normativas, fue la que definió en lo sustancial la sobreexplotación y la subexploración de los yacimientos.

Con respecto al incremento de reservas de petróleo y gas durante los años 90, que ha sido exhibido por gran parte de la ortodoxia como resultado exitoso de las políticas de desregulación, Barrera sostiene que fue consecuencia del mejoramiento en el gerenciamiento de los reservorios y la utilización de nuevas tecnologías en los yacimientos previamente descubiertos por la YPF estatal (Barrera, 2013). Este mismo diagnóstico sobre el incremento de reservas es reconocido por Nicolás Gadano, desde una visión ortodoxa, al afirmar que *“La recuperación de reservas no ha estado mayormente asociada a nuevos descubrimientos (de hecho, no se ha registrado ninguno de gran magnitud luego de Huantraico, que corresponde al Plan Houston), sino a un importante incremento de la tasa de extracción, asociado principalmente a la introducción generalizada de la recuperación secundaria”* (Gadano, 1998: 33).

Así, desde las distintas vertientes de la visión ortodoxa se entiende que la inserción del Estado en el sector hidrocarburífero, además de imponer trabas burocráticas (retenciones, fijación de precios y tarifas, etc.) impidió la asignación eficiente de los recursos lo que finalmente redundaría en menor producción y reservas. Por el contrario, desde la visión heterodoxa, se asigna la responsabilidad de la caída de la producción y las reservas durante la posconvertibilidad a la reestructuración del sector en los noventa. Esto porque, en tanto los recursos comenzaron a ser considerados commodities luego de las reformas (Sabbatella, 2014), la dinámica de producción comenzó a ser dominada por los vaivenes internacionales y no de acuerdo con la estrategia productiva del país.

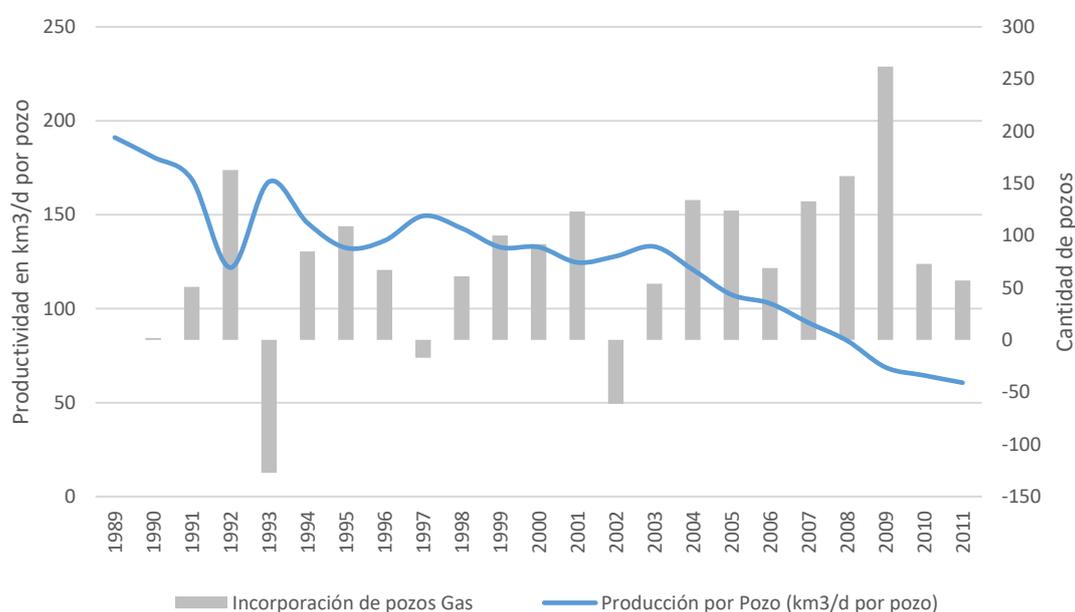
En los hechos, si bien el precio es un determinante importante de la inversión, esta variable sola es insuficiente para explicar el desempeño del sector en el período. En la Argentina de los 2000 sucedió lo que a Estados Unidos en los años 80 y 90: los yacimientos convencionales comenzaron a tornarse maduros y la producción comenzó a declinar hasta que se viabilizó la producción no convencional de hidrocarburos. En Argentina, la falta de inversiones de riesgo en exploración para encontrar nuevas áreas en el país, producto del modelo energético implementado por el gobierno menemista que continuó en lo estructural durante la siguiente década, impidió la ampliación de la oferta de hidrocarburos para abastecer una demanda creciente. En los Gráficos N.º 2.2 y 2.3 se muestra la productividad de los pozos de gas y petróleo desde 1989 hasta 2011, medida en metros cúbicos por día por pozo (m³/d por pozo).

Gráfico 2.2: Productividad de pozos de petróleo (en m3/d por pozo) e incorporación de pozos de extracción efectiva de petróleo, 1989 - 2011



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

Gráfico 2.3: Productividad de pozos de gas (en miles de m3/d por pozo) e incorporación de pozos de extracción efectiva de gas, 1989 - 2011



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

Como se puede observar, a pesar de la entrada en producción de nuevos pozos de petróleo, la caída de la productividad, medida como la producción por pozo de extracción efectiva, cayó en forma sostenida como consecuencia de la depletación de los reservorios en explotación. Esto demuestra que no se hubiera solucionado el

problema de la caída de producción solo con mayor actividad de perforación. El caso del gas es más contundente aún porque se evidencia cómo la productividad media empieza a disminuir ya desde 1989, principalmente por la caída de presión de Loma La Lata. Esto implica que la restricción de la oferta resultaba inevitable si no se incorporaban reservas en cantidad a través de nuevos descubrimientos. Efectivamente hizo falta la explotación de los yacimientos existentes para incrementar rápidamente la producción, pero también se necesitaban nuevos hallazgos para hacer sustentable esa producción en el tiempo. Esto requería una mayor tasa de reinversión en el sector del *Upstream* que claramente no existió por la estrategia desplegada por los actores privados.

Otro aspecto a tener en cuenta, para el caso del petróleo, es que el argumento de la falta de rentabilidad en el período no se verificó en los hechos. En efecto, aún con precios internos más bajos que los internacionales durante la posconvertibilidad, éstos fueron sensiblemente superiores a los verificados durante la década del 90. Mientras en el período 1991 – 2001 el precio interno promedio del crudo fue de 18,1 dólares por barril, en el período 2002 – 2011 fue de 38,5 dólares. Como consecuencia de esto, la rentabilidad del sector en el período analizado también fue superior a lo registrado durante la década previa. Tomando los resultados financieros alcanzados por las principales empresas integradas¹⁵ que operaban en el mercado local, se puede ver que las ganancias anuales promedios fueron de 1.620 millones de dólares en el período 2002 - 2011, un 80,5% superiores a la media del período anterior (de 898 millones de dólares). Por su parte, la rentabilidad medida sobre ventas alcanzó el 15,1% en 2002 - 2011, superando la del período anterior (de 12,7%). Por su parte, las firmas que operan sólo en el *Upstream* registraron una dinámica similar, aunque con mayor impulso ya que podían exportar el crudo y no dependían de la venta de combustible al mercado interno para generar ingresos. En este caso, la rentabilidad sobre ventas alcanzó un 24,9%, 7 puntos porcentuales más alta que la de la década de 1990. (Barrera, 2013)

De estos datos surge, entonces, que el problema de la falta de inversión en exploración no estuvo vinculado con la falta de renta de las empresas privadas en términos absolutos. Sin embargo, si bien la renta absoluta fue incluso mayor que en períodos anteriores, la aplicación de retenciones a las exportaciones de crudo desde 2003 agudizó la baja rentabilidad relativa de la producción hidrocarburífera local (Arceo y

¹⁵ Las empresas que operan en toda la cadena: Upstream (exploración y producción) y Downstream (refinación y comercialización).

Wainer, 2017). A diferencia de lo que sucede con el agro pampeano, por las características geológicas más complejas, los yacimientos en Argentina tienen una menor productividad y mayores costos si se los compara con muchos de los países de los llamados “petroleros”. Esto significa que, dado el carácter transnacionalizado de gran parte de las empresas del sector, los flujos de capital se direccionan hacia las regiones de mayor rentabilidad relativa, o sea, a yacimientos en el mundo con menor riesgo geológico, con pozos de mayor productividad y en donde tuvieran la posibilidad de capturar el precio pleno del crudo por ausencia de regulaciones.

A pesar de esto, el no haber regulado precios de gas y petróleo hubiera sido socialmente insostenible luego de la crisis de 2001 y no hubiera garantizado tampoco la actividad exploratoria de riesgo, tal como se verificó durante la década previa. Como se vio anteriormente, la falta de incorporación de grandes reservas que compensaran el deterioro sistemático de la productividad de los pozos, hubiera significado la insustentabilidad del modelo hidrocarburífero aún con precios y tarifas liberados.

Todo esto demuestra la complejidad que adquirió el tema energético, que no se limitaba sólo al reconocimiento de mayores rentas a los actores como postulan las visiones ortodoxas en términos económicos. Por el contrario, se debían conjugar tres hechos fundamentales como condición necesaria para revertir en el corto plazo la baja performance del sector:

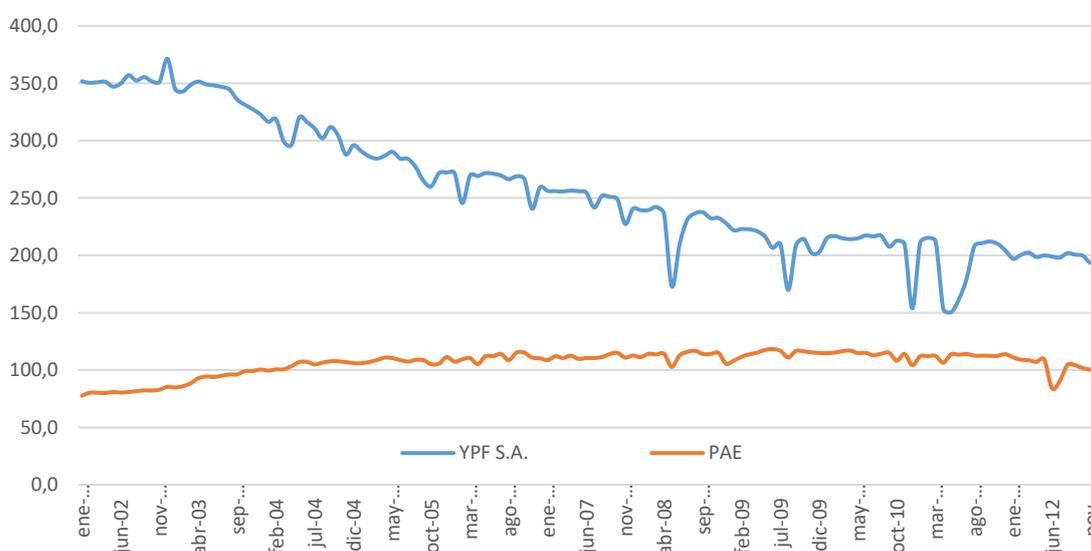
- En primer lugar, debía acompañar la geología. Es decir, se requería de la disponibilidad de grandes reservorios con hidrocarburos técnica y económicamente extraíbles en el subsuelo argentino.
- En segundo lugar, debían diseñarse políticas de incentivos de manera tal de hacer sustentable la actividad de riesgo. A su vez, se debía asegurar que estas políticas no implicaran una traslación de renta extraordinaria del conjunto de la población hacia las empresas.
- En tercer lugar, los actores que operaban en el mercado local de la industria debían tener “linkeada” su rentabilidad a las necesidades energéticas del país. Es decir, al incremento de los volúmenes de hidrocarburos. Este no fue el caso del grupo Repsol, cuyo objetivo principal fue la internacionalización de la compañía mediante la desinversión parcial de su controlada YPF para financiar su expansión en América Latina y el mundo.

La administración de REPSOL S.A. en YPF (1999 – 2011)

El desempeño de la producción de petróleo en Argentina durante el período analizado se puede explicar principalmente con la performance de Repsol-YPF, principal operador del mercado de hidrocarburos en el país. En el Gráfico 2.4 se observa la evolución de la producción de crudo de las dos operadoras más importantes en términos de volumen extraído. Mientras la curva de Repsol-YPF muestra una marcada declinación entre 2002 y 2011, la producción de Pan American Energy, segundo operador en términos de volumen de crudo, muestra un comportamiento distinto registrando incluso incrementos en la producción.

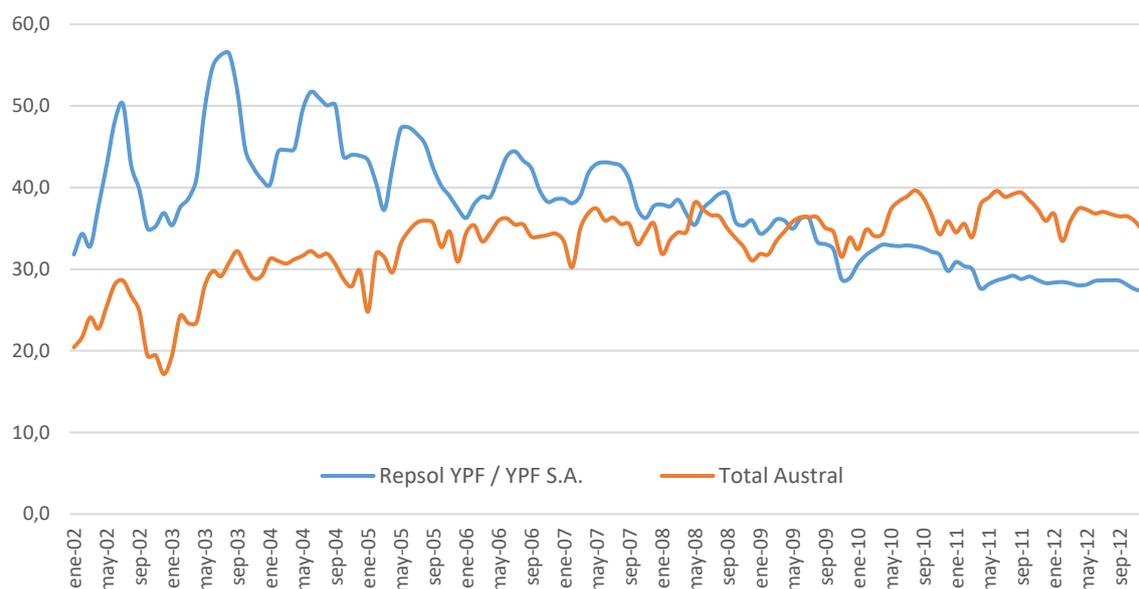
En el caso del gas natural se observa un comportamiento similar (Gráfico 2.5). Los dos mayores productores de este fluido son Repsol-YPF / YPF S.A. y Total Austral S.A. Mientras Repsol-YPF mostró un deterioro profundo de la producción (crecimiento hasta 2004 y luego una caída sostenida hasta 2011), la empresa Total Austral incrementó la inyección de gas entre 2002 y 2011.

Gráfico 2.4: Evolución de la producción de petróleo de YPF y Pan American Energy, 2002 – 2012 (en miles de barriles por día)



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

Gráfico 2.5: Evolución de la producción de gas de YPF y Total Austral, 2002 – 2012 (en miles de barriles por día)



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

Este análisis demuestra que la política de precios por sí sola no basta para explicar el comportamiento de la producción, sino que las estrategias empresarias también jugaron un rol fundamental en este sentido. Se verá más adelante como, luego de la toma de control de YPF S.A. por parte del Estado en el año 2012, cambia la estrategia y se revierte la caída de producción de gas y petróleo de la compañía.

El objetivo principal del grupo Repsol en Argentina consistió en el financiamiento de su estrategia de expansión a escala mundial utilizando YPF S.A. como palanca. En los primeros años, luego de la adquisición en 1999, la necesidad del grupo Repsol de contar con liquidez que le permitiera afrontar la deuda en la que incurrió para la operación se tradujo en un proceso de desinversión y venta de algunos activos a terceras compañías. Entre estas operaciones se destacan las ventas de los activos que la empresa tenía en Texas e Indonesia (que habían sido adquiridos durante los primeros años posteriores a la privatización). Según el Informe Mosconi¹⁶, las reservas internacionales de YPF S.A.

¹⁶El Informe Mosconi presenta los resultados de la investigación realizada entre abril y junio de 2012 por el equipo de la Intervención de la empresa YPF, a cargo del Interventor, Arq. Julio De Vido, y del Sub-Interventor, Dr. Axel Kicillof. El propósito de este documento fue aportar evidencia sobre la estrategia de depredación, desinversión y desabastecimiento del mercado interno que desplegó el grupo Repsol desde que tomó el control de YPF en el año 1999. Su publicación tuvo

perdidas por ventas a terceros o transferencias directas a Repsol sumaron 1.140 millones de barriles equivalentes de petróleo. YPF perdía así, dos de los objetivos planteados en su estrategia de internacionalización previa (luego de la privatización y antes del ingreso del grupo Repsol): el acceso al mercado norteamericano y a la experiencia *offshore* con los activos adquiridos de Indonesia.

En total se realizaron más de 20 acuerdos de venta de activos nacionales e internacionales, con la propia Repsol y con terceros, por un total de 3.063, 5 millones de dólares. Si bien estas operaciones se registraron como ingresos en la contabilidad de YPF S.A., luego fueron girados a Repsol como dividendos extraordinarios (Informe Mosconi, 2012). Es decir, Repsol aprovechó su posición en YPF para quedarse con activos estratégicos y, además, los fondos que ingresaron producto de estas ventas también terminaron en manos del grupo. Estas transferencias, sumadas a la baja actividad exploratoria significaron una pérdida del 70% de las reservas entre 1999 y 2011.

Como mencionamos previamente, la política adoptada con respecto a la evolución de los precios internos en relación con los internacionales tuvo un efecto directo en la economía nacional. Parte del crecimiento económico de Argentina entre el 2003 y 2011 se debió al desacople de los precios domésticos de la volatilidad externa en el mercado de los combustibles. Por estas políticas, los ciudadanos argentinos llegaron a pagar por el combustible la mitad de lo que hubiese costado en un contexto sin regulación. En 2008 particularmente el promedio de naftas y gasoil alcanzó y superó los \$4.000 por metro cúbico, mientras que en Argentina el precio fue de \$2.026 por metro cúbico¹⁷.

Estas medidas regulatorias por parte del Estado, que tuvieron como objetivo aliviar los costos internos de la energía, fueron para Repsol un freno al aumento de los beneficios extraordinarios que conseguía en Argentina. En el Balance de 2011 Repsol expuso con respecto a YPF que: *“Los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país (Argentina) son los siguientes:*

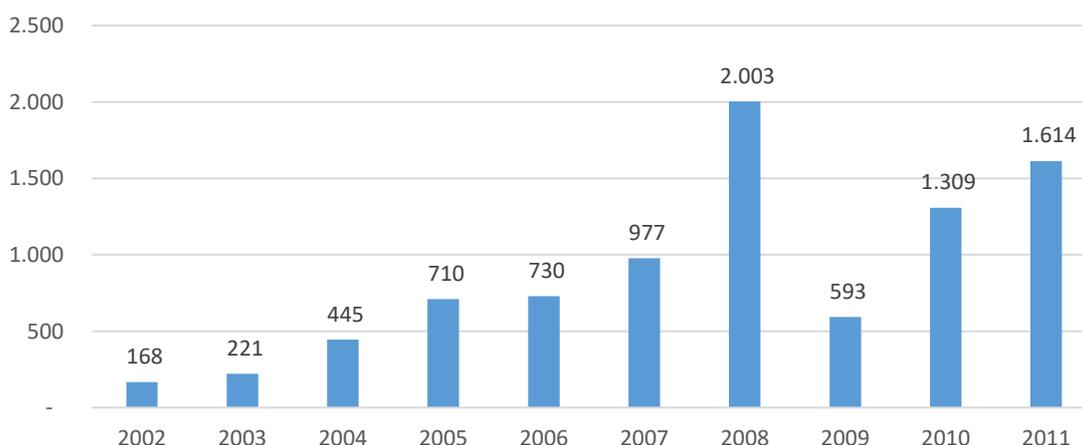
el objetivo de dar a conocer las razones que determinaron la sanción de la Ley 26.741 que declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario del país el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, y la expropiación del 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A., que estaba en manos del Grupo Repsol. (Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto de Argentina).

¹⁷ Datos extraídos del Informe Mosconi, 2012.

limitaciones a su capacidad de trasladar a los precios locales los incrementos en los precios internacionales del crudo, de otros combustibles y de otros costes que afectan a las operaciones, así como el impacto de las fluctuaciones del tipo de cambio; restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes (...)”¹⁸

Así, al no poder seguir aumentando los precios de los combustibles, Repsol decidió profundizar una estrategia de segmentación de mercado a favor de los combustibles Premium, mediante extensas campañas publicitarias y mediáticas. De esta manera, la oferta de combustibles era cada vez menor pero concentrada en productos que generaban mayor margen de ganancias.

Gráfico 2.6: Diferencia entre el precio teórico internacional del combustible y el precio interno del combustible (en pesos por metro cúbico)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Informe Mosconi (2012).

Del informe Mosconi se desprende que “La política de retenciones y administración de precios llevada a cabo por el Gobierno Nacional entre el 2003 y el 2011 implicó diferencias de hasta un 100% entre el precio local y la paridad (teórica) de importación. Si bien un primer análisis puede concluir que estas diferencias no hacían más que repercutir negativamente sobre la rentabilidad de Repsol-YPF, la performance del grupo durante el período 1999-2011 da por tierra con esa hipótesis. Para comprender esta aparente contradicción, es necesario tener en cuenta que, si bien gracias a las políticas económicas

¹⁸Repsol. Cuentas Anuales Consolidadas 2011/2010. Recuperado de:

https://www.repsol.com/imagenes/global/en/Consolidated_financial_statements_2011_tcm14-22539.pdf

aplicadas por el Gobierno Nacional los precios internos de venta de los combustibles se apartan de los internacionales, esas mismas políticas desvinculan la evolución de los costos internos del resto del mundo. De esta manera, Repsol olvidaba deliberadamente señalar que además de existir una desvinculación entre los precios internos y los precios externos de los combustibles, también existía una desvinculación entre los costos internos y los externos, que permitieron la obtención de las cuantiosas ganancias antes observadas. Y que esas mismas políticas fueron artífices del elevado crecimiento de la economía y, por tanto, de la prosperidad de la empresa.” (Informe Mosconi, 2012, Pág. 30)

Las razones por las cuales Repsol-YPF generó este ciclo de desinversión no se relacionan con un bajo nivel de ganancias si no por la diferencia entre los beneficios capturados y los potenciales (en caso de que hubieran podido trasladar el precio internacional del crudo directamente a los combustibles). Dichos precios internos podían ser empujados a la suba mediante la reducción de la oferta de hidrocarburos que la empresa mostraba año tras año, en una economía que cada vez demandaba más.

Analizando el comportamiento de las principales variables de la empresa se puede ver que la producción de petróleo de Repsol-YPF en 2011 solo llegaba a un 57% de lo que producía en 1999, y la de gas natural a un 69% de lo producido en 1999, números que hablan de una caída importante de las dos principales actividades de extracción. A su vez, el patrimonio neto de la empresa se redujo en un 41%, producto de las ventas y descapitalizaciones mencionados previamente. Sin embargo, y en paralelo, la utilidad neta en el 2011 era de un 261% de la de 1999 y la utilidad operativa se ubicó en un 132% en relación a la del año 1999¹⁹. Es decir, a pesar de la caída de los activos y la pérdida de producción, Repsol-YPF continuaba obteniendo rentabilidades extraordinarias.

En síntesis, del análisis precedente se desprende que el esquema energético configurado a partir de las reformas de los años 90, con cambios en la política de precios pero mantenido en lo estructural hasta 2012, permitía a ciertas empresas, particularmente a Repsol-YPF, obtener mayores rentabilidades a costa de bajar sus volúmenes de producción y reducir la actividad exploratoria. Es decir, la política energética vigente no vinculaba las ganancias de los actores con los intereses nacionales.

¹⁹ Según datos de Informe Mosconi, 2012.

Ante esta situación existieron, desde el gobierno kirchnerista, intentos por recuperar la producción de hidrocarburos de la compañía a través del ingreso de empresarios nacionales a su dirección. “Argentinizar” YPF tuvo como objetivo el cambio de la estrategia hacia una perspectiva más nacional, y que no respondiera únicamente a las oportunidades de negocio internacionales.

Así, a finales de 2007 y principios de 2008, la familia Eskenazi adquirió, con el visto bueno del gobierno, un 25,46% de las acciones totales de YPF S.A.²⁰. Este acuerdo se dio de tal manera que la familia que controla el grupo Petersen pasó a tener un cuarto de la empresa más grande del país a través de créditos financiados por Repsol que se irían pagando mediante los dividendos que otorgase la compañía.

Sobre el intento fallido de “argentinizar” áreas estratégicas de la economía, Alfredo Zaiat explica que: *“El kirchnerismo apostó a empresarios nacionales para que desembarquen en el capital y en el manejo de empresas privatizadas, desplazando a operadoras multinacionales, para modificar el comportamiento de esas firmas. [...] La conducta de la burguesía nacional, que además es fugadora serial de capitales, no se modifica con voluntarismo político. Sólo con un Estado activo, interviniendo y estableciendo límites, se logra cambiarla. Así pasa en todos los países con una burguesía relativamente consolidada, donde la elite local ha podido ser disciplinada por el Estado.”*²¹. En función de los resultados obtenidos quedaba claro que la familia Eskenazi no fue capaz, o no tuvo la intención, de modificar la manera en que Repsol utilizaba a YPF. El declive de producción, la falta de innovación e inversiones de riesgo continuaron durante los años subsiguientes en la petrolera. Esta búsqueda por parte del gobierno de formar alianzas con el empresariado local, con la intención de modificar los objetivos de la dirección de YPF, llegó a su fin con la estatización del 51% de las acciones de empresa en 2012.

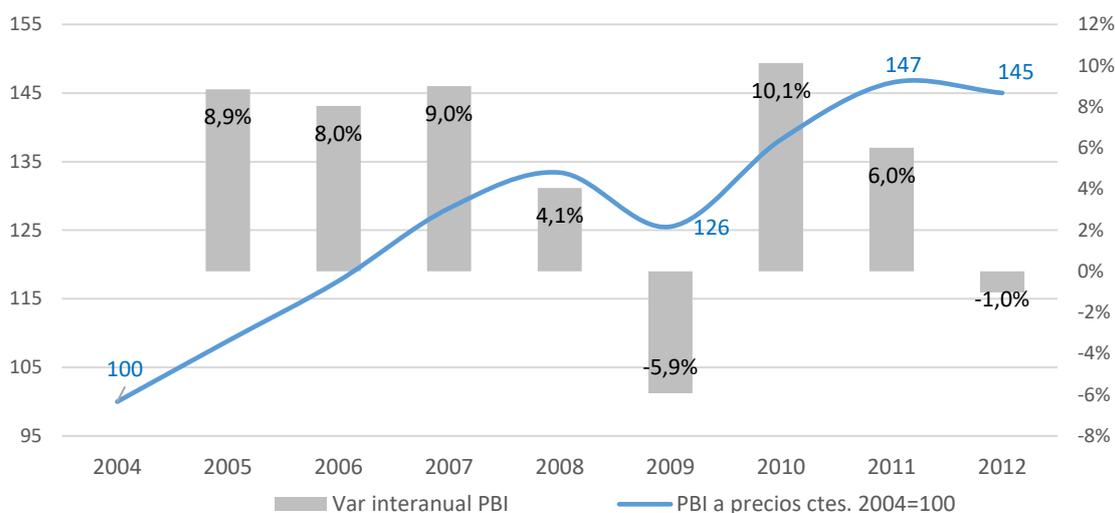
²⁰“El grupo Eskenazi compró el 25% de las acciones de YPF”, (30/11/2007), iProfessional, Recuperado de: <https://www.iprofesional.com/negocios/57818-el-grupo-eskenazi-compro-el-25-de-las-acciones-de-ypf>

²¹“Burguesía fallida”, (01/04/2012), Pagina 12, Recuperado de: <https://www.pagina12.com.ar/diario/economia/2-190910-2012-04-01.html>

Crecimiento económico, aumento de la demanda de hidrocarburos e inicio de las importaciones de gas (2002 – 2011)

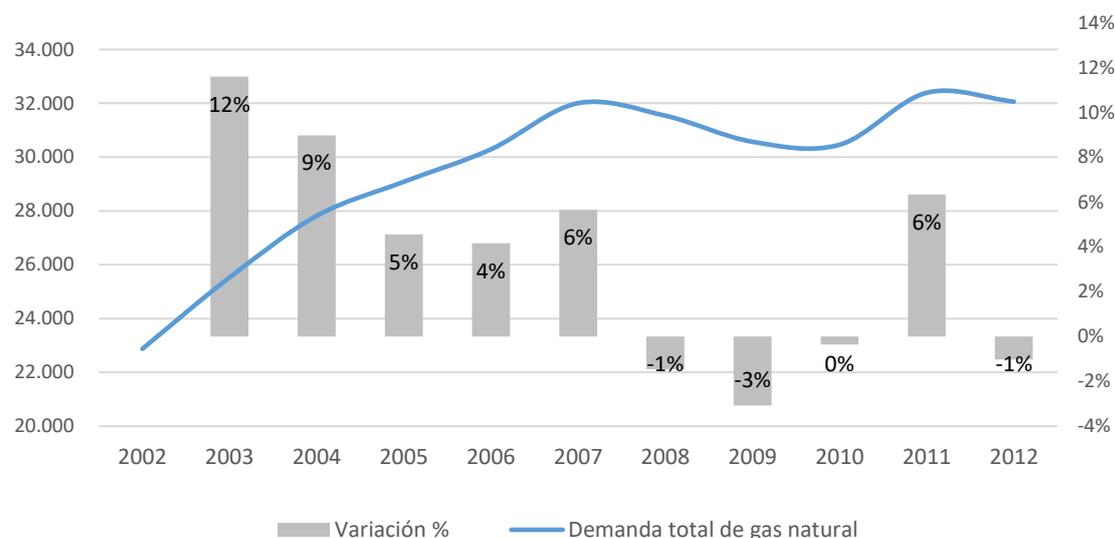
En el período comprendido entre 2002 y 2011 la economía argentina se expandió notablemente, en ocasiones con tasas de crecimiento cercanas al 8% anual. Esto implicó un alza de la demanda agregada que traccionó, a su vez, el aumento en los requerimientos de hidrocarburos para sostener el consumo (Gráficos 2.7 y 2.8).

Gráfico 2.7. Evolución del PBI a precios constantes (2004 = 100) y variación interanual (en %), 2004 – 2012



Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC.

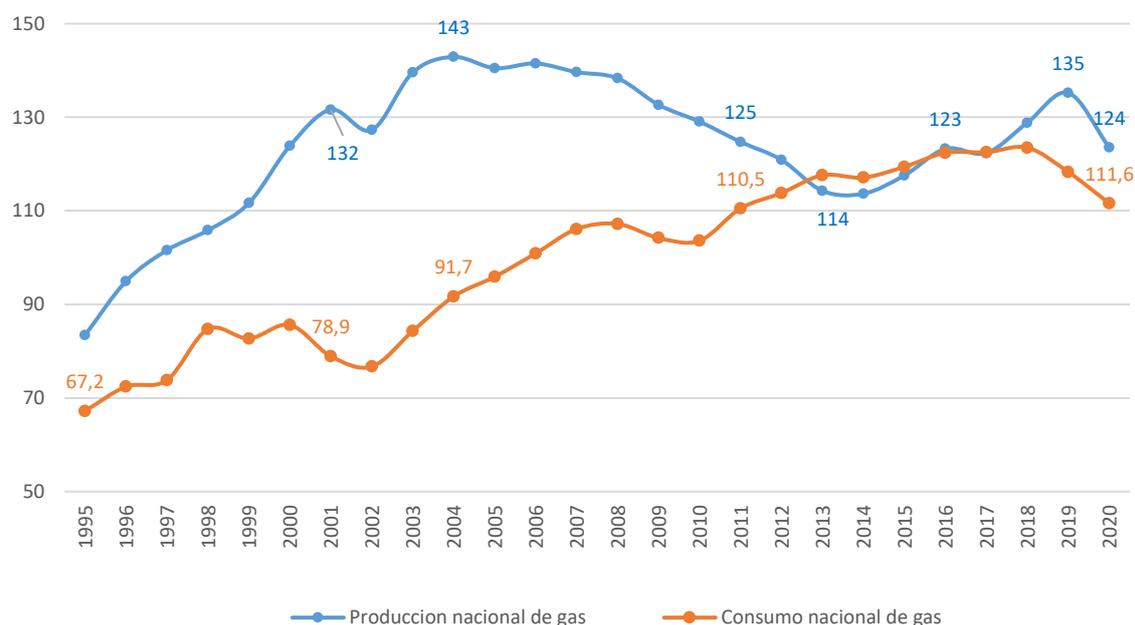
Gráfico 2.8: Demanda de gas natural en Argentina y variación porcentual respecto al año anterior (en millones de metros cúbicos a 9.300 kcal y en porcentajes), 2002 – 2012.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS.

En el Gráfico 2.8 se puede observar el aumento de la demanda total de gas natural acompañando el crecimiento económico durante el período 2002 – 2012 (los años 2008 - 2010 registraron una variación negativa debido al impacto de la crisis internacional sobre la actividad económica). Si se toma el período completo en estudio (2002 – 2011), el crecimiento de la demanda de gas entre puntas fue de un 41,6%. En este contexto, Argentina entró en una fase crítica en términos energéticos. Se daba, simultáneamente, un incremento sostenido del consumo interno de gas con la caída sistemática de la producción por la falta de inversión en los yacimientos (Gráfico 2.10). De esta forma, el superávit de producción destinado a la exportación se fue reduciendo considerablemente: **el pico de producción histórica de gas fue el año 2004 y desde ese momento inició un declive que sólo frenaría casi diez años después.**

Gráfico 2.10: Evolución de la producción y el consumo de gas natural 1995-2020
(en millones de metros cúbicos por día)

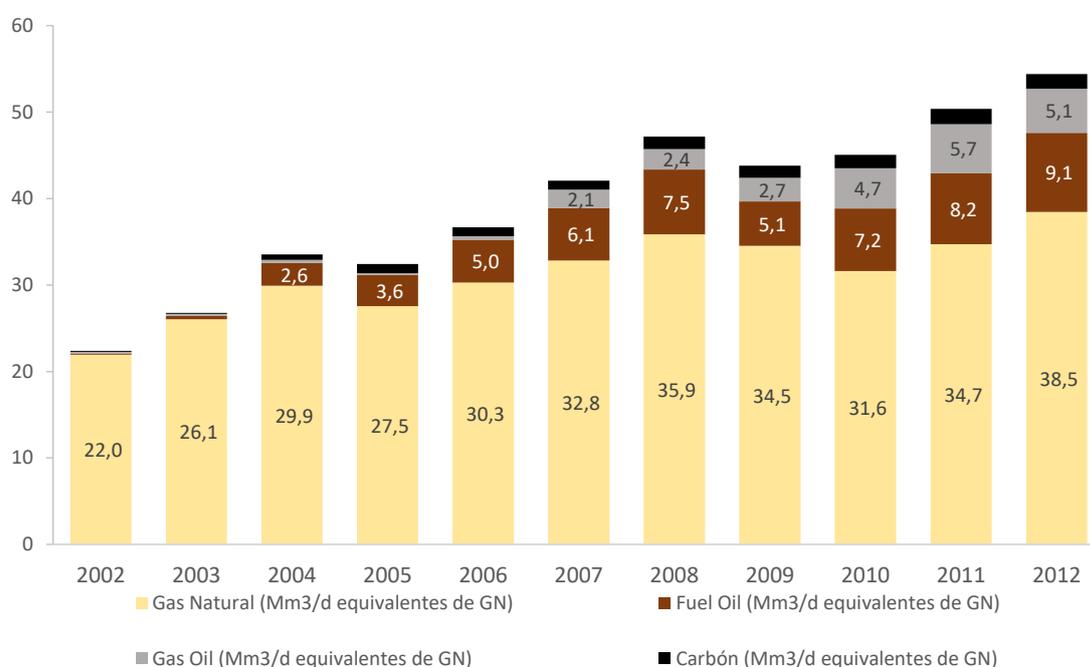


Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de ENARGAS y Secretaría de Gobierno de Energía.

Nota: Se tomaron datos de consumo residencial, comercial, entes oficiales, industria, centrales eléctricas, GNC y otros

En términos de su composición, es importante destacar que, si bien el aumento del consumo energético en el período 2002-2011 fue motorizado principalmente por la industria (debido al mayor uso de gas natural y energía eléctrica), también influyó la expansión de la red de transporte y distribución para llegar a una mayor cantidad de viviendas. En efecto, entre 2002 y 2011 se incorporaron a la red de gas natural casi 1,7 millones de usuarios residenciales²². Pero además del gas distribuido, este crecimiento estuvo traccionado por la alta dependencia que tiene la matriz de generación de energía eléctrica en Argentina a dicho fluido.

Gráfico 2.9: Evolución del consumo de combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica 2002 – 2012 (en millones de metros cúbicos día de gas equivalente)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA.

En el Gráfico 2.9 se puede observar el incremento en la utilización de gas natural como combustible en la generación de energía durante el período 2002 – 2012, pasando de 22 millones de metros cúbicos por día (Mm3/d) en 2002 a 38,5 Mm3/d en 2012, lo que

²² Según datos de CAMMESA se incorporaron 1.689.950 nuevos usuarios a la red de gas natural en el período 2002 – 2011, lo que implica un promedio anual de 169.895. En el período comprendido entre 1994 y 2001 la incorporación de nuevos usuarios al sistema fue de 153.959.

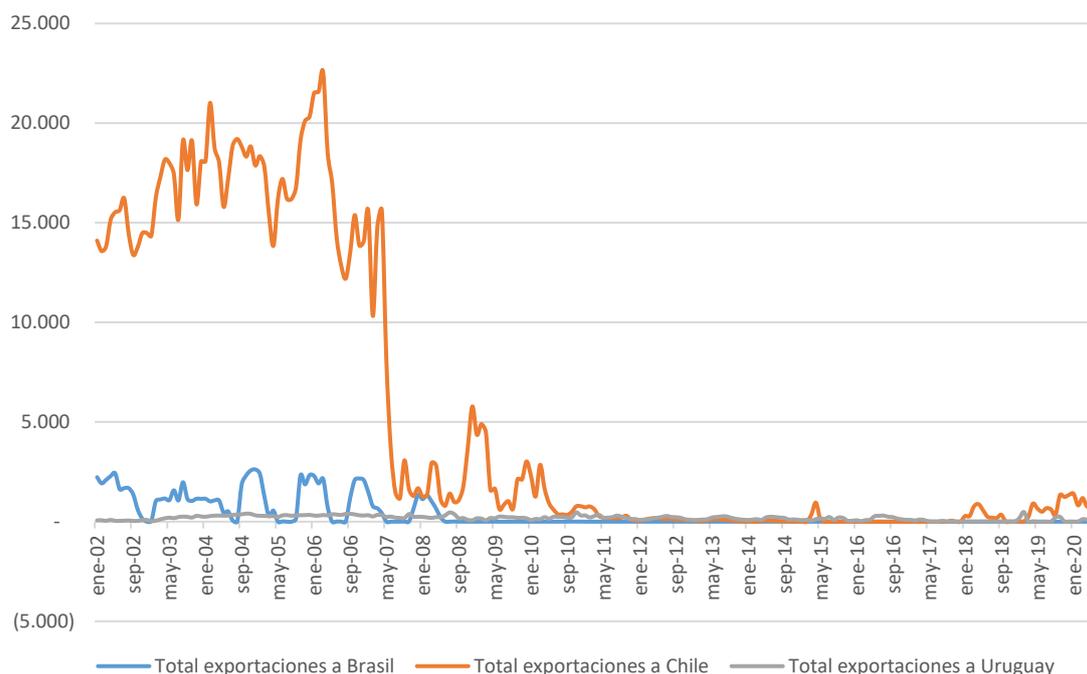
implicó un crecimiento entre puntas del 75%. También se observa que, en la medida en que comenzaba a escasear el gas por la caída de la producción, se fue utilizando un mayor volumen de combustibles líquidos como el gasoil y el fuel oil, más costosos, más contaminantes y menos eficientes para la generación eléctrica.

Ante la necesidad de asegurar el abastecimiento de energía para no restringir el fuerte crecimiento económico, el gobierno amplió la capacidad de generación en base a centrales térmicas, profundizando una tendencia que ya venía de la década de los 90. Entre 2002 y 2012, el 94,5% de la contribución al crecimiento de la potencia instalada de la generación eléctrica correspondió a centrales de ciclo combinado de gas, de motores diésel y turbina de gas. Sólo el 4,9% del crecimiento correspondió a centrales hidroeléctricas (terminación de la cota 83 de Yacyretá) y 2,1% a energía nuclear, eólica y solar²³. Esta estrategia se dio porque las centrales térmicas requieren una menor inversión inicial (aunque mayores costos operativos) y, sobre todo, un menor tiempo de instalación y puesta en marcha que una central nuclear y/o una represa hidroeléctrica.

En este marco, el gobierno de Néstor Kirchner buscó restringir las exportaciones aumentando los derechos de exportación. En 2004 se estableció una alícuota del 20% y en 2006, ya en el marco de las presiones por la escasez de gas en la economía, se empezó a establecer un derecho de exportación vinculado directamente con el precio del gas importado de Bolivia (se aplicaba el 45% del precio de importación de gas de Bolivia). Esta medida se potenció con el aumento de los precios internacionales dado que, al incrementarse el precio del gas boliviano por encima del precio local, las exportaciones desde Argentina comenzaron a resultar antieconómicas para las empresas operadoras, lo que desalentó aún más las ventas al exterior (principalmente a Chile). Finalmente, en el año 2008 se firma la resolución N°127/8 que fijaba un derecho de exportación del 100% para el gas natural, con retenciones móviles para el gas propano y butano. En el Gráfico 2.11 se puede ver el impacto que tuvieron estas regulaciones en las ventas de gas a Chile, Uruguay y Brasil.

²³ Según datos de Secretaría de Gobierno de Energía

Gráfico 2.11: Exportaciones de Gas Natural a Chile, Uruguay y Brasil 2002 -2011, en miles de metros cúbicos por día.

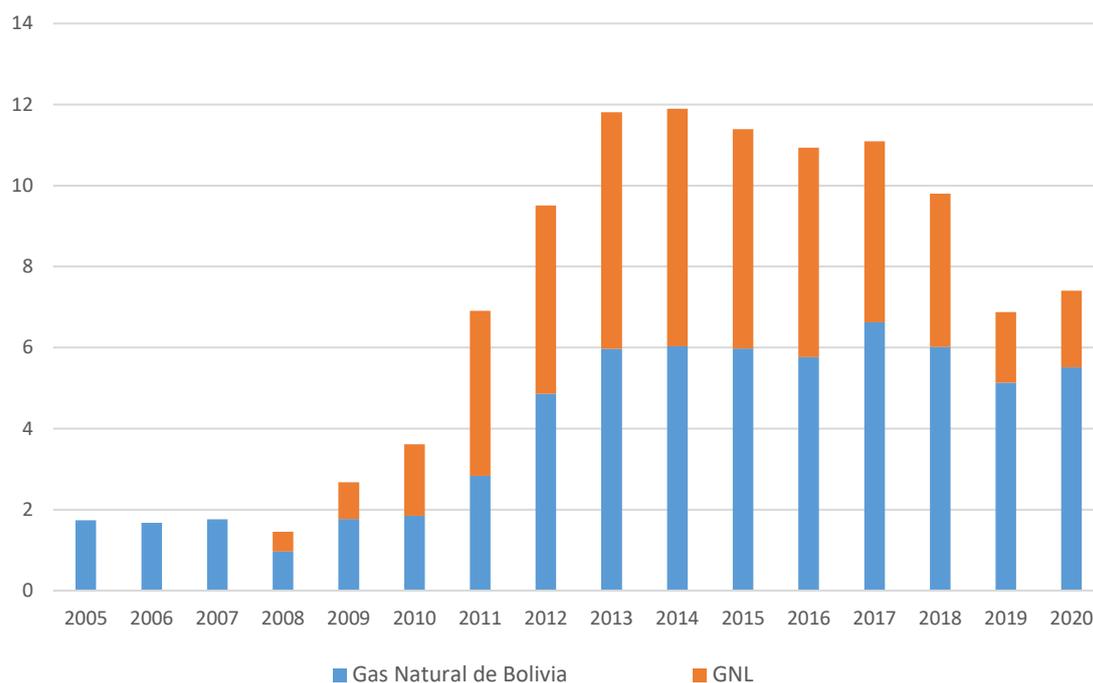


Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Argentina pasó de ser un país excedentario en gas natural a requerir de importaciones para cubrir el déficit de oferta local. En un principio, las importaciones estaban limitadas a los picos de consumo invernal, pero luego aumentaron de tal manera que llegaron a cuadruplicarse en menos de tres años. Esta faltante fue compensada mediante las importaciones de gas natural desde Bolivia, de gas natural licuado (GNL) transportado en barcos y mediante la utilización de combustibles líquidos, como el fuel oil y el gasoil, para la generación de energía eléctrica.

Como se observa en el Gráfico 2.12, las importaciones de gas natural crecieron fuertemente a partir de 2008. A partir de 2014, comenzaron a mermar las compras de GNL gracias a la mayor producción nacional a partir de las políticas implementadas desde 2012 que se analizan en el próximo capítulo.

Gráfico 2.12: Importaciones de Gas Natural desde Bolivia y Gas Natural Licuado (GNL) en miles de millones de metros cúbicos

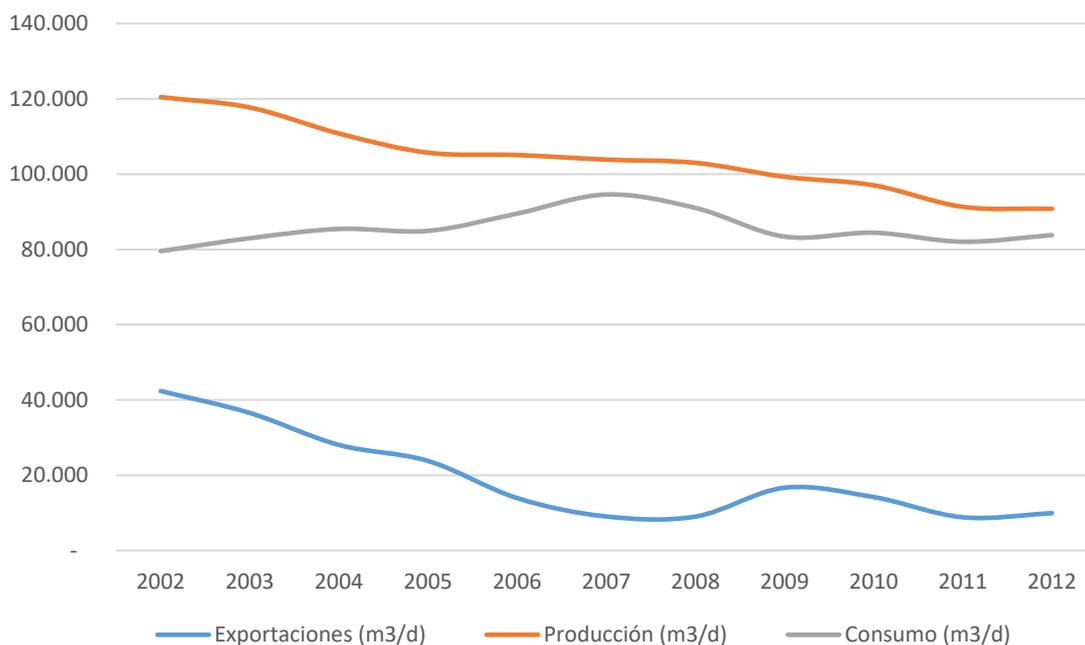


Fuente: Elaboración propia en base a datos de IAPG.

En el rubro petróleo crudo, si bien Argentina no es importador neto, la caída de la producción iniciada a partir de 1998 implicó un menor volumen de saldos exportables que contribuyó al deterioro del saldo comercial del sector. Ante la caída sostenida de la producción de crudos livianos que se dio hasta 2012, las empresas (especialmente Repsol) optaron por importar aquellos combustibles líquidos ya refinados que requerían para cubrir la diferencia entre la oferta propia y la demanda de un mercado interno. Las exportaciones de crudo Escalante²⁴, por su parte, fueron declinando fuertemente debido al desplome de la producción. Entre 2002 y 2011 el consumo de petróleo se mantuvo casi estable (con un leve incremento de 3,14%) mientras que la producción del hidrocarburo cayó más del 24%. Esto produjo una caída de las exportaciones de más de un 79,16% (especialmente del crudo Escalante proveniente de la cuenca del Golfo San Jorge) (Gráfico 2.13).

²⁴ El crudo llamado Escalante proviene de la cuenca del Golfo San Jorge y se destina principalmente al mercado externo debido a que, por su condición de crudo “pesado”, no puede ser tratado en su totalidad por las refinerías del país.

Gráfico 2.13: Argentina: Producción, consumo interno y exportaciones de petróleo crudo total (en metros cúbicos por día)



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

En este sentido, se puede afirmar que se llevó a cabo una estrategia de ampliación de derechos y de conexión de gas natural y electricidad a una gran cantidad de nuevos usuarios. Se dio una fuerte intervención estatal en términos de contención de precios para garantizar la capacidad de consumo de la población pero, hasta la estatización parcial de YPF en 2012, existió un déficit a la hora de garantizar los volúmenes necesarios que requería el crecimiento económico de la época.

Es decir que, en un contexto de caída de la producción de gas natural, y caída de la producción de petróleo y del procesamiento en las refinerías, el Estado tomó como estrategia para consolidar el crecimiento económico, el rápido incremento de la potencia instalada a partir de estos combustibles fósiles, lo que tornaba insustentable el sistema energético a largo plazo si no se tomaban medidas urgentes sobre la oferta²⁵.

Se concluye entonces que gran parte de los problemas de déficit en materia de balanza energética del período en estudio respondieron a una combinación de factores:

²⁵ Esta situación se dio, además, en un contexto de retraso en las obras de infraestructura de las 2 centrales hidroeléctricas de Santa Cruz que se licitaron en 2008 y se re-licitaron en 2013 (Kirchner – Cepernic), y el retraso de la construcción de la cuarta y quinta centrales nucleares.

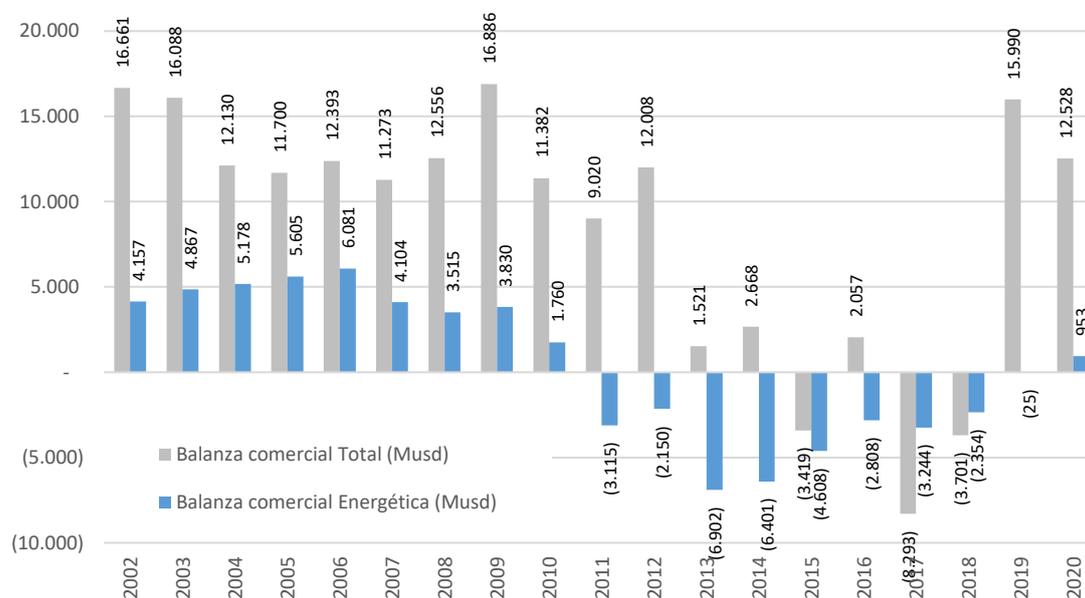
- **El modelo implementado en la década previa**, en donde los actores privados desregulados concentraron sus esfuerzos en explotar los recursos ya descubiertos por la YPF estatal y mostraron una muy baja iniciativa exploratoria. La estrategia de “argentinar” YPF S.A. con un grupo económico local para lograr revertir la situación de desinversión y caída de la producción no tuvo el resultado esperado.
- **Un mercado fuertemente extranjerizado y concentrado** en unas pocas empresas que no respondía a las necesidades del desarrollo nacional sino a los intereses desplegados en otras partes del mundo y a la estrategia de obtener ganancias a corto plazo realizando inversiones mínimas. Como se analizó previamente, este comportamiento de la oferta de gas y petróleo estuvo íntimamente relacionado con la estrategia inversora del grupo Repsol. En efecto, el principal destino de las utilidades entre 2001 y 2011 fue su distribución entre los accionistas y no la inversión para aumentar los volúmenes de producción. Medidas en dólares, las inversiones netas sobre utilidades en YPF promediaron el 32% durante la gestión Repsol, mientras que, luego de la renacionalización, mostraron un salto importante alcanzando un promedio del 286% entre 2012 y 2014 con un máximo anual de algo más del 320% (CEPAL, 2016). Este fenomenal cambio en los niveles de inversión tuvo su correlato en el incremento de la oferta de hidrocarburos, como se analizará en el siguiente capítulo.
- **Declinación de la producción.** Este esquema energético, asociado con la estrategia empresarial de los actores privados, especialmente Repsol, determinó la declinación de los yacimientos de gas y petróleo en Argentina.
- **El fuerte aumento del consumo de gas y de crudo** que respondió a:
 - El incremento de la demanda asociado al crecimiento económico
 - La expansión de las redes de gas
 - El uso de hidrocarburos como insumo de la producción industrial
 - El incremento de la demanda eléctrica y la ampliación de la generación en forma rápida sobre la base de fuentes térmicas para no comprometer el crecimiento económico

El impacto en la balanza comercial energética, la restricción externa y la restricción fiscal

A medida que la producción seguía declinando y la demanda aumentaba, el saldo comercial energético comenzó a sufrir un fuerte deterioro que impactó negativamente en la balanza de pagos en un contexto macroeconómico de escasez de divisas. En efecto, el déficit del sector llegó a alcanzar en 2013 un monto de 6.902 millones de dólares mientras que, en 2006, registraba un superávit de 6.081 millones de dólares entre lo importado y lo exportado. Esto representa una brecha de más de 12.000 millones de dólares entre ambos años (Gráfico 2.14).

El comportamiento de la balanza energética se explica por el efecto combinado de la caída en las ventas externas de combustibles y energía y el aumento de las importaciones del mismo rubro. En efecto, las exportaciones energéticas cayeron de 7.813 millones de dólares en 2006 a 5.562 millones en 2013, mientras que las importaciones pasaron de 1.732 millones de dólares a 12.464 millones durante el mismo período²⁶.

Gráfico 2.14: Argentina: Balanza comercial energética y balanza comercial total, 2002 - 2020 (en millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de INDEC. Nota: Reestimación propia que coincide con los datos publicados por Arceo y Wainer, 2017.

²⁶ Según datos de Estadísticas de Comercio Exterior de INDEC.

El otro dato interesante para destacar del Gráfico 2.14 es la incidencia que presenta el sector energético sobre el total de la economía argentina. En efecto, según un análisis de Nicolás Arceo y Andrés Wainer (2017), de haberse mantenido los niveles de producción vigentes en la última etapa del régimen de convertibilidad, la sensible restricción externa que enfrentó el país desde 2011 se hubiera producido más tardíamente y, adicionalmente, hubiera sido de una intensidad notoriamente menor. Según este estudio, en el que se reestimó la balanza comercial manteniendo constantes los volúmenes comercializados en el período 1995-2001 y se corrigieron los precios según su evolución internacional entre 2003 y 2015, el saldo comercial total en 2015 hubiera sido positivo en 6.631 millones de dólares en lugar del déficit de 3.419 millones que resultó en la realidad (Arceo y Wainer, 2017).

Así, el creciente déficit comercial energético contribuyó a consolidar una crisis de balanza de pagos y al retorno de la restricción externa en la economía argentina. Pero además de la restricción externa, el sector también tuvo un sensible impacto sobre la situación fiscal a lo largo de la última década (Gráfico 2.15). Para garantizar precios de la energía eléctrica accesibles al conjunto de la población, el Estado, a través de CAMMESA²⁷, compra esa energía a los generadores y paga el costo real de generación mediante el llamado *precio monómico de generación*. Luego vende esa energía a los usuarios a través de lo que se denomina el *precio estacional de la energía*, más bajo que el precio de generación.

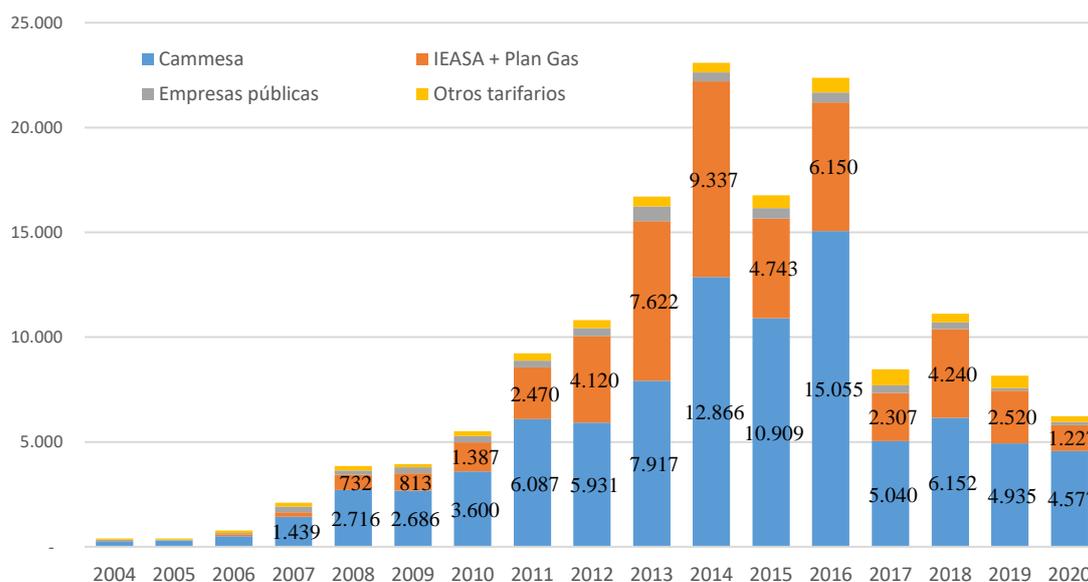
Este diferencial es absorbido por CAMMESA a través de los subsidios que aporta el Estado Nacional. La necesidad de aplicar subsidios para garantizar precios accesibles al consumo de los hogares y a la industria estuvo fuertemente relacionada con la caída de la producción de gas natural en Argentina. Dado que para 2011 más del 60% de la generación de energía eléctrica se basaba en fuentes térmicas, el precio del gas importado terminaba impactando directamente sobre precio final de la energía eléctrica, lo que determinaba, y sigue determinando en la actualidad, la necesidad de aplicar los subsidios al consumo. Como puede observarse del Gráfico 2.15, entre 2013 y 2016 se dieron los mayores desembolsos por parte del Estado para CAMMESA, y se registra un pico máximo en 2016 de 15.055 millones de dólares según el criterio devengado del presupuesto. En 2017, la administración Cambiemos intentó reducir los subsidios mediante el incremento sensible de las tarifas, política que finalmente fue abandonada por la crisis cambiaria iniciada a principios de 2018. Luego, la caída de los precios

²⁷ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico

internacionales del gas natural licuado (GNL), sumado al incremento de la producción de gas incidieron en la caída de los desembolsos por parte del Estado.

El otro ítem importante en términos de la restricción fiscal tiene que ver con la importación de GNL a través de la empresa IEASA (Integración Energética Argentina Sociedad Anónima), ex ENARSA (Energía Argentina S.A.). La empresa adquiría el fluido a precios internacionales y lo vendía luego a la demanda final a un precio más bajo. El mayor desembolso de subsidios por parte del Estado se dio en el año 2014, momento en que el GNL importado cotizaba a 15 dólares el millón de BTU, mientras que en el mercado local cotizaba a un precio aproximado de 2 dólares el millón de BTU. Por su parte, los subsidios correspondientes a Plan Gas fueron menos importantes y corresponden a desembolsos a las empresas para incentivar la producción local de gas natural.

Gráfico 2.15: Argentina: Subsidios a la energía según crédito devengado del presupuesto nacional, 2013-2014 (en millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ASAP (Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Pública).

Como conclusión, se observa que en 2011 entra en crisis el modelo energético que le daba la potestad absoluta de las inversiones en exploración y extracción a las empresas privadas y no generaba ni los incentivos necesarios ni los instrumentos institucionales para controlar y asegurar las cantidades producidas que requería la economía argentina. La estrategia de garantizar el crecimiento económico con importaciones energéticas encontró su límite cuando éstas comenzaron a generar un efecto macroeconómico

insostenible en términos de restricción externa y fiscal. Finalmente, ante esta situación, el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner tomó la decisión política de estatizar el 51% de YPF para retomar, al menos parcialmente, el control estatal del sector y revertir la tendencia declinante de la producción de gas y petróleo que llevó a la crisis.

3. El nuevo modelo de hidrocarburos: la estatización parcial de YPF, los planes de estímulo a la producción y el desarrollo de Vaca Muerta (2012-2015)

La estatización parcial de YPF

A partir de abril de 2012 se abre una nueva etapa en materia de política energética que tiene como hito fundante la “Ley de soberanía hidrocarburífera” y la recuperación del control estatal de YPF S.A. Ante la situación crítica del déficit energético descrita en capítulos anteriores, el Gobierno de Cristina Fernández y los gobiernos provinciales que participaban en la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI), comenzaron a presionar a Repsol-YPF por la falta de cumplimiento de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos. Para ese entonces, Repsol tenía el 58,23% de las acciones de la compañía, mientras que el Grupo Petersen, encabezado por la familia Eskenazi, participaba en el 25,46% que había sido negociado en 2008. Los fondos de inversión internacionales ostentaban el 16,31% restante.

Un reclamo muy importante que se le realizó a la compañía, que instaló el tópico en el centro de la discusión pública, se produjo en enero de 2012. El Estado nacional realizó denuncias a varias empresas, entre las que se encontraba Repsol-YPF, por cobrar sobreprecios de hasta un 30% en la venta de gasoil a consumidores mayoristas. El Estado, que subsidiaba una parte del combustible utilizado para el transporte de corta y larga distancia se vio perjudicado directamente. Sumada a la cadena de incumplimientos de inversión, extracción y producción, la venta de combustibles a precios inflados fue la gota que rebalsó el vaso y puso a las administraciones tanto nacional como provinciales a la ofensiva.

En esta línea de acción, se realizaron sucesivos avisos y advertencias a Repsol-YPF demandando que se cumplieran los contratos y las obligaciones en materia de explotación, inversión y extracción de hidrocarburos. Chubut, Santa Cruz, Mendoza, Neuquén, Salta y Rio Negro comenzaron a revisar y revocar las concesiones de la empresa a medida que las advertencias eran desoídas por la junta directiva de Repsol. (Zunino y Koziner, 2013).

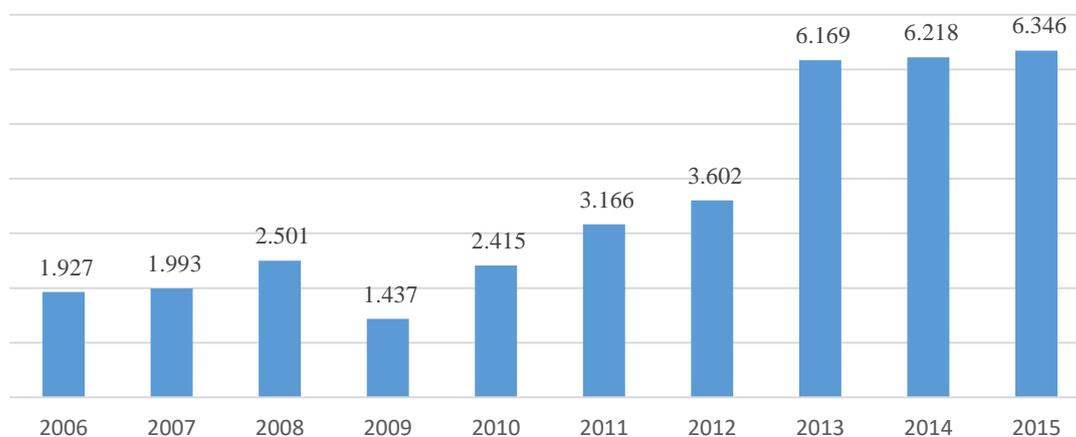
Finalmente, en abril de 2012, la presidenta Cristina Fernández anunció la decisión del Estado argentino de intervenir YPF S.A. mediante el proyecto de ley de Soberanía Hidrocarburífera, que expropiaría el 51% de las acciones de YPF S.A. correspondientes a Repsol y declaraba que la actividad petrolera y el autoabastecimiento serían de interés

público nacional. En ese sentido, los argumentos para llevar a cabo la expropiación se centraron en la recuperación de la soberanía petrolera en el país, así como en la necesidad de frenar la política de vaciamiento de YPF S.A. que el grupo Repsol había realizado durante años sin ningún tipo de regulación. Luego de ser enviada la ley al Congreso de la Nación, fue discutida y aprobada en mayo de 2012, iniciándose así el proceso de recuperación de YPF.

El entonces viceministro de Economía y subinterventor de YPF, Axel Kicillof, expuso el 17 de abril de 2012 en el Senado de la Nación y aclaró: *“La necesidad de recuperar el control de YPF es primordial, [...] YPF aún después de la administración española de Repsol sigue siendo el actor clave, si seguían en este camino iban a dejar de serlo. [...] Que no nos vengan a decir que les estamos sacando algo que era suyo y que no han exprimido hasta la última gota. [...] La discusión principal trata sobre cuál es el precio del barril, y la decisión de la presidenta (Cristina Kirchner) es que para controlar responsable e inteligentemente esto, la única forma que ha enseñado el mundo, tanto desarrollado como no desarrollado [...], es que hay que tener control directo de las compañías petroleras.”*

El gobierno de Cristina Kirchner introdujo un cambio de paradigma en la política energética. A partir de 2012, mediante el control de la principal empresa petrolera de la Argentina, el Estado retomaba el control de gran parte de las operaciones de exploración y producción para asegurar la disponibilidad de los volúmenes necesarios de gas y petróleo para el desarrollo económico. Los resultados se vieron de inmediato y fueron contundentes.

Gráfico 3.1: Inversiones totales de YPF S.A. 2006-2015 (en millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base a datos contables públicos de YPF S.A. sustraídos de <https://www.ypf.com/InversoresAccionistas/Paginas/informacion-financiera.aspx>

Nota: Los datos de inversiones contemplan las actividades de Exploración y Producción, Refino y Marketing, Química y Administración.

Ya a partir del mismo año de la estatización se incrementaron notablemente las inversiones de la empresa, como puede observarse en el Gráfico 3.1. Si se toma como referencia el año 2011 (último año completo bajo la administración Repsol), el incremento de las inversiones fue de casi el 95% en 2013, del 96% en 2014 y de más del 100% en 2015.

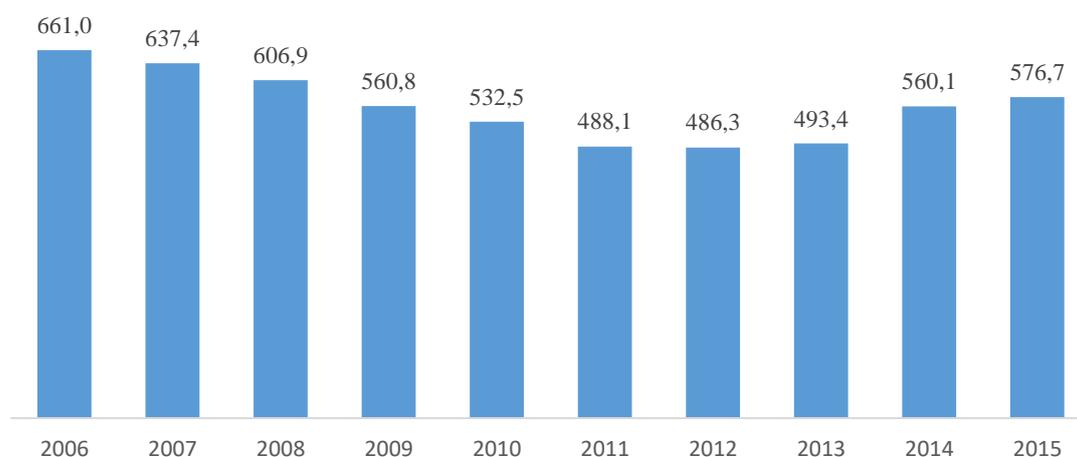
Este espectacular salto de las inversiones estuvo especialmente motorizado por un aumento de la actividad en el sector *Upstream*²⁸, que se reflejó rápidamente en los niveles de producción de la compañía que venían de una sostenida declinación. En efecto, la producción hidrocarburífera, medida en barriles equivalentes de petróleo, no sólo detuvo su caída, sino que llegó a aumentar un 18,6% en 2015 en comparación con el último año previo a la estatización (Gráfico 3.2). A su vez, se trabajó fuertemente en la sustentabilidad productiva de la compañía mediante un incremento de la actividad exploratoria que permitió aumentar las reservas de petróleo y gas de 979 millones de barriles equivalentes en 2012 a 1.226 millones de barriles equivalentes en 2015²⁹. Esto significó un incremento de las reservas hidrocarburíferas en un 23,8% aún con una mayor extracción de gas y petróleo.

²⁸ Sector encargado de la Exploración y la Producción de gas y petróleo.

²⁹ Según datos públicos de información financiera de YPF S.A., tomados de

<https://www.ypf.com/InversoresAccionistas/Paginas/informacion-financiera.aspx>

Gráfico 3.2: Producción de hidrocarburos de YPF S.A. 2006-2015 (en miles de barriles equivalentes por día)



Fuente: Elaboración propia en base a datos contables públicos de YPF S.A. sustraídos de <https://www.ypf.com/InversoresAccionistas/Paginas/informacion-financiera.aspx>

Estos resultados de YPF a partir de 2013 implicaron que la empresa incrementara su peso relativo en el conjunto de la industria, convirtiéndose nuevamente en referencia para todo el sector. Si en 2011 YPF participaba en poco más del 34% de la producción total de petróleo en Argentina, para 2015 esta participación llegó a 43,7%. Por su parte, la producción de gas natural de la empresa representaba el 23,3% del total en 2011, mientras que para 2015 su participación en el total nacional aumentaba al 33,3%³⁰.

Declarar de interés nacional la producción petrolera y el autoabastecimiento energético fue central para que YPF S.A. liderara el desarrollo de los recursos *no convencionales*. Aunque debido a la poca experiencia a nivel mundial y la casi nula en el país hasta ese momento, todavía resultaba antieconómico y altamente riesgoso en términos financieros para cualquier empresa explotar ese tipo de recursos. Pero si se tiene en cuenta que actualmente más del 40% del gas consumido en el país proviene de reservorios *no convencionales (tight y shale)*, puede afirmarse que esa estrategia fue acertada.

Adicionalmente, el control de YPF S.A. por parte del Estado constituye una potencial herramienta para articular un proceso de desarrollo tecnológico y productivo más integrado que permita, a su vez, completar de manera paulatina aquellos casilleros de la matriz insumo-producto aún vacíos en la economía argentina. Entre las principales

³⁰ Según datos de Secretaría de Gobierno de Energía.

acciones desarrolladas se pueden destacar: el impulso del plan Sustenta, de desarrollo de proveedores de bienes de capital para el sector del *Upstream* y el *Downstream*³¹, la creación de la empresa YPF-Tecnología SA (Y-TEC) en sociedad con el Conicet para investigación desarrollo, y la creación de carreras tecnológicas en universidades públicas (Strada y Nercesian, 2013). Muchas de estas iniciativas fueron perdiendo vigor durante la administración macrista que proponía una estrategia distinta a la de la soberanía energética.

³¹ El sector del Downstream se refiere comúnmente a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural.

Los planes de estímulo a la producción

Plan Gas

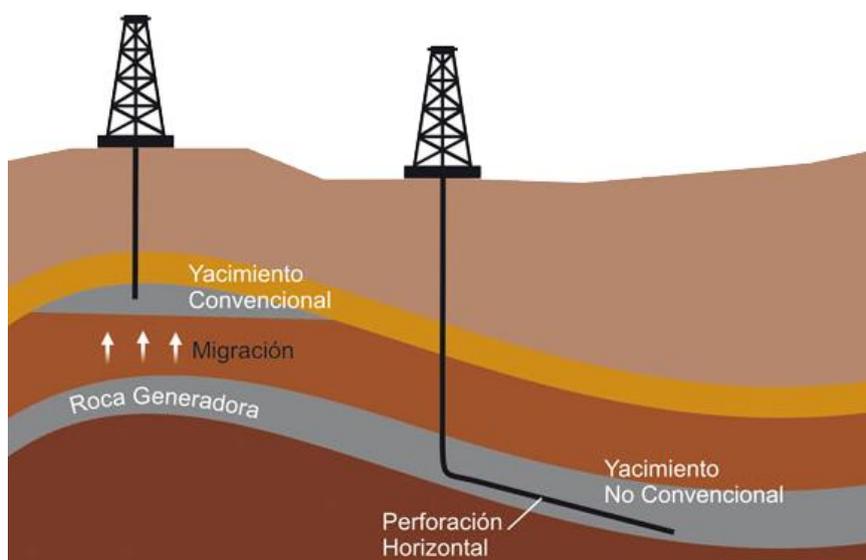
Otro cambio significativo en la política energética consistió en la implementación de planes de incentivo a la producción de gas con el objetivo de incrementar los volúmenes producidos en el país y sustituir importaciones.

Como se mencionó anteriormente, es importante destacar que, por las características de su subsuelo, Argentina tiene costos de desarrollo muy superiores a otros yacimientos en el mundo. A diferencia de lo que sucede con el agro pampeano, donde Argentina tiene ventajas comparativas extraordinarias, el sector hidrocarburífero no es apropiador de renta significativo si se lo compara con los países llamados “petroleros” que presentan costos de exploración y extracción significativamente menores. Esta característica toma relevancia si se tiene en cuenta el carácter transnacional del sector energético. La transnacionalización del capital implica que la inversión fluya a las localizaciones geográficas donde los costos son significativamente menores, es decir, los capitales salen para abastecer otras locaciones donde los portafolios de inversión arrojan tasas de rentabilidad más altas. Por este motivo, un factor indispensable para comenzar la recuperación de la producción en Argentina fue la de tomar el control de YPF S.A., una empresa nacional que se dedica a maximizar su rentabilidad sólo con portafolio local, desarrollando el petróleo y el gas a un precio desvinculado del internacional.

Sin embargo, el agotamiento de los yacimientos convencionales y su paulatino reemplazo por los recursos *no convencionales* implica que los costos de desarrollo en Argentina sean más altos que en los años 90, cuando gran parte del gas provenía del yacimiento Loma La Lata. En la figura y en el cuadro 3.1 se puede ver la complejidad técnica de la perforación de un pozo promedio de Vaca Muerta en comparación con un pozo convencional en Argentina, en base a los datos de Capítulo IV publicados por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG). Mientras el promedio de profundidad de los pozos convencionales es de 1.837 metros, un pozo promedio en Vaca Muerta debe llegar a aproximadamente 3.000 metros de profundidad vertical para luego “navegar” la roca en forma horizontal con el objeto de lograr una mayor área de contacto entre el pozo y el reservorio. Por su parte, la cantidad de fracturas hidráulicas (*fracking*) necesarias para producir de un reservorio no convencional, dada su bajísima permeabilidad, es sensiblemente mayor que en el caso de un pozo convencional (Cuadro 3.1).

Esta complejidad técnica hace que el costo de construcción de pozo en Vaca Muerta sea casi cinco veces mayor al promedio de un pozo convencional (Cuadro 3.1). A su vez, a medida que se va transitando por el proceso de aprendizaje en la extracción de este tipo de recursos y siga aumentando la productividad, ese costo diferencial va a ir disminuyendo.

Figura 3.1. Esquema comparativo de Yacimiento Convencional y No Convencional.



Fuente: IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas). Extraído de <http://www.shaleenargentina.com.ar/hidrocarburos-no-convencionales>

Cuadro 3.1. Comparación entre un Pozo Convencional y un pozo No Convencional en Argentina según características seleccionadas

Características	Pozo Convencional	Pozo No Convencional
Profundidad vertical promedio por pozo (metros)*	1.837	3.042
Longitud de Rama horizontal promedio por pozo (metros)	0	1.976
Cantidad de fracturas promedio por pozo	2,7	31,0
Costo de perforación promedio por pozo (millones de usd) **	1,5	7

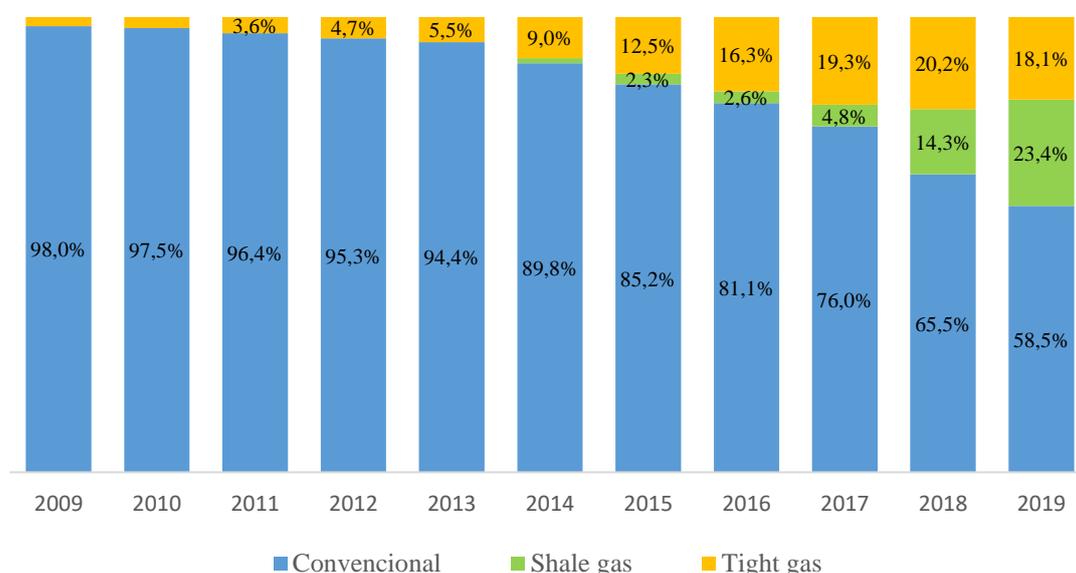
Fuente: Elaboración propia en base a datos de SIP-IAPG

*Los datos corresponden al promedio de pozos en extracción efectiva a diciembre de 2019

**Según datos de la industria para el caso de Pozo Convencional. El dato de No Convencional corresponde a lo informado públicamente por YPF en la presentación de resultados financieros de 2015.

Así, los planes de incentivo a la producción, que requieren destinar recursos fiscales para el pago de un precio diferencial a YPF y el resto de las empresas productoras permitieron viabilizar los proyectos de inversión en Vaca Muerta y otros reservorios *shale* de la Argentina. El hecho de que la producción de los yacimientos maduros vaya declinando y que ésta sea compensada por la producción no convencional, hace que el costo promedio de producción del gas en boca de pozo sea más alto que en la década del 90 y durante la primera etapa de la posconvertibilidad. Como puede observarse en el Gráfico 3.3, para 2019 más del 40% del gas producido en Argentina proviene de reservorios no convencionales *shale* y *tight*.

Gráfico 3.3. Participación de la producción de gas natural Convencional y No Convencional (Shale y Tight) en Argentina 2009 - 2019



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

Con este diagnóstico, y con la herramienta que le proporcionaba YPF para impulsar la recuperación, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas promulgó en 2013 el Plan Gas I y luego el Plan Gas II. Ambos estaban orientados a generar incentivos para que las empresas incrementaran

su producción en el corto plazo y otorgaban estímulos a la inversión en exploración para incrementar las reservas a mediano y largo plazo.

El Plan Gas I se conformó mediante compensaciones económicas abonadas por el Estado a las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que comprometiesen inversiones e incrementaran su producción de gas natural por encima un una base establecida³². De esta forma, todo el gas producido por encima esa base, afectada por su correspondiente declinación natural, se remuneraba a 7,5 dólares el millón de BTU, mientras que la producción base se seguía remunerando a precio de mercado, que en 2013 se encontraba entre 1,8 y 2,2 usd/MBTU. La diferencia entre 7,5 y el precio de mercado era el subsidio que el Estado otorgaba a las empresas que incrementaran su producción. En caso de no cumplir con el incremento de producción, las empresas debían cubrir la diferencia con la importación de GNL a su cargo.

El Plan Gas II se creó posteriormente porque algunas de las operadoras con yacimientos maduros y fuerte declinación no tenían la capacidad técnica para comprometerse a alcanzar las metas de producción que se establecieron en el Plan Gas I. El gobierno buscó con este segundo plan que esos productores con inyección de gas convencional de campos maduros y de inyección reducida siguieran invirtiendo, al menos para morigerar la declinación natural de sus yacimientos. Para estos casos se definieron precios de estímulo de 4 usd/MBTU (dólares por millón de BTU) para declinos entre 15% y 10%, 5 usd/MBTU para declinos entre 10% y 5% y de 6 usd/MBTU para declinos entre 5% y 0%. Por su parte, para niveles de inyección de gas mayores al semestre base se aseguraba un precio de 7,5 usd/MBTU.

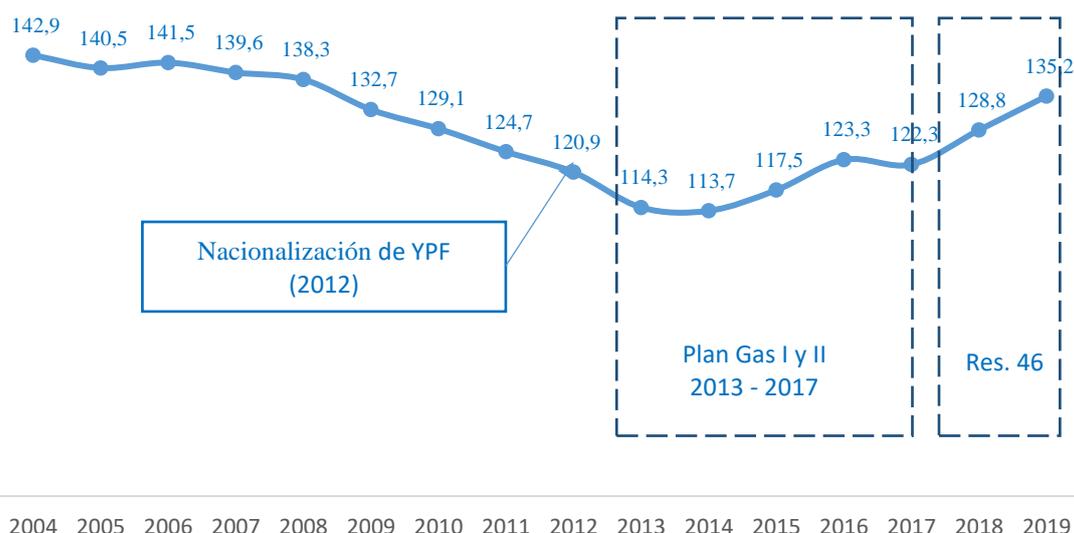
Estas políticas de incentivo a la producción posibilitaron una significativa recuperación del precio percibido por los productores a partir del año 2013. Esto a su vez generó, junto con el cambio de rumbo implementado por YPF S.A. a partir de la expropiación, un incremento general de la inversión en el sector gasífero que se empezó a verificar en los volúmenes producidos a partir de 2014 (Gráfico 3.4). Tras la finalización del Plan Gas I y II a fines de 2017, la administración Cambiemos instrumentó un nuevo programa de incentivos focalizado exclusivamente en la producción de gas no Convencional de las Cuencas Neuquina y Austral. Este nuevo programa posibilitó el mantenimiento de la

³² Se tomó como referencia para determinar la base lo producido por cada empresa en el año 2012

tendencia expansiva, aunque con un sesgo que benefició principalmente a la operadora Tecpetrol (empresa petrolera del grupo Techint).

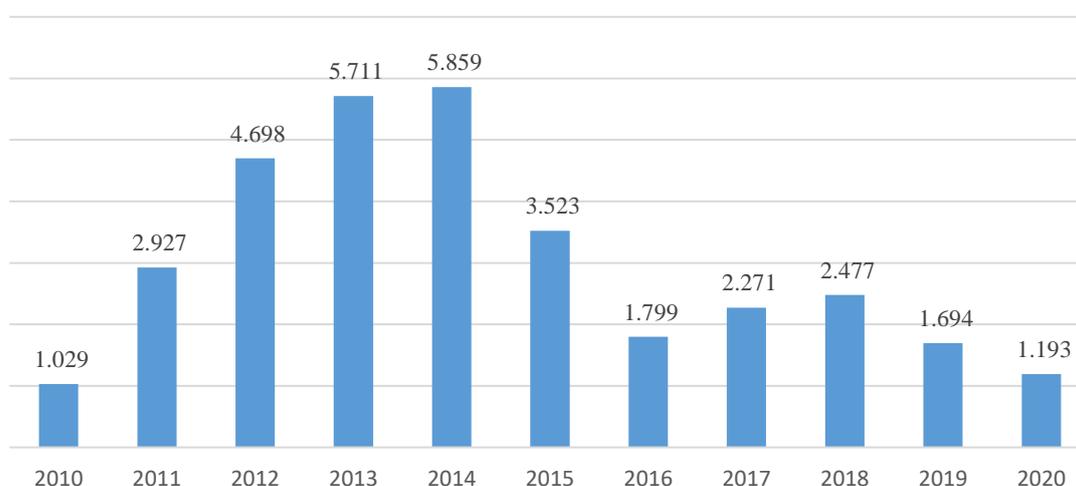
En términos de balanza comercial, este incremento de la producción local de gas, sumado a la caída abrupta del precio del GNL, redujo sensiblemente el valor de las importaciones para los años 2015 y 2016, como puede visualizarse en el Gráfico 3.5.

Gráfico 3.4. Argentina. Evolución de la producción de gas natural 2004 – 2019 (en millones de metros cúbicos por día)



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

Gráfico 3.5. Argentina. Evolución de las importaciones de gas natural y gas natural licuado (GNL) (en millones de dólares)



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

Acuerdo petrolero (2015)

En el marco la abrupta caída del precio internacional del petróleo crudo Brent desde fines de 2014 y durante todo el 2015, el gobierno tomó la decisión de sostener un precio interno del petróleo por encima del externo para evitar la caída de actividad en los yacimientos. Hay que tener en cuenta que la actividad hidrocarburífera en el país tracciona diversos sectores como el metalmecánico, servicios, construcción, químico, software, entre otros rubros. Pero además de ello, el hecho de que Argentina posea yacimientos petroleros mayoritariamente maduros y con gran parte de su producción extraída mediante técnicas de recuperación secundaria, implica que una baja de la actividad sea muy difícil de recuperar en un período razonable.

Teniendo en cuenta esto, el gobierno definió la implementación de un acuerdo entre productores y refinadores para fijar un precio del crudo más elevado que el internacional, conocido popularmente como “barril criollo”. Los refinadores, junto con los productores y el gobierno, llegaron a un acuerdo para mantener un precio interno mayoral del crudo tipo Brent (unos 14 dólares más que el promedio 2015 y 22,5 dólares superior al promedio de 2016)³³. Este acuerdo de precios no requirió desembolsos del Estado nacional, pues en rigor, se trató de un acuerdo entre privados. Sin embargo, para los usuarios implicó que no pudieran capturar los “beneficios” de la caída en el precio internacional del crudo en las compras de combustible. De todas formas, es importante recordar que, gracias a los derechos de exportación implementados a partir de 2002, los consumidores pagaron los combustibles referenciados a un precio del crudo significativamente menor que el internacional por varios años.

Por otro lado, se instrumentaron medidas para garantizar la producción de crudo local y evitar la declinación de los campos. En este sentido se implementó un pago adicional de 3 dólares por barril para todas las empresas que incrementaran su producción respecto del cuarto trimestre de 2014.

Para las empresas que venden al exterior gran parte de su producción se concedió un estímulo a las exportaciones de dos dólares por barril exportado para compensarlas por las pérdidas que tenían al vender a un precio internacional devaluado. Adicionalmente se eliminaron las retenciones a las exportaciones y el Estado importó crudo liviano para recuperar parte del costo fiscal del acuerdo (compraba crudo a un precio bajo en el exterior y lo vendía en el mercado interno a un precio mayor).

³³ Datos extraídos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

Es importante aclarar que estas medidas de coyuntura fueron tomadas como reacción a la abrupta caída del precio internacional del crudo, pero no pretendieron ser una política de largo plazo como las analizadas previamente. Si se toma en cuenta la cantidad de equipos de perforación entre 2014 y 2015 en el mundo y en Argentina, se puede afirmar que el objetivo de sostener la actividad y de amortiguar los efectos de la crisis petrolera se cumplió. Como se observa en el cuadro 3.2, mientras en el mundo la cantidad de equipos cayó de 3.578 en 2014 a 2337 en 2015 (una caída del 34,7%), en Argentina se mantuvieron prácticamente estables (pasaron de 103 en 2014 a 105 en 2015).

Cuadro 3.2. Cantidad de equipos de perforación en el mundo y en Argentina y precio del crudo internacional (Brent) y local (en dólares por barril) - 2014 y 2015

Año	Equipos de perforación en el Mundo	Precio promedio del crudo Brent (usd/bbl)	Equipos de perforación en Argentina (usd/bbl)	Precio de referencia promedio del crudo local (usd/bbl)
2014	3.578	99	103	75
2015	2.337 (-34,7% vs 2014)	52 (-47,5 % vs 2014)	105 (+1,9% vs. 2014)	66 (-12% vs. 2014)

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

El problema surgió en 2016 por la incertidumbre que generó el cambio de gobierno debido a la falta de definición, por parte de Cambiemos sobre la continuidad o no del llamado “barril criollo” que vencía en diciembre de 2015. Esta situación produjo una caída en los niveles de inversión de las empresas en un contexto de precios internacionales del crudo aún bajos. Finalmente, el nuevo gobierno mantuvo el acuerdo, pero con algunas modificaciones sustanciales: se redujo el precio en el mercado local hasta los 62 dólares el barril, se eliminó el programa de incentivo a la producción de crudo y se incrementaron los subsidios a la exportación hasta 10 dólares por barril exportado. El resultado fue la baja de equipos de perforación que pasaron de 105 en

promedio durante 2015 a 68 en promedio en 2016³⁴, con la consecuente caída de la producción.

El desarrollo de Vaca Muerta

El potencial de los recursos no convencionales (Shale y tight) en Argentina

Como se analizó anteriormente, la recuperación del control de YPF S.A. por parte del Estado en 2012 y los planes de estímulo a la inyección de gas natural implementados a partir de 2013 fueron claves para el inicio de la recuperación del sector energético en Argentina. Sin embargo, un tercer factor principal y necesario para sustentar el incremento sostenido de la producción hidrocarburífera tiene que ver con la geología, es decir, con la disponibilidad abundante de recursos con posibilidad técnica de ser extraídos.

El descubrimiento del mega yacimiento Loma La Lata en los años 70, en la provincia de Neuquén, implicó una mayor oferta de gas natural en la matriz energética argentina. A partir de ese hallazgo se fueron reemplazando los combustibles líquidos como insumo para las centrales de generación, se expandió el polo petroquímico de Bahía Blanca y se creó uno de los mayores parques automotores a gas natural comprimido (GNC). Pero la declinación natural del yacimiento y la falta de nuevos grandes descubrimientos que compensaran la caída de la producción fue generando la crisis del sector ya analizada. Ante esta situación, la posibilidad de producir gas y petróleo *no convencionales* de la formación Vaca Muerta, cuya existencia se había ido conociendo desde las décadas del 60 y 70³⁵, comenzó a ser considerada seriamente por el gobierno argentino al decidir la expropiación de YPF.

El interés por desarrollar esta roca comenzó a partir de una serie de hitos que determinaron la factibilidad técnica y pensar en un horizonte de recursos hidrocarburíferos a largo plazo. El primero de ellos tiene que ver con la experiencia que estaba transitando Estados Unidos en la producción de este tipo de recursos³⁶. Desde

³⁴ Según datos de Baker Hughes.

³⁵ Cuando YPF estatal descubre los yacimientos de Puesto Hernández y Loma La Lata y perfora las formaciones de Vaca Muerta y los Molles (ricas en hidrocarburos no convencionales). En ese entonces ni los precios de los hidrocarburos, ni la tecnología permitía su extracción.

³⁶ En la década del 70 el Departamento de Energía de Estados Unidos inició una serie de estudios (Shale gas Project) para la caracterización geológica y geoquímica, así como estudios de ingeniería enfocados al desarrollo de los tratamientos de estimulación. En la década del 80,

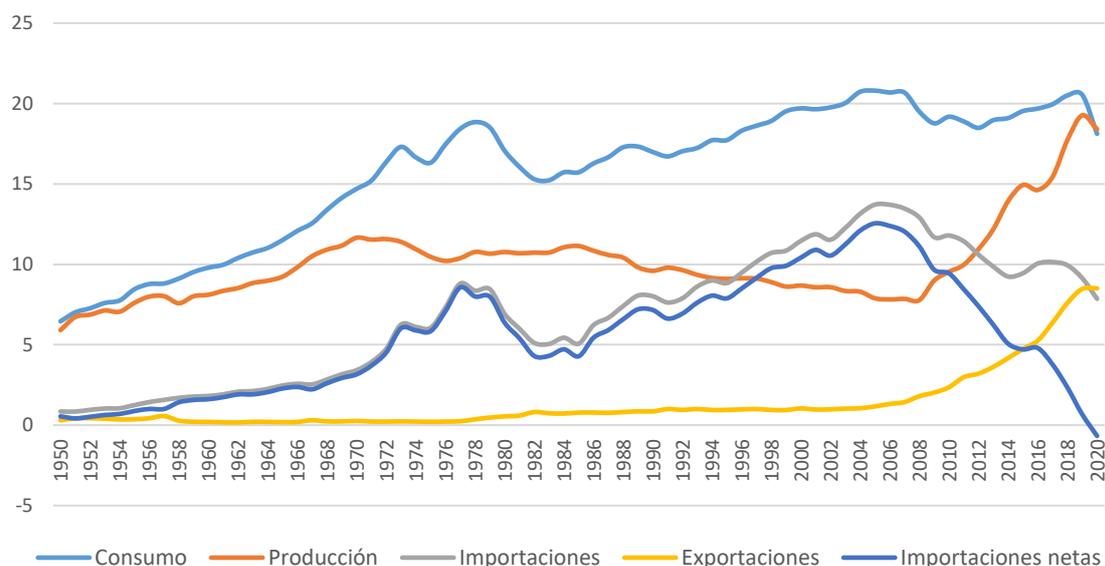
los años 80, a partir de la declinación de sus reservorios convencionales de petróleo y gas en las últimas décadas, se pusieron en marcha en el país norteamericano una serie de proyectos orientados a diseñar y desarrollar técnicas viables para la extracción de hidrocarburos *no convencionales*. Como resultado de este proceso, en el año 1997 comenzaron a realizarse las primeras fracturas hidráulicas a las rocas *shale*, mediante la técnica conocida como *fracking*. Esta técnica consiste en la inyección de agua a alta presión junto con arenas y aditivos para fracturar la roca reservorio. Este procedimiento es condición necesaria para la extracción debido a la bajísima permeabilidad de las rocas *shale*. Así, mediante las fracturas se generan los canales necesarios para que el hidrocarburo “migre” hacia el pozo perforado para luego ser extraído a la superficie.

El *fracking*, que se combinó con la perforación de pozos horizontales, dio origen a la era del *shale* en el mundo. Desde el año 2005, con la entrada en producción en etapa comercial del primer yacimiento no convencional denominado Barnett Shale en Texas, comienza el desarrollo masivo del *no convencional* en Estados Unidos (Di Sbroiavacca, 2013).

De esta manera, el país norteamericano inició su *revolución del shale* en los años 2000 y se convirtió en el primer productor mundial de hidrocarburos en 2014, lo que le ha permitido conseguir el autoabastecimiento de gas. En términos de petróleo, Estados Unidos se convirtió para 2020 en exportador neto por primera vez desde el año 1950 (Gráfico 3.6).

momento en que se inició la producción económica del shale, el Instituto de Investigación del Gas (GRI) evaluó el potencial de gas para mejorar la producción de las formaciones shale del Devónico y Carbonífero de Estados Unidos. Estos avances técnicos explican por qué el desarrollo con pozos horizontales. El “boom” del *shaleoil* es relativamente reciente, ya que solo mediante la aplicación de fracturas masivas se logra producir esta roca (Informe Mosconi).

Gráfico 3.6. Estados Unidos. Evolución del consumo, producción, importación y exportación de petróleo crudo 1950 – 2020 (en millones de barriles)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA (U.S. Energy Information Administration).

El segundo hito que impulsó el interés por Vaca Muerta fue que Repsol-YPF había confirmado que los recursos de Vaca Muerta (principal roca generadora en Argentina) eran técnicamente recuperables a partir de la perforación de unos pocos pozos en 2010³⁷. En realidad, el análisis de las rocas generadoras desde la perspectiva no convencional fue iniciado por Repsol-YPF en el año 2007 mediante la recopilación de información geoquímica y geológica de las principales rocas madres de las cuencas productivas en Argentina. A partir de allí, Vaca Muerta fue definida como una unidad de principal interés y potencial por sus características geoquímicas, distribución areal y madurez (Informe Mosconi, 2012).

Sin embargo, más allá de los anuncios, Repsol-YPF dilató y minimizó sus iniciativas de inversión. Hasta 2012 había invertido solo USD 300 millones que contrastaron fuertemente con los USD 5.000 millones que habían prometido en 2010. En paralelo,

³⁷ En junio de 2010, YPF perforó el pozo Loma La Lata Karst – x1 (LLLK-x1), convirtiéndose este en el primer pozo con producción de shale gas. Posteriormente, en noviembre de ese mismo año, YPF perforó el pozo Loma La Lata – 479 (LLL-479) y obtuvo el primer pozo productor de shaleoil.

Repsol realizaba³⁸ inversiones de USD 1.000 millones para la explotación de hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos. En realidad, la estrategia de la empresa fue la de “delineamiento” de la roca generadora Vaca Muerta y no de desarrollo a gran escala. Según se desprende del informe Mosconi (2012), la demora en la explotación, aún con conocimiento del gran potencial de Vaca Muerta, tuvo que ver con *“...las intenciones de Repsol de desprenderse de una compañía que sufrió una política de desinversión y depredación de sus recursos...La estrategia de delineación de Vaca Muerta no buscó más que ser la punta de lanza para concretar una venta de YPF a inversores extranjeros con la promesa de un potencial de explotación en materia de no convencionales que vinieron a salvar a Repsol de su política de depredación de los recursos convencionales”*.

Luego del proceso de estatización, las perspectivas cambiaron para la inversión y el desarrollo no convencional en Argentina. A partir de 2012, con la iniciativa de YPF como principal promotor del proyecto, se pudo observar en los años subsiguientes un aumento sustancial de la actividad. El proyecto más importante fue el que la empresa llevó a cabo en acuerdo con Chevron en el yacimiento Loma Campana, donde se invirtieron, entre 2012 y 2014, más de 2000 millones dólares según lo anunciado por YPF en 2015³⁹. Este *join venture* estuvo signado por controversias políticas y mediáticas en relación al contrato firmado entre las partes.

La decisión de Miguel Galuccio, nuevo presidente y CEO de YPF S.A. luego de la renacionalización, de apostar a Vaca Muerta para incrementar la producción se evidencia en el impulso vertiginoso a la inversión en Loma Campana. En efecto, dicha inversión se incrementó un 343% entre 2012 y 2014, pasando de tener cuatro equipos de perforación operando y 42 pozos en producción en abril de 2012 a 19 equipos y 290 pozos en diciembre de 2014⁴⁰.

³⁸“Repsol producirá hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos”, (22/12/2011), Comunicado de prensa, Dirección general de Comunicación, Repsol, Recuperado de: https://www.repsol.com/imagenes/global/es/Mississippi_tcm13-32388.pdf

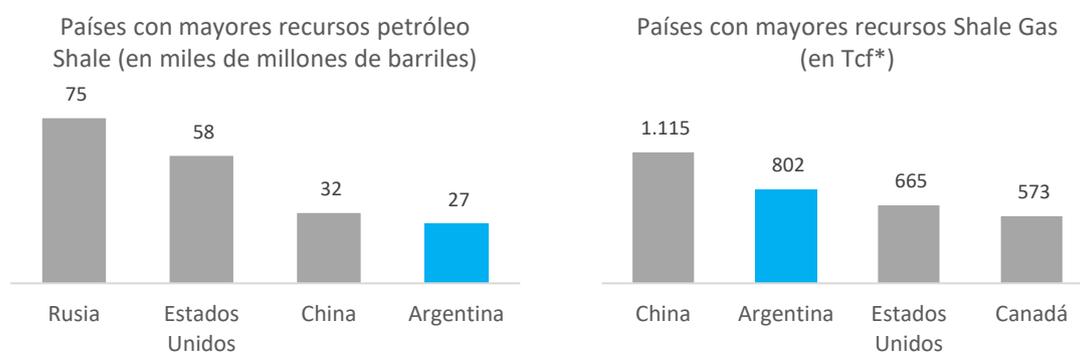
³⁹“Resultados de tres años de gestión en YPF”, (03/05/2015), Sala de prensa YPF, Recuperado de: <https://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Lists/ComunicadosDePrensa/33-YPF-tres-anos-de-gestion.pdf>

⁴⁰“Resultados de tres años de gestión en YPF”, (03/05/2015), Sala de prensa YPF, Recuperado de: <https://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Lists/ComunicadosDePrensa/33-YPF-tres-anos-de-gestion.pdf>

El tercer hito importante que impulsó el desarrollo de Vaca Muerta se dio en 2011, con la publicación⁴¹ por parte de la Administración de Información sobre Energía de Estados Unidos (EIA según sus siglas en inglés), de una evaluación preliminar sobre los recursos *shale gas* en regiones fuera de Estados Unidos. En dicho trabajo se afirmaba que Argentina poseería unos 774 Tcf⁴² de recursos no convencionales de gas técnicamente recuperables.

Este informe fue posteriormente actualizado y en junio de 2013 la EIA publicó un nuevo documento titulado *“Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”* en el que estimó que Argentina poseería 802 Tcf de recursos de gas técnicamente recuperables (equivalentes a 21.654 miles de millones de metros cúbicos), y 27.000 millones de barriles de petróleo. Estos volúmenes posicionan al país en segundo lugar entre los mayores poseedores de recursos técnicamente recuperables de gas no convencional del mundo, sólo por detrás de China. A su vez, Argentina ocupa el tercer lugar entre los países con más recursos técnicamente recuperables de petróleo, por detrás de Rusia, Estados Unidos y China (Gráfico 3.7.)

Gráfico 3.7. Países con mayor volumen de recursos de gas y petróleo No Convencional técnicamente recuperable (en miles de millones de bbls y Tcf)



Fuente: Elaboración propia en base a EIA (Energy Information Administration)

*Nota: unidad de medida que indica trillones de pies cúbicos en medida inglesa

⁴¹WorldShale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside United States, Abril 2011

⁴² Trillones de pies cúbicos por sus siglas en inglés. Equivalentes a 27.000 millones de metros cúbicos

Es importante aclarar que los recursos técnicamente recuperables no siempre son extraíbles en forma rentable. El desarrollo de la tecnología que abarata los costos de perforación y extracción, junto con la evolución del precio de comercialización de los hidrocarburos, es lo que van convirtiendo a estos recursos en reservas⁴³. Esta situación implica que, en el caso de gas y petróleo *no convencional*, se van incorporando reservas a medida que se van desarrollando los yacimientos. Es por eso que estos enormes volúmenes cuantificados por EIA no están totalmente catalogados como reservas por la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación.

Argentina posee varias formaciones *no convencionales*, aunque Vaca Muerta concitó particular interés por su alto potencial en cuanto a su calidad geológica y su gran volumen de recursos. Los otros reservorios *shale* en el país son Los Molles en Neuquén, Aguada Bandera y D-129 en la cuenca del Golfo San Jorge, Inoceramus y Magnas Verdes en cuenca Austral Magallanes. Por su parte, también hay potencial de producción en reservorios *tight*⁴⁴ como las formaciones Lajas y Mulichinco en Neuquén.

Del total de los 27.000 millones de barriles de recursos *shale* de petróleo, 16.000 corresponden a la formación Vaca Muerta mientras que el resto se reparte en las otras formaciones de las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Austral. Por su parte, de los 802 Tcf de recursos de gas no convencional, 308 Tcf corresponden a Vaca Muerta.

Para tratar de dimensionar el enorme potencial que estos volúmenes representan para el país se puede hacer un ejercicio simple y teórico calculando el horizonte temporal de producción de gas y petróleo no convencionales (sólo se toma en cuenta el *shale*). Asumiendo la tasa de extracción total de Argentina en la actualidad, y suponiendo que se recupera el 100% de los recursos calculados por la EIA⁴⁵, Argentina necesitaría 125 años para producir los recursos no convencionales de petróleo y 443 años para producir todos los recursos de gas. Por su parte, si tomamos sólo la acumulación de la formación Vaca Muerta, con los mismos considerandos anteriores, el horizonte temporal para el petróleo sería de 74 años y para el gas de 170 años (Cuadros 3.3 y 3.4).

⁴³ Se considera una acumulación de hidrocarburo como reserva cuando esta es técnica y económicamente extraíble.

⁴⁴ Una roca *tight* es reservorio de hidrocarburos de muy baja permeabilidad por lo que debe ser fracturada para poder producir los fluidos que contiene. Se diferencia de una formación *shale* en que esta última es roca generadora mientras que la *tights* reservorio.

⁴⁵ Los recursos informados por EIA ya están ajustados por riesgo, por lo que se toma para este cálculo teórico una recuperación del 100% de esos valores ajustados.

Cuadro 3.3. Recursos no convencionales de petróleo en Argentina y su equivalente en años de producción a la tasa de extracción actual

Petróleo no convencional	Recursos técnicamente recuperables (en billones de barriles)	Años de producción total de Argentina*
Recursos totales de Argentina	27	125
Recursos de Vaca Muerta	16	74

**Nota: se toma la producción total de Argentina promedio de los primeros 5 meses de 2021 según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía*

Cuadro 3.4. Recursos no convencionales de gas en Argentina y su equivalente en años de producción a la tasa de extracción actual

Gas no convencional	Recursos técnicamente recuperables (Tcf)**	Años de producción total de Argentina*
Recursos totales de Argentina	802	443
Recursos de Vaca Muerta	308	170

**Nota: se toma la producción total de Argentina promedio de los primeros 5 meses de 2021 según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía*

***Nota: Tcf corresponde a trillones de pies cúbicos de nomenclatura inglesa*

De esta forma, puede afirmarse que, con Vaca Muerta, por primera vez en la historia hidrocarburífera argentina, el país cuenta con un yacimiento que rompe la dicotomía entre abastecer el mercado interno y la exportación, un cambio radical dado que se podría abastecer al mercado local y, al mismo tiempo, obtener un flujo que potencie el desarrollo exportador de la Argentina más allá del complejo agroexportador. El autor Diego Pérez Roig, en su texto "Los dilemas de la política hidrocarburífera en la Argentina posconvertibilidad" afirma: "¿Cómo superar la obvia tensión entre la explotación racional y sustentable tendiente al autoabastecimiento, y la directiva de generar saldos exportables de un recurso finito, en un país cuyos yacimientos más importantes se encuentran maduros? Se trata de una contradicción únicamente diferible a costa de un salto técnico y económico cualitativo que posibilite la extracción de hidrocarburos "no convencionales"

de estructuras geológicas más complejas: shale y tight gas, shale oil, coalbedmethane, entre otros” (Pérez Roig D., 2016).

El salto técnico y la curva de aprendizaje

El salto técnico para viabilizar los proyectos de Vaca Muerta lo realizó la YPF nacionalizada a partir de 2012, proceso que implicó un alto costo de aprendizaje que las empresas privadas no estaban dispuestas a asumir. La experiencia de la petrolera controlada por el Estado terminó convirtiéndose en una suerte de subsidio a la innovación en Vaca Muerta, en la medida en que fue aportando información muy valiosa al sector privado (Bercovich y Rebossio, 2015).

En una primera etapa, YPF tomó la decisión de perforar pozos verticales, a diferencia de lo que se hacía en Estados Unidos que los perforaban horizontales para aumentar el área de contacto con la roca. La razón principal de esta decisión fue la falta de infraestructura de servicios en la industria petrolera nacional para realizar este tipo de arquitectura de pozo. Además, los pozos verticales son más cortos, más rápidos de perforar y de menor costo de construcción que los horizontales. Teniendo en cuenta el buen espesor de Vaca Muerta (300 metros aproximadamente), se pensó que podrían acumular un volumen de hidrocarburos en forma rápida y rentable. En ese camino, YPF logró bajar los costos de los pozos verticales de entre 12 y 14 millones a 6 y 8 millones de dólares a fuerza de perforar sin parar, mejorando el diseño de la estimulación (*fracking*), renegociando tarifas con los proveedores, reduciendo el uso de camiones para el traslado del agua, consiguiendo arena argentina para fracturar y acortando los tiempos de perforación y terminación (Bercovich y Rebossio, 2015).

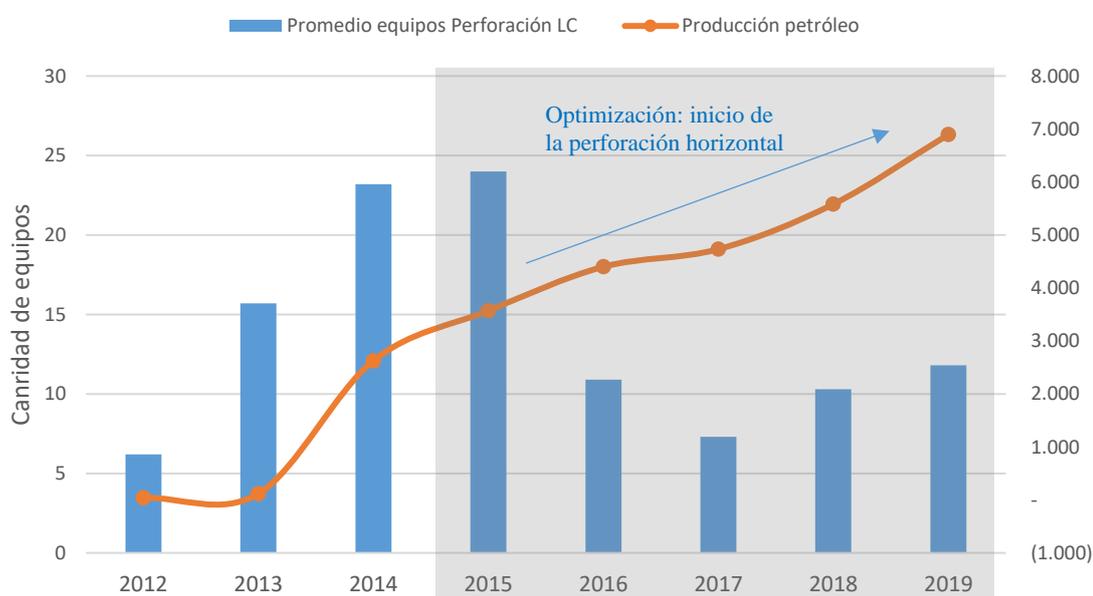
Sin embargo, con el tiempo, las producciones acumuladas de estos pozos verticales mostraron comportamientos peores a los previstos. Muchos pozos que parecían haber alcanzado tendencias estables de declinación, luego cayeron bruscamente mientras que otros nunca abandonaron la fuerte declinación exponencial inicial.

La perforación de pozos verticales continuó hasta 2015, cuando quedó en evidencia que no se lograría la rentabilidad por esa vía y se migró hacia los pozos horizontales que habían mostrado su eficacia en la experiencia de Estados Unidos. A medida que la tecnología de los pozos horizontales comenzó a asentarse, se trabajó en incrementarla longitud de sus ramas horizontales, lo cual permitía expandir el área de contacto con la roca, aumentar la cantidad de etapas de fracturas y, por consiguiente, mejorar la producción acumulada por pozo. Los resultados que se obtuvieron mediante esta nueva

arquitectura de pozo produjeron una indefectible desaparición de la perforación de pozos verticales en la producción de *shale* de la Argentina.

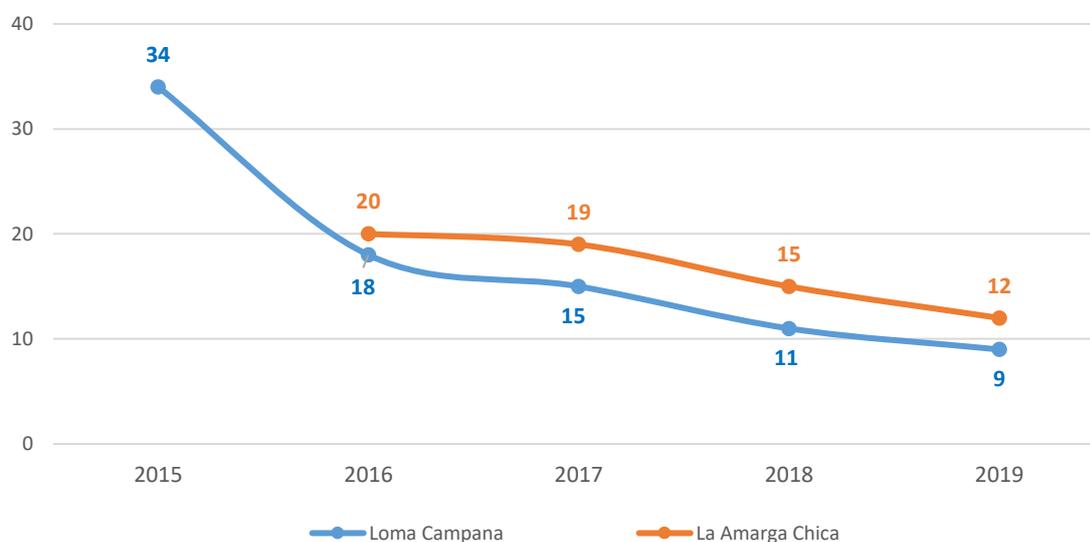
En el gráfico 3.8 se puede observar la producción de petróleo en el yacimiento Loma Campana, el principal desarrollo de *shale oil* en Vaca Muerta que opera YPF, y los equipos de perforación promedio por año. Del gráfico se desprende cómo entre 2012 y 2014 se necesitaban más equipos cada año para incorporar más pozos y levantar así la producción. Sin embargo, a partir de la perforación horizontal en 2015, se empezaron a obtener pozos de mayor productividad (mayor producción acumulada por pozo), lo que permitía incrementar la producción aún con menos equipos perforando. Si bien los pozos horizontales requieren mayor inversión inicial en las etapas de perforación y terminación, el proceso de aprendizaje sobre este tipo de pozos, realizado principalmente por YPF en Vaca Muerta, permitió ir reduciendo los costos de desarrollo. Como puede observarse en el 3.9, éstos pasaron de 34 dólares por barril en 2015 a 9 dólares por barril en 2019 tomando como referencia los yacimientos Loma Campana y La Amarga Chica (Gráfico 3.9).

Gráfico 3.8. YPF – Producción de petróleo y equipos de perforación en yacimiento Loma Campana (en cantidad y en metros cúbicos por día)



Fuente: *Elaboración propia en base a datos de IAPG e información pública de YPF S.A. extraído de <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/Presentaciones/Field-trip-VM-2019.pdf>*

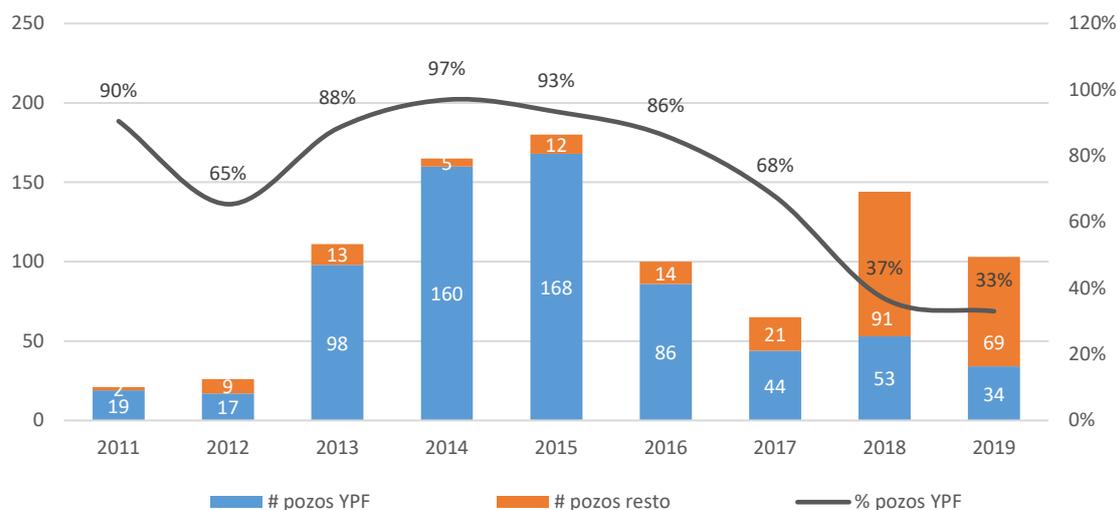
Gráfico 3.9. YPF – Evolución de los costos de desarrollo de los pozos horizontales en Vaca Muerta (yacimientos Loma Campana y La Amarga Chica) 2015 – 2019 (en dólares por barril)



Fuente: Elaboración propia en base a datos públicos de YPF. Extraído de <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/Presentaciones/Field-trip-VM-2019.pdf>

Esta impresionante mejora en la eficiencia hizo que extraer los recursos de Vaca Muerta fuera, no sólo técnicamente, sino también económicamente factible. En el gráfico 3.10 se puede ver cómo YPF, a través de una decisión política y técnica, fue la punta de lanza en el inicio de una nueva etapa en la historia hidrocarburífera argentina. A partir de la toma de control de YPF por parte del Estado, la empresa comenzó la perforación masiva con un incremento en la incorporación de pozos totales (verticales y horizontales) que pasaron de tan sólo 17 en 2012 a 98 en 2013, 160 en 2014 y 168 en 2015. La caída que se ve a partir de 2016 tiene que ver, por un lado, con un menor nivel de inversión que se dio bajo la nueva administración en YPF, pero también con la mejora de la productividad asociada a las campañas de perforación de pozos horizontales iniciadas en 2015.

Gráfico 3.10. Incorporación de pozos de gas y petróleo en Vaca Muerta, YPF y resto de empresas operadoras



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

Nota: Los datos corresponden a pozos de explotación y exploración de gas y petróleo perforados con objetivo Vaca Muerta, en estado "en extracción efectiva", "en espera reparación" y "en reparación" según clasificación de Capítulo IV.

La consultora FDC (Field Development Consultants) destaca en su reciente informe "Analysis of Vaca Muerta Oil Wells 2014 – 2020" este proceso de desarrollo de Vaca Muerta considerando a todas las operadoras. En el cuadro 3.5 se resume la evolución que han tenido las principales variables analizadas de los pozos horizontales con objetivo de petróleo. La longitud promedio de la rama horizontal por pozo pasó de 1.090 metros en 2014 a 2.215 metros en 2020 para lograr cada vez un mayor contacto con la roca. Por su parte, y asociado a ello, las etapas de fractura promedio aumentaron de 13 a 34 para esos mismos años. Estos saltos técnicos generaron una mejora en la producción acumulada por pozo, que pasó de 13.800 metros cúbicos de crudo acumulado en el año 2014 a 41.500 en el año 2020⁴⁶. Esto significó un salto de 200% en la productividad en tan solo 7 años de experiencia y que, para 2020, sólo el 4% de los pozos perforados resultaron antieconómicos.

⁴⁶ Se toma la producción acumulada en los primeros 365 días de producción del pozo

Cuadro 3.5. Evolución de principales variables de pozos horizontales de petróleo en Vaca Muerta considerando todas las operadoras

Año	cantidad de pozos horizontales	Longitud promedio de la rama horizontal (metros)	Etapas de fractura promedio por pozo	Producción acumulada por pozo a 365 días (m3)	% de pozos rentables sobre perforados
2014	5	1.090	13	13.800	0%
2015	30	1.230	16	14.900	27%
2016	64	1.328	17	17.000	88%
2017	54	1.552	23	24.300	74%
2018	85	2.033	28	27.800	82%
2019	111	2.115	31	37.000	83%
2020	53	2.215	34	41.500	96%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Field Development Consultants (FDC).

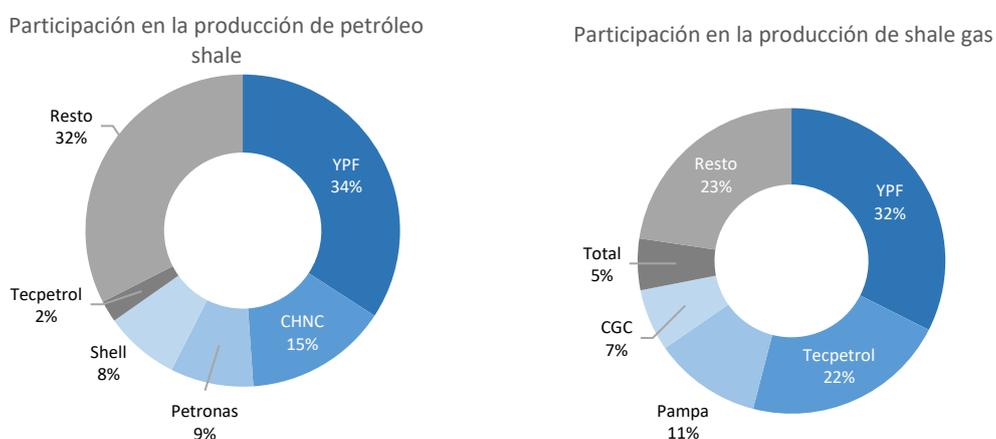
En el camino de la mejora técnica y el aprendizaje sobre este tipo de operaciones no convencionales, YPF firmó acuerdos de asociación con Chevron en Loma Campana, con Dow en El Orejano, con Petrolera Pampa en Rincón del Mangrullo (todos en 2013) y con Petronas en La Amarga Chica (2014). También firmó acuerdos de cooperación y estratégicos con PDVSA, YPFB, ANCAP, Statoil y Gazprom, entre otros (los cuales, salvo por Statoil, no tuvieron mayores avances).⁴⁷ El objetivo era disponer de capital, experiencia técnica y minimizar el riesgo que presentaba este nuevo desafío de la industria hidrocarburífera argentina.

Una vez que estuvo comprobada la factibilidad técnica y económica de la perforación en Vaca Muerta hubo incorporación de actores privados como operadores, además de los socios de YPF que se habían sumado (Gráfico 3.11). Estas empresas se valieron, no sólo de la información sino también de cuadros técnicos que habían participado del proceso de aprendizaje dentro de YPF. En este sentido, se destaca principalmente el

⁴⁷"Vaca Muerta: el futuro energético de Argentina ", (01/05/2018), PWC, Recuperado de: <https://www.pwc.com.ar/es/publicaciones/assets/vaca-muerta-energia-argentina-e.pdf>

crecimiento de Tecpetrol en la producción de gas que pasó de participar con el 2% de la producción en 2017 a un 22% en la actualidad, y se explica principalmente por el aporte del yacimiento Fortín de Piedra que extrae su producción de Vaca Muerta. Como contrapartida, YPF pasó de participar en un 48% de la producción no convencional de gas en 2017 al 32% en la actualidad. Esta situación se explica por los efectos del programa de incentivo a la producción implementado en 2018 por el macrismo que, cumplió con los objetivos planteados de producción, pero tuvo un sesgo en la distribución de los subsidios en favor de algunos actores privados.

Gráfico 3.11. Participación en la producción no convencional (shale) de petróleo y gas según criterio propietario, ene – jun 2021



Fuente: Elaboración propia en base a datos de IAPG.

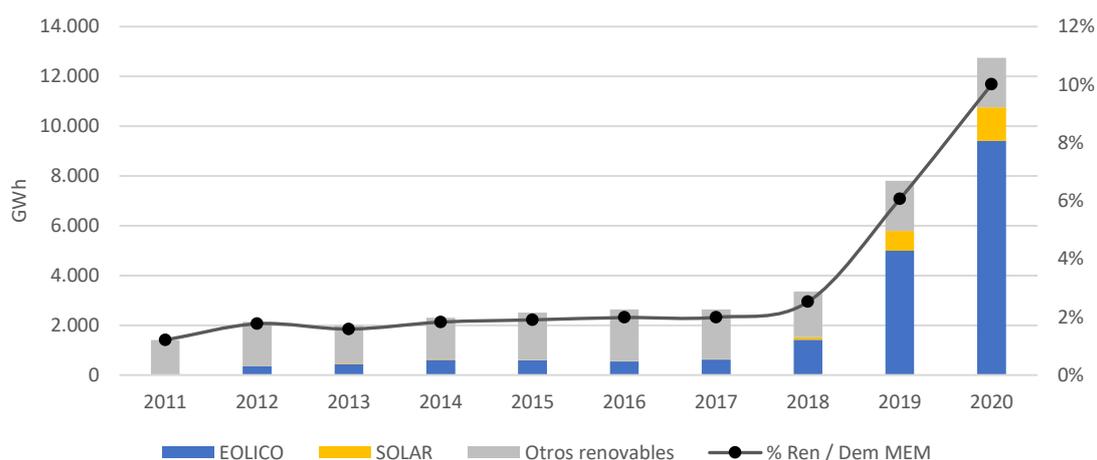
La importancia de Vaca Muerta y los desafíos para su desarrollo a escala

En el marco de un proceso de transición energética sostenido como estrategia principal para un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero las fuentes energéticas primarias que más rápido están creciendo son las renovables, especialmente la energía eólica y solar. Para el caso de la Argentina, el crecimiento en los últimos años ha sido exponencial, registrando un alza de más del 800% entre 2011 y 2020. Sin embargo, estas fuentes renovables representan todavía el 10% de la generación de energía eléctrica y sólo el 7% de la participación sobre el total de las fuentes primarias de energía⁴⁸ (Gráfico 3.12).

⁴⁸ Según datos de Secretaría de Gobierno de Energía. Se tomaron todas las fuentes renovables (sin contar la hidráulica). Los datos corresponden al año 2019.

Esto implica que, a pesar del acelerado crecimiento de las fuentes limpias, la necesidad de contar con energía de base para soportar el desarrollo económico es crucial para la Argentina de los próximos años. Adicionalmente, el gas natural seguirá cumpliendo un rol importante en la transición energética a nivel mundial en tanto se constituye como un soporte a las fuentes renovables para ir desplazando al carbón en la generación de energía eléctrica.

Gráfico 3.12. Energía generada por fuentes renovables (en GWh) y porcentaje de demanda eléctrica abastecida por renovables, 2011 - 2020



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Como se analizó anteriormente, la importancia de Vaca Muerta para la economía argentina radica en que es la única fuente de recursos con la que cuenta el país con capacidad de ir compensando la declinación natural de los yacimientos de gas y petróleo convencionales hasta tanto se vaya modificando la matriz energética. Si bien existen técnicas de rejuvenecimiento de campos maduros, estas sólo podrían menguar la declinación en el agregado de la producción total, pero no alcanzarían para compensar o incluso aumentar la producción. Este hecho se ve al analizar las curvas de producción de gas y petróleo discriminando por tipo de explotación. En efecto, como se desprende de los gráficos 3.13 y 3.14, en la actualidad, el gas no convencional (contabilizando *shale* y *tight*) ya representa más del 45% de la producción nacional, mientras que el petróleo *shale* representa el 28% de la producción en Argentina, por lo que desarrollar los recursos *no convencionales* se ha convertido en una necesidad para

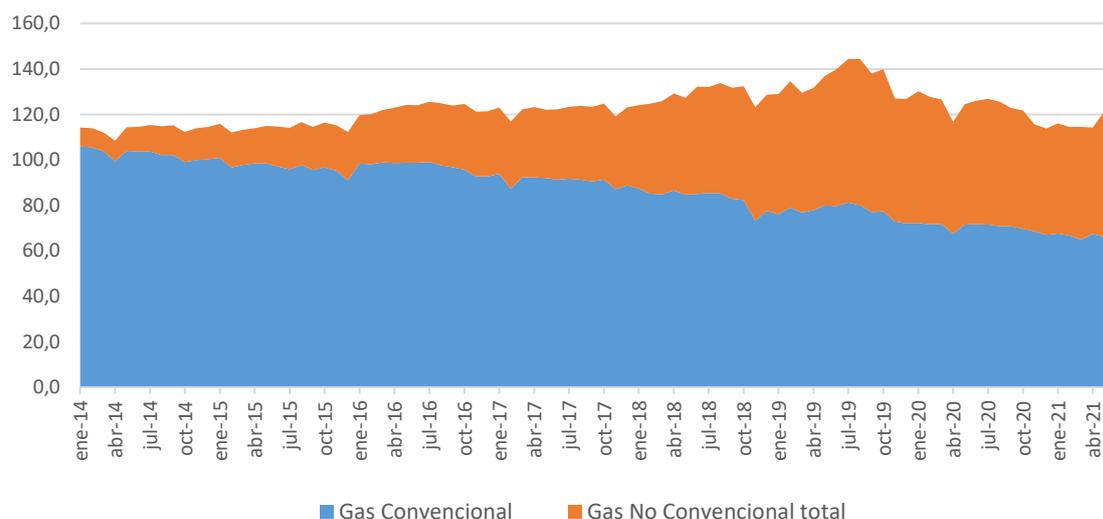
el desarrollo económico del país y, eventualmente, para generar saldos exportables⁴⁹ (Gráficos 3.13 y 3.14)

Como se pudo analizar, el avance en la curva de aprendizaje iniciada por YPF posibilitó una mejora en la producción y una reducción en los costos de perforación y operación, permitiendo una progresiva competencia a escala internacional. La creación de valor generada hasta el momento en Vaca Muerta fue calculada por la consultora FDC en 426 mil millones de dólares (FDC, 2020)⁵⁰. Sin embargo, para el desarrollo masivo de la formación Vaca Muerta, se requerirá de una inyección de capital muy intensiva.

⁴⁹Si se toma en cuenta como referencia la provincia de Neuquén, en marzo de 2021 en el marco de la pandemia de coronavirus, registró un pico histórico de su producción de crudo alcanzando los 184.844 barriles diarios. El 78% de esta producción de petróleo en la provincia provino de la formación Vaca Muerta, de donde se extrajeron 144 mil barriles diarios marcando su mejor mes desde el inicio de la explotación de shale en la cuenca.

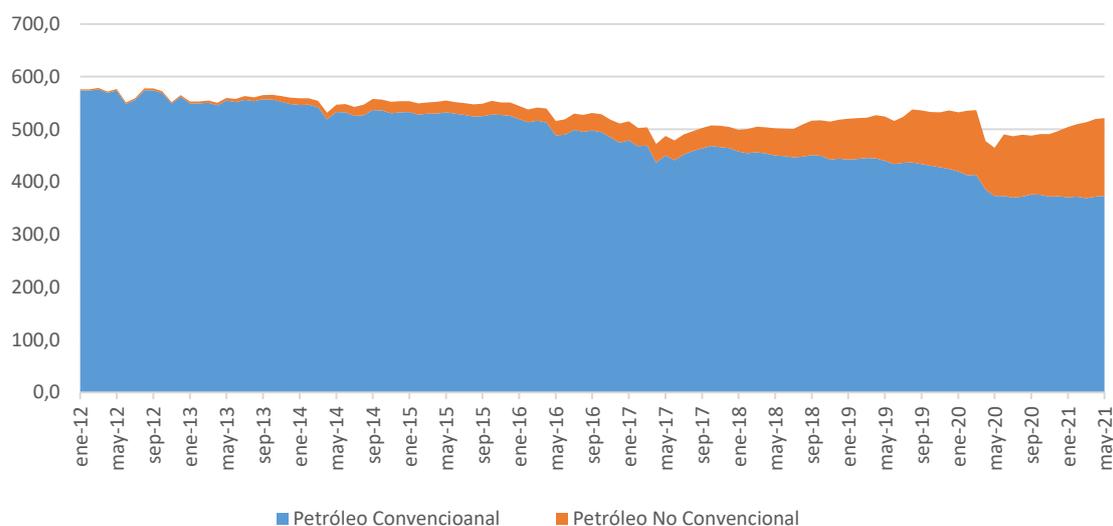
⁵⁰El valor actual neto, descontado a una tasa del 10% antes de impuestos, de las reservas probadas y desarrolladas de petróleo de Vaca Muerta es de 2.100 millones de dólares. De acuerdo con las estadísticas 2020 un pozo horizontal promedio drena 137 acres de roca reservorio y el valor creado por acre es de 152.000 dólares. Teniendo en cuenta que Vaca Muerta posee aproximadamente 8 millones de acres con 2,8 millones de acres en la ventana de petróleo, la proyección de valor que calcula la consultora FDC para estos 2,8 millones de acres es de 426 mil millones de dólares (FDC, 2020).

Gráfico 3.13. Argentina – Producción de gas natural Convencional y No Convencional (shale y tight), 2014 – 2021 (en millones de metros cúbicos por día)



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

Gráfico 3.14. Argentina – Producción de petróleo Convencional y No Convencional, 2014 – 2021 (en miles de metros cúbicos por día)



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

Según estimaciones realizadas por Nicolás Arceo, suponiendo que para el desarrollo de 100km² se requiere una inversión de aproximadamente 2.000 millones de dólares, el desarrollo de la totalidad de los 30.000 km² de Vaca Muerta requeriría unos 600.000 millones de dólares. Este valor de inversión, a su vez, se multiplica si se suman a Vaca Muerta el resto de los recursos a desarrollar tanto en la cuenca neuquina como en otras. Así, el capital masivo que se requiere para el desarrollo completo de las formaciones no

convencionales representa uno de los principales desafíos para los próximos años en el país. Sobre todo, teniendo en cuenta que, por el acelerado proceso de transición energética a nivel mundial, el tiempo para valorizar los abundantes recursos que posee la Argentina es acotado.

El otro desafío importante para el desarrollo de Vaca Muerta está asociado a la infraestructura necesaria para evacuar los hidrocarburos desde los yacimientos en Neuquén hasta los centros de consumo, internos e internacionales. Actualmente los gasoductos que conectan Neuquén con Bahía Blanca (Neuba I y Neuba II) se encuentran al límite de su capacidad en época invernal. Por su parte, el gasoducto Centro Oeste trabaja al 100% de su capacidad de transporte en algunos tramos durante los meses de julio a agosto⁵¹. La sobreoferta de gas que se produce en época estival por el incremento de la producción requiere de la ampliación de la capacidad de gasoductos dentro del país y a países limítrofes desde Neuquén. Además de Chile, Brasil se presenta como un potencial importador de gas producido en Vaca Muerta por lo que debería impulsarse un proyecto a gran escala que conecte los yacimientos neuquinos con la red de Porto Alegre. Una obra de esta magnitud implicaría la construcción de casi 1.400km de ducto del lado argentino y 600km del lado brasilero, con inversiones estimadas en 5.000 millones de dólares.

En paralelo, para abastecer al mercado extrarregional se requieren inversiones adicionales en plantas licuefactoras para la exportación de GNL mediante buques. Sin estas obras de infraestructura para evacuar mayores volúmenes de fluido, la capacidad de producción en Vaca Muerta se encontrará limitada a poco más que los niveles actuales.

Con los trabajos de expansión en la red de transporte de gas se lograría aliviar o solucionar varios de los desafíos que enfrenta el sector hidrocarburífero argentino:

- Aumentaría el techo de producción que puede ser trasladada desde la cuenca neuquina y las otras cuencas hacia los sectores de mayor consumo, especialmente el AMBA.
- Esto permitiría reducir las importaciones de GNL, altamente costosas pero necesarias para abastecer el consumo del Gran Buenos Aires.

⁵¹ Según datos de ENARGAS.

- Permitiría expandir la capacidad exportadora de Argentina, especialmente de proyectos orientados hacia Brasil.

Finalmente, en términos técnicos también hay margen para seguir mejorando la productividad, por ejemplo, en la longitud de la rama horizontal de los pozos y en la reducción del espaciamiento entre fracturas. En cuanto a la eficiencia operativa, se ha trabajado intensamente en la implementación de un modelo tipo factoría para bajar los tiempos de construcción de pozo, pero todavía existe espacio para seguir optimizando los procesos y bajando los costos logísticos.

4. Política energética durante el gobierno de Cambiemos: la Resolución 46/2017

La política de precios de los hidrocarburos

La política energética del macrismo se puede dividir en dos etapas bien diferenciadas: una primera 2016 – 2017, impulsada por el ministro de Energía Juan José Aranguren, ex CEO de Shell desde el año 2003 y designado por Mauricio Macri para conducir la cartera. Aranguren buscó desde el inicio eliminar todo tipo de regulación y lograr la “dolarización” de los precios internos de los hidrocarburos haciéndolos converger a los vigentes internacionalmente. Este esquema podía ser viable en el contexto de esta primera etapa de gestión, con tipo de cambio atrasado y precios internacionales del crudo relativamente bajos en términos históricos. Pero a partir de 2018 esta condición se revirtió y condicionó seriamente la política energética planteada por el macrismo. Paralelamente, se buscó reducir drásticamente los subsidios mediante un ajuste de tarifas que resultó ser impracticable por el peso que implicaba para el conjunto de la población

La segunda etapa (2018 – 2019) coincide con el reemplazo de Aranguren por Javier Iguacel (junio 2018 a septiembre 2018 como ministro y de septiembre 2018 a enero 2019 como secretario) y la conversión del Ministerio de Energía en Secretaría de Gobierno de Energía en septiembre de 2018. Esta etapa estuvo signada por los desequilibrios de la macroeconomía que tiraron por tierra los objetivos iniciales propuestos por la administración Cambiemos en materia energética.

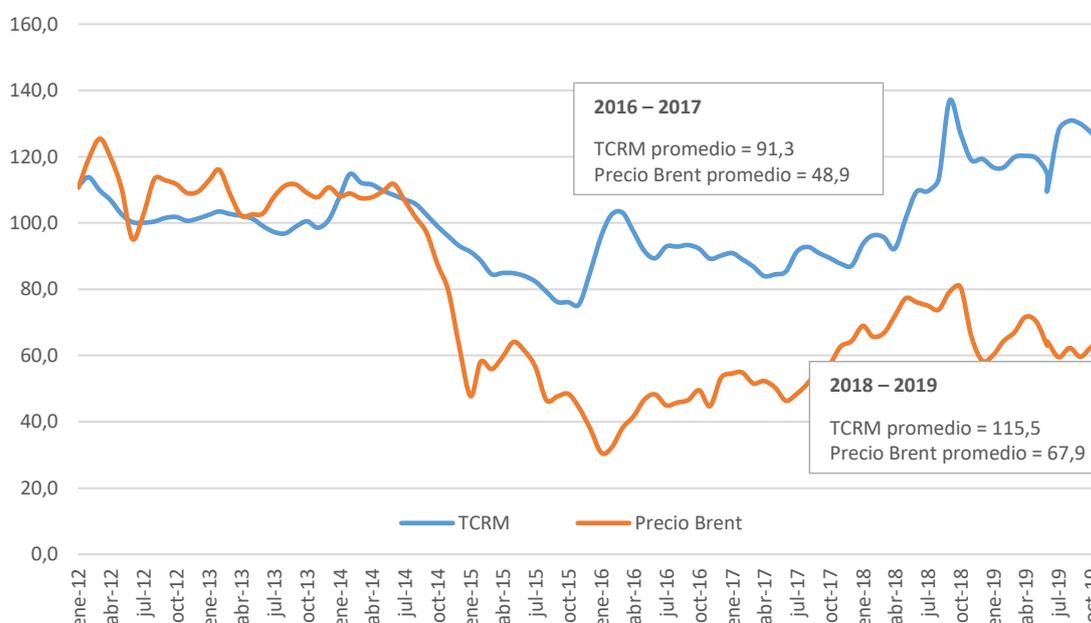
A partir de 2016, con el gobierno de Macri, cambió la visión acerca del rol de los hidrocarburos, aunque no se modificó la composición accionaria de YPF S.A. Una de las primeras decisiones oficiales sobre el tema de hidrocarburos fue, en enero de 2016, disolver mediante DNU la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas⁵² y, simultáneamente, derogar gran parte del Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera. La designación de Aranguren como nuevo ministro de Energía y Minería de la Nación comenzaba a insinuar la enorme importancia que los representantes del sector privado de hidrocarburos tendrían en esta nueva etapa. El nivel de participación de personal que se había desempeñado en altos cargos de empresas petroleras fue realmente sorprendente. Según investigaciones de

⁵²“Macri disolvió la comisión que controlaba el mercado de hidrocarburos”, (04/01/16), Pagina 12, Recuperado de: <https://www.pagina12.com.ar/diario/ultimas/20-289545-2016-01-04.html>

Paula Canelo y Ana Castellani de la UNSAM (2017)⁵³, de los 18 cargos directivos del nuevo ministerio de Energía y Minería de la Nación, 16 (el 88%) eran ocupados por miembros que previamente estaban en puestos líderes de compañías privadas de energía.

Una de las principales políticas que diseñó este equipo del área energética estuvo orientada a la convergencia de los precios locales con los internacionales, eliminando gran parte de las regulaciones. Para el caso del petróleo, la política se orientó a lograr la paridad del precio doméstico con el precio del crudo tipo Brent, una política similar a la desarrollada durante la década del 90. De esta manera, en un contexto internacional de precios bajos (48,9usd/barril de crudo Brent promedio en el período 2016 - 2017) y con un tipo de cambio real atrasado (índice de 91,3 con base 100 en diciembre 2015) el macrismo intentó “dolarizar” el precio del petróleo local. El problema fue que, a comienzos de 2018, esta política se volvió insustentable porque se sucedió la suba del precio internacional del fluido (67,9 usd por barril promedio 2018 – 2019 con picos de 80 usd/bbl) en simultáneo con la fuerte devaluación inducida por las propias políticas macroeconómicas del gobierno (Gráfico 3.15). De esta manera, los precios energéticos sin regulación alcanzaban un valor insostenible para la economía argentina.

Gráfico 3.15. Argentina – Tipo de cambio real multilateral (índice con base 100 el 17/12/15) y Precio del crudo internacional Brent (en usd por barril)



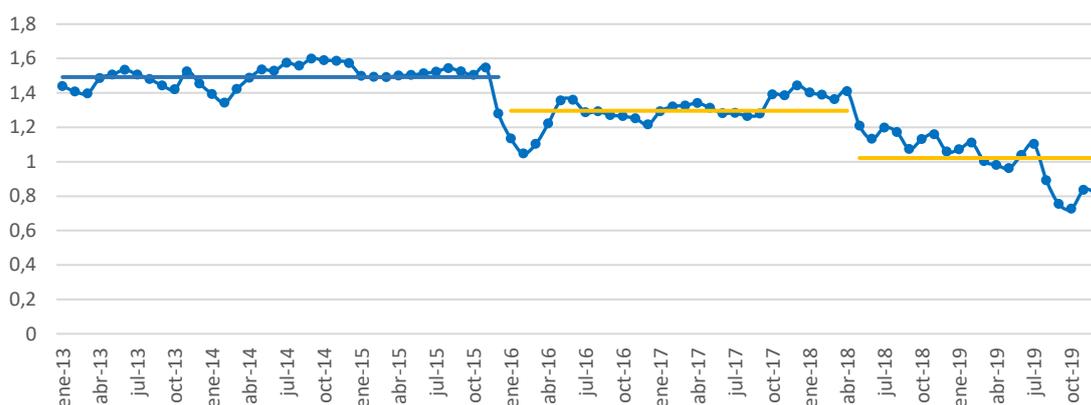
Fuente: Elaboración propia en base a datos de BCRA y Secretaría de Gobierno de Energía.

⁵³ Universidad Nacional de San Martín - Observatorio de las Elites argentinas

Esta situación de precio internacional del crudo alto con una disparada del tipo de cambio real provocó, a su vez, un fuerte impacto en los resultados financieros de YPF. En efecto, la empresa controlada por el Estado no podía incrementar los precios de los combustibles en la misma medida que lo hacía el precio del dólar y el del petróleo. Así, mientras entre 2013 y 2015 YPF recibía 1,5 dólares por litro de combustible vendido, a partir de mediados de 2019 recibía menos de 1 dólar por litro⁵⁴ (Gráfico 3.16). Pero, además, esta baja en el precio en dólares de la nafta no significó una mejora en la capacidad de compra para los consumidores sino todo lo contrario. Si se toma como referencia el salario mínimo vital y móvil de la Argentina, en la etapa 2018 – 2019 se podían comprar 307 litros de nafta con ese salario mientras que en los dos años previos podían comprarse 378 litros y entre 2013 y 2014, 353 litros del mismo combustible. De esta forma, los problemas macroeconómicos que empezaron a hacerse notar a partir de abril 2018 perjudicaron tanto a YPF, en tanto iban cayendo sus ingresos en dólares por litro de combustible, como al conjunto de la población que iba perdiendo capacidad de compra.

El problema de la política petrolera diseñada por el gobierno de Cambiemos fue que cualquier corrimiento del tipo de cambio o modificación abrupta del precio internacional del crudo iba a generar un impacto directo en el insumo clave para el conjunto de la economía. Más aun teniendo en cuenta que el 85% de la matriz energética primaria de la Argentina depende del gas y el petróleo.

Gráfico 3.16. Precio de la nafta súper de YPF, 2013 – 2019 (en dólares por litro)



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

⁵⁴ Según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

En términos de gas natural, la estrategia de Cambiemos en los primeros 2 años estuvo orientada a elevar el precio abonado por la demanda de manera de ir reduciendo gradualmente los subsidios erogados por el Estado en términos del Plan Gas (I y II). La escalera diseñada por Aranguren tendía a un precio cercano al de paridad de importación que se estimaba en ese entonces en torno a los 6,7 usd/MBTU. De esta forma, entre 2016 y 2017 hubo una fenomenal suba de tarifas en el mercado local para bajar los subsidios, que claramente era insostenible para el conjunto de la población. Esta tendencia de precios al alza comenzó a revertirse a partir del segundo semestre del 2018 debido al estallido de la crisis cambiaria en abril de ese mismo año.

Ante esta situación, la estrategia de convergencia a precios de paridad de importación del gas resultaba inviable. El entonces secretario de Energía Javier Iguacel resolvió, el 5 de octubre de ese año, que a partir de enero de 2019 los usuarios del servicio de gas natural deberían cancelar en 24 cuotas con interés el importe acumulado por las diferencias registradas entre lo que pagó cada distribuidora y lo establecido en el acuerdo de suministro firmado con las productoras para el período abril-septiembre. La decisión provocó un escándalo político y el gobierno se vio forzado a dar marcha atrás con la medida el 10 de octubre asegurando públicamente que el dinero saldría de las arcas del Estado.

Finalmente, el 16 de noviembre de 2018 el entonces presidente Mauricio Macri oficializó, a través del decreto 1053, que el Estado Nacional se haría cargo de la deuda que las distribuidoras mantenían con las productoras en 30 cuotas mensuales y consecutivas (con interés a la tasa efectiva del Banco Nación para depósitos en pesos a 30 días de plazo).

Plan de incentivo a la producción de gas – Resolución N.º 46/2017

En términos de producción, el año 2017 registró una caída respecto de los años previos. Para entonces ya se hacía evidente la necesidad de instrumentar un programa de incentivo a la producción teniendo en cuenta los efectos positivos de la experiencia previa con el Plan Gas en sus dos versiones. El ahorro que significaba la producción nacional de gas natural en comparación con el gas importado seguía siendo muy significativo en términos de divisas y de recursos fiscales. Por este motivo, la política de estímulo a la producción fue continuada por el macrismo, aunque con sensibles diferencias respecto a los planes que habían instrumentado los gobiernos kirchneristas.

El foco de la administración Cambiemos en términos de hidrocarburos estuvo centrado casi exclusivamente en el gas no convencional y se materializó con el programa de

incentivo a la producción de ese fluido mediante la Resolución N.º 46/2017. Este plan tuvo como objetivo que las áreas no convencionales (*shale* y *tight*) de las cuencas neuquina y austral en etapa piloto pasaran a la etapa de desarrollo. Para ello se instrumentó un sendero de precios muy atractivo para la producción adicional a 2017 de aquellos proyectos que resultaran aprobados (7,50 USD/MMBTU para 2018, 7,00 USD/MMBTU para 2019, 6,50 para 2020 y 6,00 para 2021). La diferencia entre estos precios y los de mercado fue aportado por el Tesoro Nacional. Sin embargo, a diferencia de los planes implementados por los gobiernos kirchneristas (Plan Gas I y II) que estimulaba todo tipo de producción de gas natural, la Resolución N°46/2017 estuvo centrada en algunos proyectos de producción no convencional y cambió drásticamente la distribución de los recursos del Estado entre los actores del sector.

Desde el inicio de la gestión de Aranguren como ministro de Energía, YPF dejó de ser la empresa testigo en el sector hidrocarburífero, lugar que había empezado a ocupar luego de su estatización parcial en 2012. Si en el pasado la empresa había resultado clave como mediadora entre los proyectos estatales y el mercado de hidrocarburos, durante el período 2015-2019 fue considerada como una empresa privada más, e incluso discriminada en la forma de distribución de los subsidios. En contraste, la empresa Tecpetrol resultó por lejos la más beneficiada por el programa diseñado por el gobierno macrista.

Según afirman Ignacio Sabbatella y Breno Nunes Chas (2020), que estudiaron el caso de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra, la Resolución 46/2017 facilitó un salto productivo y de obtención de ganancias extraordinarias por parte de Tecpetrol con escaso riesgo empresario, dado que el estudio de la formación había sido realizado previamente por YPF. Es más, los autores sostienen 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.

De los veinte proyectos presentados para ser incorporados al programa, el Ministerio de Energía aprobó 8, de los cuales seis eran de 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). Los dos restantes fueron Campo Indio Este/El Cerrito (CGC) en Santa Cruz y Estación Fernández Oro (YPF) en Río Negro. Como se mencionó anteriormente, la Resolución N°46/2017 tuvo un diseño que favoreció especialmente a Tecpetrol con su proyecto en el área Fortín de Piedra. Por ser ésta una concesión que comenzó a ser explotada a raíz del Programa, no tenía

producción inicial y, por lo tanto, recibían en principio el precio estímulo por casi la totalidad de la producción (Sabbatella y Nunes Chas, 2020).

La empresa Tecpetrol adquirió la concesión del área Fortín de Piedra, de 243 km² en 1992. A través de la Resolución 782/92 se aprobó la adjudicación del área, que no tenía producción ni reservas hasta el momento, por una suma de 6.600.000 dólares (Sabbatella y Nunes Chas, 2020). El área era considerada marginal hasta que empezó a hacerse viable la explotación no convencional a partir de la experiencia norteamericana y el desarrollo de YPF en Argentina desde 2012.

El 23 de marzo de 2017 tuvo lugar el lanzamiento público de la etapa de desarrollo del yacimiento Fortín de Piedra en Casa Rosada con el compromiso de perforar 150 pozos para extraer shale gas, con una inversión de 1.500 millones de dólares, además de 700 millones destinados a la construcción de instalaciones de superficie para fines de 2019 (Sabbatella y Nunes Chas, 2020). Pero en ese entonces, la empresa sólo había perforado 3 pozos horizontales según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía. La producción declarada era de tan sólo 108 mil metros cúbicos por día, para el lanzamiento de la fase de desarrollo del área. Por el contrario, y para la misma fecha, YPF ya tenía en yacimientos linderos y/o muy próximos al área de Tecpetrol, más de 140 pozos horizontales entre pozos gasíferos y petroleros con producción de gas. A su vez, la producción no convencional de YPF alcanzaba en marzo de 2017 un total de 17,12 millones de metros cúbicos por día en todos los proyectos *shale* y *tight* en operación que tenía la compañía (158 veces más que lo registrado por Tecpetrol que estaba recién iniciando su experiencia en Vaca Muerta). Si se considera la producción de gas incremental en 2018 y 2019 de los proyectos incluidos en relación con el total de gas no convencional producido en la Cuenca Neuquina por las dos empresas se concluye la disparidad en el programa de estímulo.

A diferencia de la situación de Tecpetrol, YPF no pudo aprovechar plenamente las ventajas del programa. Por un lado, porque las inversiones anuales debían repartirse entre todos los yacimientos que tenía en operación, incluidos o no en el programa, para evitar la declinación natural de los mismos. Por otro lado, porque las áreas más productivas estaban ya en fase piloto avanzado y/o en desarrollo y no pudieron incorporarse al plan de estímulo. En conclusión, como sólo la producción proveniente de las áreas aprobadas en la Resolución 46/2017 (La Ribera I y II y Estación Fernández Oro) se remuneraba con el precio diferencial, la producción sujeta al programa

representaba sólo el 6,2% de la producción total de gas no convencional de YPF para el año 2019. Cuadro 3.6.

En contrapartida Tecpetrol, al no tener actividad preexistente en Vaca Muerta salvo por un puñado de pozos, pudo recibir precio diferencial a través de los subsidios por casi la totalidad de su producción de gas natural (más del 83% del total no convencional producido por la empresa). Esto determinaba un precio promedio percibido por metro cúbico sustancialmente superior al que recibía YPF. Los subsidios devengados por el Estado correspondientes al programa Resolución 46/2017 alcanzaron los 12.263 millones de pesos en 2018 y 28.371 millones de pesos en 2019 de los cuales más del 43% fueron destinados a Tecpetrol, 13,3% a Compañía General de Combustibles (CGC) y sólo un 7% a YPF⁵⁵.

Además, y como se mencionó anteriormente, las empresas privadas que adhirieron al programa de estímulo aprovecharon el costo de aprendizaje que asumió YPF desde su estatización parcial en 2012. Estas no sólo se beneficiaron con el reparto de los subsidios, sino que además tuvieron un bajísimo riesgo empresario para el desarrollo de sus yacimientos no convencionales. Gracias al impulso inicial de YPF en Vaca Muerta, para la fecha de puesta en vigencia de la Resolución 46/2017 ya estaban más que probadas las técnicas de perforación horizontal, las fracturas hidráulicas y el modelo de perforación tipo factoría que hicieron viable la explotación en forma rentable. Sumado a ello, ya se había desarrollado la estructura de proveedores necesaria para la operación y las capacidades humanas que este tipo de desarrollos requiere.

⁵⁵ Según datos de Presupuesto abierto, Ministerio de Economía.

Cuadro 3.6. Producción de gas no convencional de Tecpetrol e YPF en Cuenca Neuquina, total y de yacimientos seleccionados (febrero 2017 y diciembre 2019)

	Producción Total No Convencional (en miles de m3/d)		Estimación de la producción de proyectos incluidos en Res. 46/2017 (en miles de m3/d)		Porcentaje sobre el total producido de shale gas/tight sujeto a precio diferencial subsidiado (estimación propia)
	dic-17	dic-19	dic-17	dic-19	
TECPETROL S.A.	1336	9.802	1207	9474	84,3%
YPF S.A.	18.028	21.139	2547	3.853	6,2%

Fuente: Elaboración propia en base a datos estadísticos de IAPG.

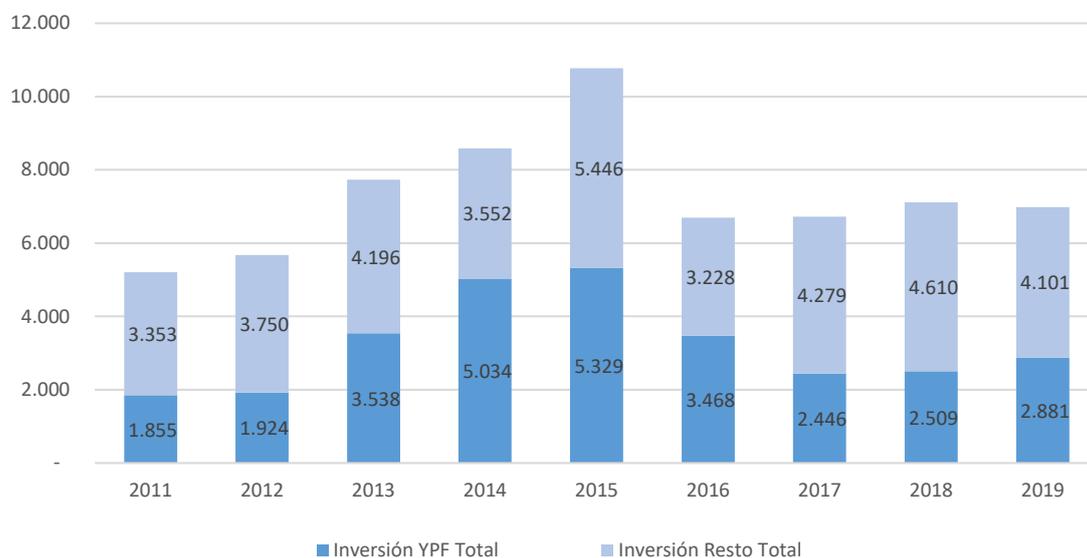
Nota: Los proyectos incluidos son: Fortín de Piedra (Tecpetrol), y La Ribera I y II y Estación Fernández Oro (YPF)

Como afirman Sabbatella y Nunes Chas, “*Resulta insoslayable remarcar que la Resolución salió publicada apenas veinte días antes del lanzamiento público de la etapa de desarrollo del proyecto (Fortín de Piedra). 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 la Casa Rosada con la presencia de las máximas autoridades nacionales*” (Sabbatella y Nunes Chas, 2020, p.69).

Los efectos de esta política se pueden observar en la inversión de los actores de la industria (Gráficos 3.17 y 3.18). La inversión total en el *Upstream* cayó en los cuatro años del macrismo en comparación con los años 2013, 2014 y 2015, pero fue YPF la que más contribuyó a esa baja mientras que las otras empresas mantuvieron un nivel similar de inversiones al período 2013 - 2015. Por otro lado, del gráfico 3.19 se desprende que el direccionamiento de las inversiones estuvo orientado principalmente a la producción no convencional por impulso del programa de incentivos que estaba destinado exclusivamente a ese tipo de producción. Lo que se observa es que, mientras la inversión total en el *Upstream* bajaba con respecto a 2015, la inversión en no convencionales mostraba un salto, especialmente a partir de 2018 por efecto de la implementación de la Resolución N.º 46/2017. Adicionalmente se ve cómo YPF pierde

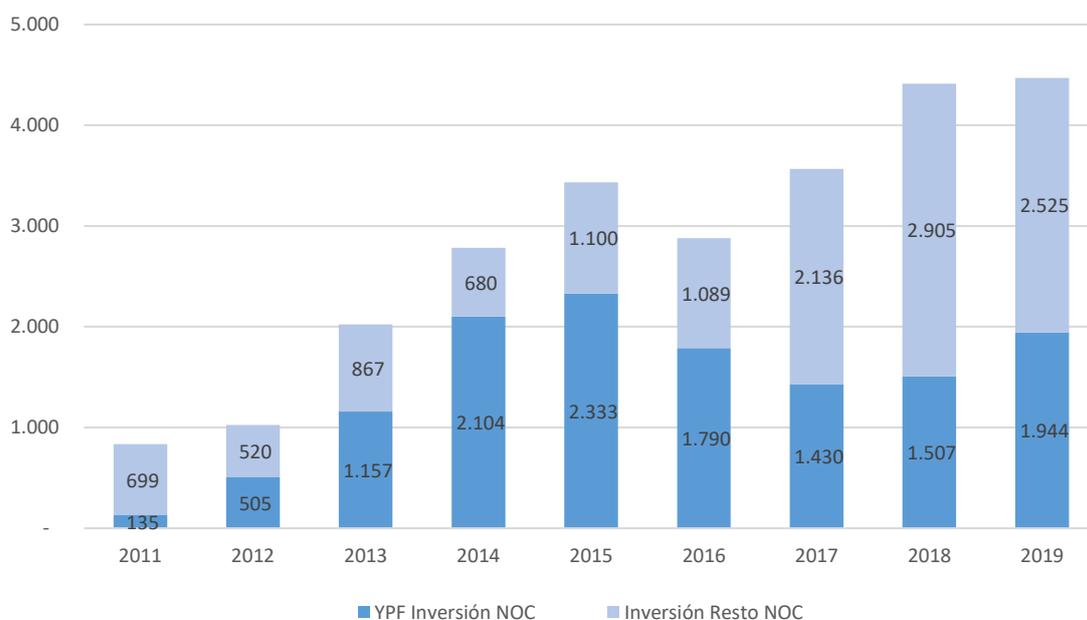
participación en las inversiones *shale* pasando de representar el 68% del total de la industria en 2015 al 34% del total de las empresas en 2018 y al 44% en 2019.

Gráfico 3.17. Inversión total en *Upstream* (Convencional y No Convencional) de YPF y resto de las empresas (en millones de dólares)



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

Gráfico 3.18. Inversión en *Upstream* proyectos de No Convencionales de YPF y resto de las empresas (en millones de dólares)



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

La implementación del programa estuvo marcada por el conflicto desatado entre el grupo Techint y la Secretaría de Energía por una diferencia en la interpretación sobre los volúmenes de gas que debían recibir el precio diferencial. El éxito del desarrollo de Fortín de Piedra en términos de producción determinó que el volumen total alcanzara los 15 millones de metros cúbicos por día cuando en el proyecto presentado habían comprometido 8 millones. En el contexto de la crisis económica desatada por el macrismo, el desembolso de subsidios hacia la empresa del Grupo Techint se hacía insostenible. En ese contexto, la Secretaría de Energía, para acotar el costo fiscal del programa a fines de 2018, estableció que se reconocería precio diferencial sólo al volumen comprometido en la presentación del proyecto (de 8Mm³/d)⁵⁶. Techint, por su parte, objetó esta lectura de la normativa porque sostenía que el programa no planteaba un techo de producción y que lo informado al momento de la inclusión en el plan sólo definía un volumen estimado de producción, por lo que reclamaba el incentivo por el total (de 15Mm³/d). Este tema se judicializó y terminó resolviéndose luego del cambio de gobierno en 2020.

Finalmente, Iguacel fue desplazado por Gustavo Lopetegui en enero de 2019. Su gestión se caracterizó por el freno total de la financiación e incentivos de producción a todas las empresas del sector, ya fueran estatales o privadas. Esto se dio en un marco de crisis total de la economía argentina en la cual muchos de los organismos estatales tuvieron fuertes reducciones de presupuesto y capacidades. En 2019 la Resolución 46/2017 dejó de remunerarse, por lo que más de la mitad de los proyectos que se esperaban financiar con los incentivos que la misma ofrecía quedaron paralizados.

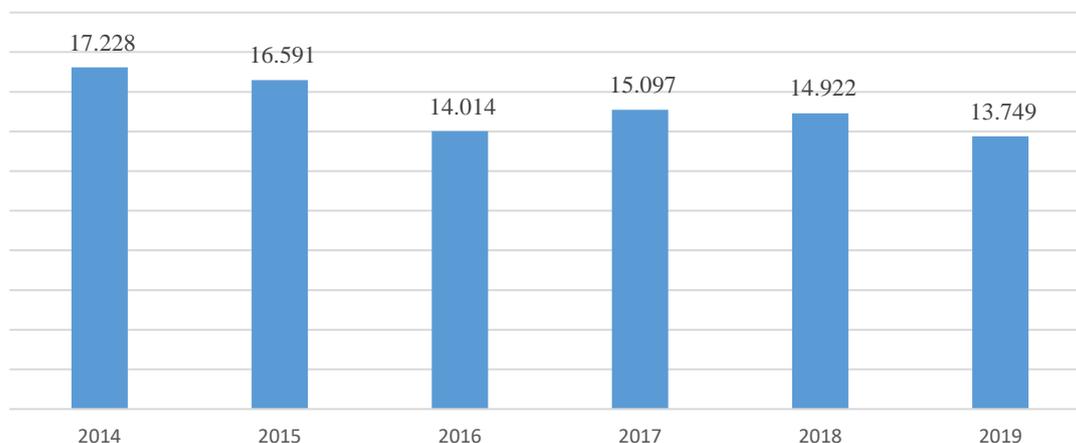
El desempeño de YPF en la etapa (2016 – 2019)

Como se mencionó anteriormente, el gobierno de Cambiemos consideró a YPF como una empresa privada más del mercado. Más aún, la política energética y los problemas macroeconómicos de la etapa terminaron erosionando sus resultados operativos y financieros. Dado que el mercado doméstico implica el 89% de las ventas totales de los

⁵⁶ Este recorte de los subsidios se da en el marco de la firma, por parte del gobierno de Mauricio Macri, del acuerdo con el Fondo Monetario Internacional. 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 con las proyecciones realizadas por la empresa al momento de solicitar su adhesión (Sabbatella y Nunes Chas, 2020).

productos refinados por YPF⁵⁷, la caída de los precios de los combustibles líquidos en Argentina (medidos en dólares) implicó una sensible disminución de los ingresos de la compañía (Gráfico 3.19)

Gráfico 3.19. YPF: Ingresos de YPF S.A., 2014 - 2019 (en millones de dólares)



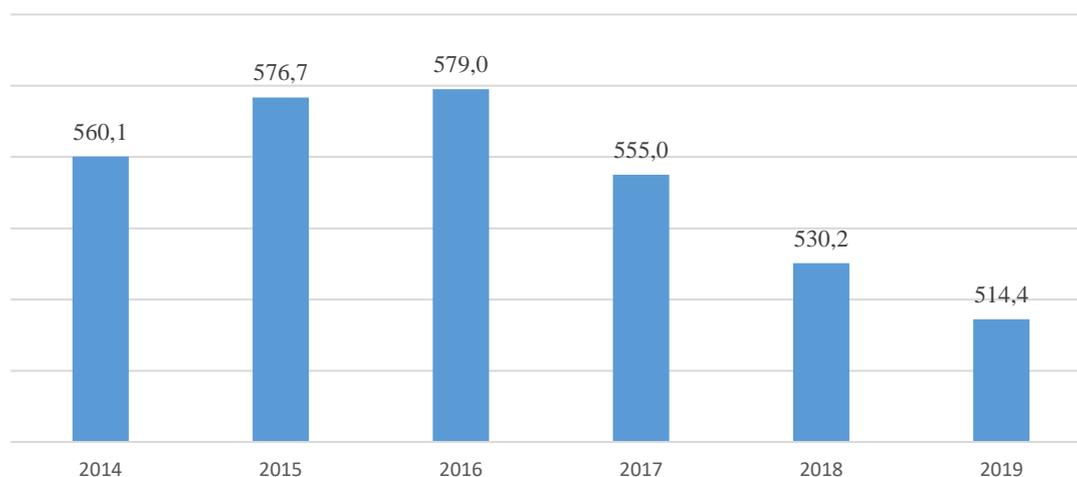
Fuente: Elaboración propia en base a información financiera pública de YPF. Nota: Para la conversión de pesos a dólares se tomó el tipo de cambio promedio por año.

A su vez, las inversiones también cayeron significativamente tanto en el sector del *Upstream* como del *Downstream*. En efecto, las inversiones totales se redujeron de 6.607 millones de dólares en 2015 a 3.700 millones de dólares en 2019 y, como era de esperarse, esto tuvo su correlato en el desempeño de la producción⁵⁸. YPF S.A. registró una declinación del 10,1% en el gas natural entre 2015 y 2019 y una caída del 7,9% en la producción de petróleo crudo en el mismo período. Si se toma la producción total de hidrocarburos (gas natural, petróleo crudo y gas licuado de petróleo) la caída fue del 10,8% como puede observarse en el gráfico 3.20.

⁵⁷ Porcentaje de las ventas locales versus el total de ventas de productos refinados de YPF para el año 2019. Datos obtenidos de información financiera pública de YPF S.A.

⁵⁸ Según datos de información financiera pública de YPF S.A.

Gráfico 3.20. YPF: Producción de hidrocarburos totales 2014 – 2019 (en miles de barriles equivalentes de petróleo)



Fuente: Elaboración propia en base a información financiera pública de YPF.

Nota: Los volúmenes de hidrocarburos incluyen gas natural, petróleo crudo y gas licuado de petróleo.

Estos resultados operativos de YPF condujeron a un creciente peso de la deuda que además aumentó su composición en moneda extranjera. En efecto, mientras en 2015 la relación entre endeudamiento y EBITDA⁵⁹ era de 1,35 veces; en 2019 esta misma relación llegó a ser de 2,1. Pero, además, el porcentaje del endeudamiento nominado en moneda extranjera también aumentó respecto de 2015, pasando de un 73% del total a un 90% del total en 2019⁶⁰. Esta situación obligó a la nueva gestión a iniciar un proceso de reestructuración de la deuda de la compañía que comenzó en 2020 y finalmente se concretó a principios de 2021.

Desempeño de la producción de gas y petróleo, demanda y balanza comercial en Argentina

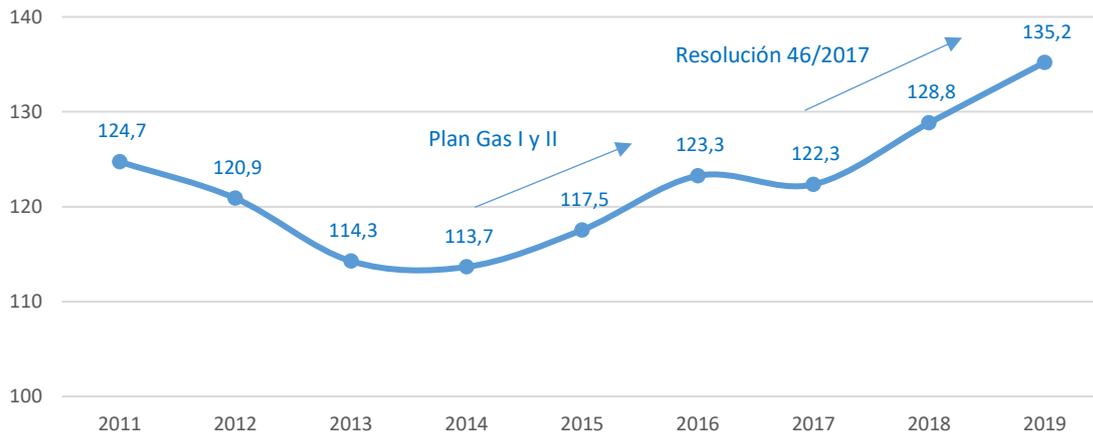
En términos de volumen de gas natural inyectado al sistema, se puede decir que la Resolución 46/2017 cumplió con los objetivos proclamados. La inyección asociada a los proyectos incluidos se incrementó sensiblemente y traccionó la curva total de producción del país (Gráfico 3.21). El resultado en términos de participación sobre la

⁵⁹Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization, es decir, ingresos antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, ocurridos durante un año

⁶⁰Según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

producción nacional de gas natural fue que Tecpetrol incrementara su porcentaje de un 3% de la producción total nacional en 2015 a un 11% en 2020. Otras empresas como Vista Oil y Exxon Mobil se vieron beneficiadas y también aumentaron su participación, aunque en menor medida⁶¹. En contrapartida YPF pasó de participar en un 33% de la producción total en 2015 a un 27% en 2020.

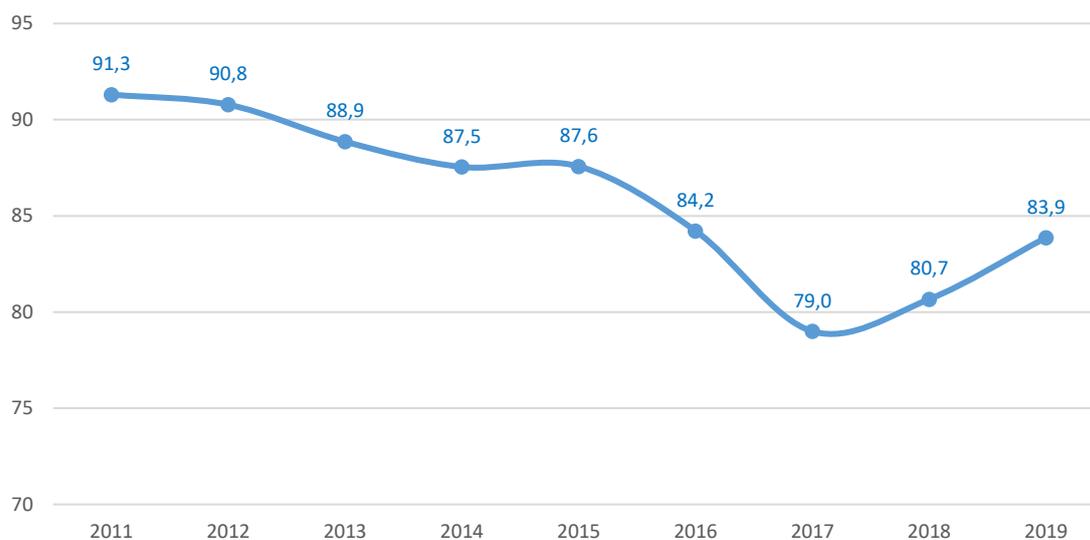
Gráfico 3.21 Argentina – Producción total de gas natural 2011 – 2019 (en millones de metros cúbicos por día)



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

⁶¹ Según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

Gráfico 3.22. Argentina – Producción total de petróleo 2011 – 2019 (en miles de metros cúbicos por día)



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

En cuanto a la producción de petróleo, no se implementó ninguna política específica orientada al incremento de los volúmenes, por lo que su comportamiento estuvo marcado por la desinversión de YPF y los bajos precios internacionales del crudo (especialmente durante 2016). En los dos últimos años de la etapa se recupera parcialmente la producción gracias a una mayor actividad en Vaca Muerta, impulsada por la suba del precio del precio internacional (Gráfico 3.22). Sin embargo, la producción de los yacimientos convencionales registró una declinación sostenida durante toda la etapa (2015 – 2019) y fue más pronunciada que en la etapa anterior. Según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía, la caída de la producción convencional fue de 18,28% en el período 2016 – 2019 versus un 8% de declinación en el período 2012 – 2015⁶². Este “descuido” de los campos maduros es especialmente nocivo para la situación energética del país porque se va esmerilando la “base” sobre la cual se monta la producción *no convencional*. Es decir, en la medida que se pronuncia la declinación de los yacimientos convencionales, que en 2019 explicaban más del 80% del total de crudo en Argentina, se requieren mayores volúmenes de producción de Vaca Muerta para compensar esa caída, y queda menos margen para el crecimiento. A esto debe agregarse que, a diferencia de los campos *shale* en los que la producción responde

⁶² Según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

rápidamente a los incrementos de la perforación, en los yacimientos maduros los plazos entre la inversión y los cambios de declinación puede demorar meses y hasta años.

En cuanto a la balanza comercial, la caída abrupta del precio del GNL más la suba de la producción de gas y la caída de la demanda, producto de la recesión económica de los años 2018 y 2019, redujeron sensiblemente el valor de las importaciones. Por otro lado, las exportaciones en la cuenca Austral se mantuvieron a lo largo de toda la serie y se fueron incrementando las exportaciones de gas natural a Chile. El sector energético pasó de registrar un déficit en 2017 de 3.244 millones de dólares a 2.354 millones en 2018 y a estar casi en cero para el año 2019 mientras que en 2020 finalmente se logró un superávit de 953 millones de dólares⁶³.

En síntesis, la política macrista en términos hidrocarburíferos puede dividirse en dos etapas. Una primera que comprende los años 2016 y 2017 en la que buscó la convergencia de los precios locales con los internacionales mediante la eliminación de las regulaciones existentes en un intento de emular lo realizado en los '90 por el gobierno de Carlos Menem. Paralelamente, se buscó la reducción de subsidios energéticos mediante un aumento de tarifas que impactó de lleno en el ingreso de los hogares.

A partir de la crisis cambiaria de principios de 2018 que generó el plan económico impulsado por el gobierno, esta política tuvo que ser abandonada. La fuerte devaluación del peso se combinó con un incremento de los precios internacionales del crudo que hicieron insostenible el modelo. Se abandonó así la política de reducción de subsidios mediante aumentos tarifarios.

Por otro lado, luego de un año de caída de la producción de gas en 2017, se implementó el plan de incentivo a la producción conocido como Resolución 46/17 que implicó un cambio en la distribución de los subsidios en favor de los grupos económicos y en detrimento de YPF. En términos de producción de gas, la curva siguió con su fase ascendente y continuó la tendencia de los años anteriores (2014 y 2015). Este comportamiento se explica precisamente por la maduración de las inversiones en Vaca Muerta que se iniciaron con la estatización de YPF. Por el lado del petróleo, el año 2019 terminó con un volumen de producción más bajo que lo producido en 2015 como se observa en el gráfico 3.22.

⁶³ Según datos del INDEC.

5. Desafíos actuales (2020 – 2021)

Punto de partida: Situación del sector en 2020, caída y recuperación pospandemia

Entre las primeras medidas que se adoptaron para la nueva etapa se puede mencionar la renegociación de la deuda de YPF que fue central para impulsar nuevamente el plan de inversiones. En segundo lugar, la implementación del Plan Gas Ar 2020-2020 para incentivar la producción de gas y cambiar la tendencia declinante que se venía manifestando desde mediados de 2019. En tercer lugar, la creación de un "Plan integral de desarrollo de la industria hidrocarburífera"⁶⁴ que involucra tanto a los gobiernos provinciales como a las Pymes y empresas regionales.

En 2019 comienza una desaceleración de la demanda que se combinó con una oferta de crudo que venía creciendo como consecuencia del aumento de la producción en Estados Unidos por su revolución del *shale*. En ese contexto acontece la pandemia del Covid-19 con las restricciones a la movilidad, que implicó una brutal contracción en la demanda mundial de crudo para la refinación (especialmente desde China). En efecto, la demanda de crudo en 2020 se contrajo por primera vez desde 2009. La caída fue de 9,1 millones de barriles por día respecto de 2019 (lo que implica una reducción del 9,34% interanual)⁶⁵.

Esta situación, a su vez, produjo una baja de los precios internacionales del crudo que comenzó en enero de 2020 cuando el petróleo cotizaba a 69 usd/bbl (dólares por barril) y alcanzó su punto más bajo en mayo de ese mismo año con un precio de 18 usd/bbl para el crudo tipo Brent (tocando el mínimo valor en casi 20 años). Por su parte, el WTI (West Texas Intermediate) llegó a cotizar en marzo a precios negativos, algo inédito desde que se mide el precio del petróleo. A raíz de la brusca caída de la demanda, se produjo una crisis de almacenamiento en Estados Unidos que llevó a que el costo de almacenar el petróleo terminara siendo más alto que el propio fluido, mientras que los incentivos para comprar crudo fueron eliminados por completo producto de la percepción de que los precios del futuro inmediato iban a ser más bajos que los

⁶⁴"Vamos por un plan integral de desarrollo de la industria", (01/03/2021), Mas Energía, Recuperado de: <https://mase.lmneuquen.com/plan/vamos-un-plan-integral-desarrollo-la-industria-n776694>

⁶⁵Según datos de BP Statistical Review of World Energy 2021.

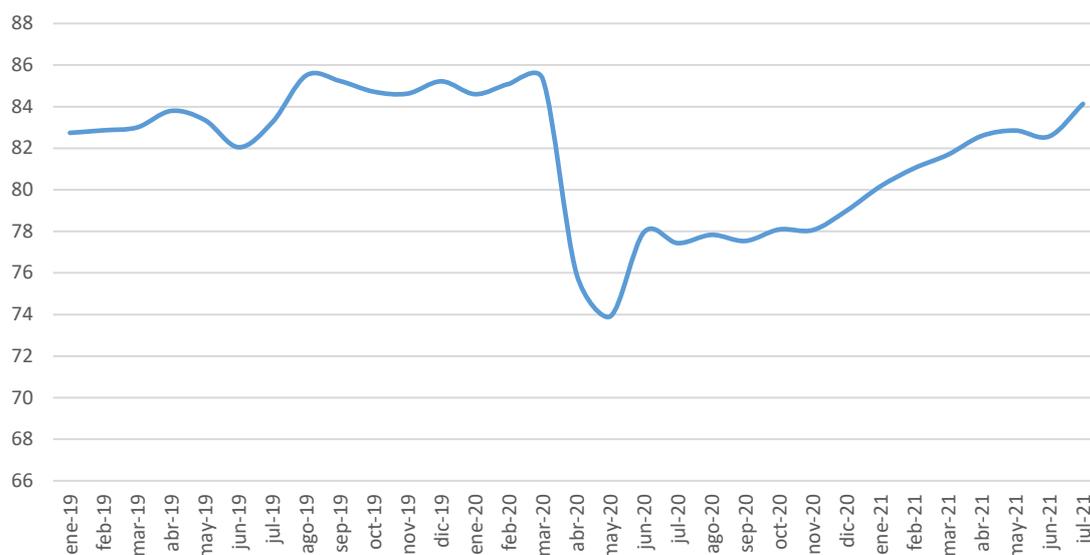
existentes⁶⁶. En este contexto, el gobierno de Estados Unidos inició conversaciones con Arabia Saudita y Rusia para restringir los volúmenes de producción, acordando reducir la oferta en aproximadamente 9,7 millones de barriles por día para sostener el precio. Esta situación marcó una particularidad en la postura histórica adoptada por el país norteamericano ya que, a diferencia de los posicionamientos de libre mercado para el sector adoptados en los años '80, ahora intervenía activamente en las gestiones para sostener el precio del crudo y mantener la rentabilidad de sus yacimientos *shale*.

En Argentina, al igual que en el resto del mundo, muchos sectores de la economía se vieron afectados por el impacto de la crisis producto de la pandemia. En este sentido el sector hidrocarburífero fue uno de los más conmovidos. En el segundo trimestre del año, se dio un freno a la actividad derivado de las fuertes medidas de aislamiento social decretadas para paliar los efectos del Covid-19. La baja histórica del precio internacional del crudo afectaba a las exportaciones mientras que la falta de demanda local afectó la venta al mercado interno.

En esas condiciones, el desplome en la actividad de equipos de perforación, equipos de *Workover* (terminación y reparación) y de *Pulling* (mantenimiento de pozos), produjo bajas muy pronunciadas en la producción de petróleo y gas a partir de abril de 2020. Para el caso de petróleo, la caída máxima se produjo en mayo de 2020 con una reducción del 13,4% respecto a marzo de ese mismo año (Gráfico 4.1). Luego del impacto inicial, y a partir de la flexibilización de las restricciones a la movilidad en Argentina y en el mundo, la demanda comenzó a recuperarse. La reactivación paulatina de equipos de torre en los yacimientos del país implicó una suba sostenida de la producción que logró superar, para julio de 2020, los niveles del primer semestre del año 2019 (Gráfico 4.1).

⁶⁶“Caída del precio del petróleo: 3 razones por las que el crudo estadounidense WTI se vendió a precio negativo y cómo afecta a América Latina”, (21/04/2020), BBC, Recuperado de: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-52362340>

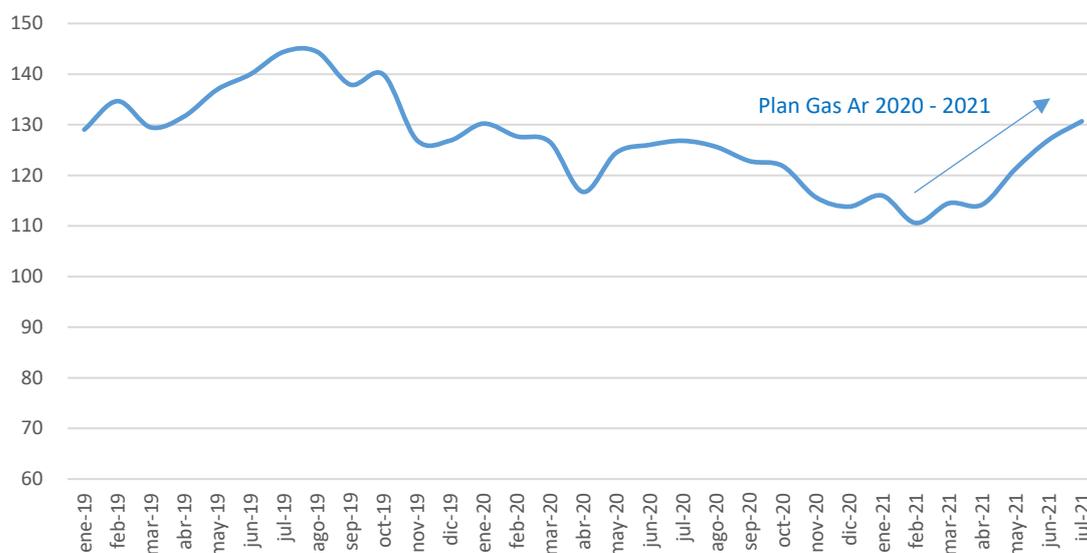
Gráfico 4.1. Argentina – Producción total de petróleo ene-2019 a jul-2021 (en miles de metros cúbicos por día)



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

Con respecto al gas natural, la curva de producción mostró un comportamiento un tanto diferente a la del petróleo. La producción comenzó a declinar a partir de julio de 2019 cuando ya quedaba claro que el programa de la Resolución 46/2017 terminaba y las empresas del sector comenzaron a bajar la actividad. A esta situación se le sumó el Covid-19 en 2020, aunque en este caso no se verificó una caída tan abrupta en la demanda como en el caso del petróleo dado que el consumo de gas no está tan relacionado con la movilidad. A partir de la implementación del nuevo Plan Gas-Ar 2020-2023 (con precio diferencial para los volúmenes incluidos en el programa) comenzó a recuperarse la actividad en los yacimientos y, por ende, la producción. Para el cierre de julio 2021 la producción de gas ya estaba alcanzando los niveles de enero de 2019 (Gráfico 4.2).

**Gráfico 4.2. Argentina – Producción total de gas natural, ene-2019 a jul-2021
(en millones de metros cúbicos por día)**



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

Nuevo esquema de incentivos: Plan Gas-Ar 2020-2023

La nueva medida para incentivar la producción de gas impulsada por el gobierno de Alberto Fernández fue el “Plan de Promoción de la Producción de Gas Argentino 2020-2023” comúnmente referido como “Plan Gas-Ar”.

El programa tiene como objetivo aumentar las inversiones y la producción de gas natural con fines múltiples y específicos entre los cuales se encuentran⁶⁷:

- Satisfacer la demanda interna con gas argentino y detener el declino de la producción (a pesar que no existan evidencias que demuestren que la producción estaba en declino)
- Sustituir más de 18.000 MMm3 de gas y trabajo importado lo cual permitiría ahorrar divisas y bajar el costo fiscal
- Incrementar la inversión: el monto de la inversión de las Empresas Productoras a lo largo del Esquema será equivalente a USD 5.000 MM.
- Generar desarrollo en las regiones productoras e Incrementar de forma proporcional y progresiva del Valor Agregado Nacional en empleo, trabajo para

⁶⁷“Plan de Promoción de la Producción de Gas Argentino”, (01/10/2020), Secretaría de Energía, Recuperado de:

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/nuevo_esquema_plan_gas_seleccion_b.pdf

las Pymes y empresas regionales, productos y servicios de industria y tecnología argentina.

- Incrementar la recaudación fiscal: a nivel nacional, provincial y municipal en 2.525 MM USD.

El plan fue formulado en un contexto en el que resultaba urgente para Argentina incrementar la producción para abastecer el consumo en el invierno de 2021, luego de una caída sostenida desde 2019. Esta situación comenzó a cobrar más importancia aún porque el precio del GNL que importa la Argentina comenzó a incrementarse sensiblemente en 2021, alcanzando un promedio de 8,33 dólares el millón de BTU versus los 2,93 dólares promedio del 2020⁶⁸.

Uno de los métodos utilizados para cumplir con los objetivos del plan fue establecer un precio sostén para la producción nacional de gas que garantice la viabilidad de las explotaciones. Siguiendo esta lógica, el gobierno generó subastas y licitaciones de contratos de producción por cuencas donde el precio del gas llegaría a un tope de USD 3,7 por millón de BTU, muy por encima del precio de USD 2 por millón de BTU al que se compraba previamente al plan.⁶⁹ Este plan se basó en licitaciones, y la primera fue por bloque de 70 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d) entre 16 oferentes en diciembre de 2020, que fueron las encargadas de realizar las inversiones en dos cuencas productoras: la Neuquina y la Austral⁷⁰. El objetivo final fue el de elevar la producción de gas a 30.000 millones de metros cúbicos en cuatro años y evitar la salida de divisas por US\$ 9.200 millones.⁷¹

⁶⁸ Según datos de IEASA.

⁶⁹ "El Gobierno activó el plan Gas.Ar: buscan garantizar un precio a la producción de gas natural para sustituir importaciones", (16/11/2020), Infobae, Recuperado de:

<https://www.infobae.com/economia/2020/11/16/el-gobierno-activo-el-plan-gasar-buscan-garantizar-un-precio-a-la-produccion-de-gas-natural-para-sustituir-importaciones/>

⁷⁰ "Plan Gas.AR: Energía lanzó una mesa clave para pymes", (01/02/2021), MasEnergía, Recuperado de:

<https://mase.lmneuquen.com/gas/plan-gasar-energia-lanzo-una-mesa-clave-pymes-n768902#:~:text=El%20Plan%20Gas.Ar%20fue,en%20los%20pr%C3%B3ximos%20cuatro%20a%C3%B1os.>

⁷¹ "El Gobierno lanzó una nueva licitación de Plan Gas para abastecer la demanda invernal", (22/02/21), Télam, Recuperado de:

El Plan Gas empezó a mostrar sus efectos rápidamente. La producción total de gas natural comenzó a crecer a partir de febrero 2021 y para mayo del mismo año ya se encontraba a niveles de producción de enero 2019 (Gráfico 4.2).

6. Conclusiones y desafíos futuros

La evolución del sector durante el período estudiado puede dividirse en dos grandes etapas:

Una primera etapa (2002 – 2011) tuvo como característica principal la continuidad del modelo privatista implementado en los 90 en lo que hace a la composición de los actores que operaban en el *Upstream*. Pero a su vez marcó una ruptura respecto a la década previa dado que se implementó una fuerte regulación de los precios con el objetivo de desvincularlos de los internacionales. Esta baja participación del Estado en las actividades de exploración y producción junto con la fuerte regulación de precios trajo como consecuencia una contracción de la actividad exploratoria de riesgo. La consecuencia fue la declinación de la producción de hidrocarburos y la necesidad de importaciones que provocó, a su vez, un deterioro de la balanza comercial energética con impacto en la balanza de pagos del país. El intento por parte del gobierno de Néstor Kirchner de corregir el rumbo apostando a empresarios nacionales para el control de empresas privatizadas no dio los resultados esperados.

La segunda etapa se inició en 2012 a partir de la estatización del 51% de las acciones de YPF S.A. y, de esta forma, el Estado comenzó a operar en la exploración y producción de los principales insumos de la matriz energética del país. Este hito, sumado a las políticas de precios orientadas al aumento de la oferta de gas y el inicio de la explotación de los recursos no convencionales por parte de la empresa estatizada, cambió la tendencia declinante de la producción. En este sentido, se concluye que YPF realizó la experiencia inicial de explotación de Vaca Muerta, pagando el costo de aprendizaje mientras el resto de los actores privados esperaron expectantes.

Esta segunda etapa, a su vez, se puede dividir en dos subperíodos: el segundo gobierno de CFK (2012 – 2015) con una fuerte impronta de soberanía hidrocarburífera y gran protagonismo de YPF como impulsor del desarrollo, y el de Mauricio Macri (2016 –

2019) con la concepción de que YPF debía ser considerada como un actor más del mercado.

A partir de 2016, el cambio de gobierno significó el inicio de un subperíodo dentro de la etapa iniciada en 2012 con la expropiación parcial de YPF. La política energética de Cambiemos (2016 – 2019), estuvo centrada desde un principio en la convergencia de los precios locales con los internacionales en petróleo y gas, con la idea de alcanzar el precio de paridad de importación en gas para el 2020. A partir de la corrida cambiaria de 2018 la combinación de una brutal devaluación con el alza del precio internacional del petróleo hizo insustentable la política hidrocarburífera tal como la había planteado el gobierno de Cambiemos en sus inicios.

En cuanto a los desafíos futuros, el avance en la explotación de los recursos no convencionales (*shale* y *tight*) deberá seguir creciendo para asegurar el abastecimiento energético del país. Dado que los campos convencionales se encuentran en franca declinación, estos recursos deberán seguir compensando dicha caída y a la vez generar volúmenes adicionales para el crecimiento (actualmente más del 40% de la producción de gas proviene de yacimientos no convencionales). El volumen de recursos que posee la Argentina es tan grande que permitiría abastecer el mercado interno y, simultáneamente, crear saldos exportables para la generación de divisas que aliviaría los problemas estructurales de la restricción externa. A su vez, el proceso de transición energética que se está dando en el mundo, impone un tiempo limitado para poder valorizar los recursos de gas y petróleo que posee la Argentina. Más aún, el gas natural cumplirá un rol clave en este proceso de transición porque funcionará como sustituto del carbón en los países que aún utilizan carbón para la generación de energía.

Adicionalmente, la declinación de los yacimientos de Bolivia pone en riesgo las importaciones futuras de la Argentina, por lo que el aseguramiento de la producción a nivel local comienza a resultar esencial.

Sin embargo, para capturar el máximo valor de los reservorios no convencionales se requerirá un nivel de inversiones inmensamente mayor a lo registrado hasta ahora. En este sentido, tanto el ahorro nacional como la inversión extranjera directa serán necesarios para la explotación a escala de los recursos no convencionales en Argentina. Paralelamente, se deberán planificar y ejecutar las obras de infraestructura como los gasoductos hacia los centros de consumo internos y hacia países limítrofes para la exportación, y las plantas licuefactoras para las exportaciones extrarregionales de GNL. Estas obras resultarán indispensables para evacuar los fluidos que se extraigan de la

formación Vaca Muerta en caso que se incremente la actividad. De lo contrario, la producción estará limitada a poco más de lo que se extrae actualmente.

La producción convencional, por su parte, presenta aún desafíos que deberán ser encarados para que la declinación de los campos maduros no reduzca los efectos del incremento de producción proveniente de Vaca Muerta. En la cuenca del Golfo San Jorge, por ejemplo, YPF está realizando proyectos pilotos de *recuperación terciaria*⁷² en yacimientos maduros que se encontraban produciendo bajo recuperación secundaria. Los primeros resultados de los pilotos registran datos alentadores de producción⁷³ que, en caso de pasar a fase de desarrollo, permitiría menguar la declinación de los campos convencionales. Para los yacimientos convencionales marginales, que no son de interés para las grandes operadoras por su baja productividad, se deberá impulsar la entrada de nuevos actores, más chicos y más ágiles, que pongan en valor este tipo de campos “desatendidos” por las grandes empresas. Esta desconcentración contribuirá a sumar producción a la curva general del país.

En términos de composición de mercado en el *Upstream*, las evidencias han demostrado que, tanto los grandes descubrimientos de reservas hidrocarburíferas en el país, como el desarrollo de los recursos no convencionales, fueron impulsados por el Estado Nacional a través de YPF. Como se analizó, el período histórico en el que el Estado se retiró por completo de la búsqueda y provisión de gas y petróleo trajo aparejado la declinación constante de la producción con graves consecuencias macroeconómicas para la Argentina. Por este motivo, consideramos fundamental la presencia del Estado en el sector para seguir liderando el desarrollo tecnológico con sentido nacional, y para acompañar las políticas impulsadas por la Secretaría de Energía en pos de la producción.

Mientras se valorizan los recursos hidrocarburíferas, YPF deberá liderar el proceso de transición energética marcando el rumbo para los actores privados del sector. Este

⁷² La recuperación terciaria o asistida es una técnica por medio de la cual se inyecta agua con polímeros especiales en pozos inyectores (normalmente pozos viejos productores que se convierten en inyectores). Estos polímeros permiten “barrer” una cantidad de hidrocarburos que queda atrapado en el reservorio luego de las fases de explotación primaria y secundaria. De esta forma se recupera un adicional de petróleo de los yacimientos maduros.

⁷³ El yacimiento Manantiales Behr, principal piloto de terciaria de YPF en la provincia de Chubut incrementó su producción de petróleo en un 23% entre abril 2018 y abril 2021 según datos de Secretaría de Gobierno de Energía.

proceso incluye las transformaciones necesarias para avanzar en la electrificación de la movilidad, en el avance en la generación a partir de parques eólicos y solares a través de la empresa YPF Luz, y en la participación de proyectos mineros para la explotación del litio y fabricación de baterías.

Se puede concluir que la vuelta a la planificación estatal energética será clave tanto mediante la participación directa como a través de incentivos específicos, para asegurar que el sector no se constituya en una restricción al crecimiento económico del país. Más aún, a partir del direccionamiento estatal, la industria debería poder contribuir en el aporte de energía en forma eficiente y sustentable, creando una matriz con mayor participación de fuentes renovables y generando las divisas necesarias para el desarrollo industrial de la Argentina.

BIBLIOGRAFÍA

- Arceo, Nicolás y Wainer, Andrés.** (2013). "Términos de intercambio y sector energético. Su impacto sobre la restricción externa de la economía argentina", Proyecto PICT 2013-1775, Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica.
- Barrera, Mariano.** (2013a). "Beneficios extraordinarios y renta petrolera en el mercado hidrocarburífero argentino", Proyecto PICT 2008-0406, Área de Economía y Tecnología FLACSO.
- Barrera, Mariano.** (2013b). "Reformas Estructurales y caída de reservas hidrocarburíferas. El caso argentino", *Análisis Económico*, Núm. 69, vol. XXVIII, diciembre, p. 168-186, Disponible en:
https://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/3679/CONICET_Digital_Nro.04860_A.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- Barrera, Mariano y Basualdo, Eduardo** (2015). "Las privatizaciones periféricas en la dictadura cívico-militar. El caso de YPF en la producción de petróleo", bajo el Proyecto PICT 2013-1775 "Las características actuales de la restricción externa en la economía argentina. Viejos problemas, nuevos dilemas" Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica. Disponible en:
http://publicacioneseconomia.flacso.org.ar/images/pdf/216_BASUALDO-BARRERA.pdf
- Barrera Mariano, Sabbatella Ignacio y Serrani Esteban** (2012). "Historia de una privatización. Cómo y por qué se perdió YPF". Buenos Aires, Argentina.
- Barrera, Mariano** (2013): La "desregulación" del mercado de hidrocarburos y la privatización de YPF: orígenes y desenvolvimiento de la crisis energética argentina", en Las Producciones primarias en la Argentina reciente, minería, petróleo y agro pampeano, Cara o Ceca, Buenos Aires, Argentina.
- Bercovich Alejandro y Rebossio, Alejandro** (2015): "Vaca Muerta. El sueño de un boom petrolero argentino. Las historias detrás de los negocios, la corrupción y la amenaza ambiental". Grupo Editorial Planeta. Ciudad de Buenos Aires. Argentina.
- BP Statistical Review of WorldEnergy 2021** (2021), 70thEdition. Disponible en
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business->

[sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf](https://www.bp.com/content/dam/bp/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf)

Canelo, Paula y Castellani, Ana (2017). “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”, Informe de Investigación N°2 del Observatorio de las Elites Argentinas del IDAES-UNSAM. Buenos Aires: IDAES-UNSAM. Disponible en: <https://noticias.unsam.edu.ar/wp-content/uploads/2017/04/Informe-N2-Observatorio.pdf>

CEPAL (2016). “Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización (Ley 26.741). Desempeño productivo e implicancias sobre los mercados laborales y el entramado de proveedores”. Santiago de Chile.

Conde Bidabehere, Luis Fernando (2000). “Agua Pesada, Un proyecto original en la Patagonia Argentina”, Editorial Ciencia y Tecnología, Buenos Aires, Argentina.

Di Sbroiavacca, Nicolás (2013): “Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva”. Documento de Trabajo. Fundación Bariloche. S.C. de Bariloche. Río Negro. Argentina

Energy Information Administration (EIA) (2013): “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formation in 41 Countries Outside the United States”. U.S Department of Energy, Washington, DC 20585.

Field Development Consultants (FDC) (2020): “Analysis of VacaMuerta Oil Wells 2014 – 2020”. Extraído de <https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2021/04/Report-FDC-UR-Mar2021-Final-EV-1.pdf>

FDC (Field development consultants). (2021). “Análisis de los pozos petroleros de Vaca Muerta 2014-2020”, Actualización del Reporte: marzo 2021. Disponible en: <http://fdc-group.com/eventos/actualizacion-del-reporte-analisis-de-los-pozos-petroleros-de-vaca-muerta-2014-2020/>

Gadano, Nicolás (1998): Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina, Serie Reformas Económicas, Buenos Aires.

Informe Mosconi (2012). “YPF: El informe Mosconi”, Desarrollado desde el 16 de abril de 2012 hasta el 1 de junio de 2012 por el equipo de la Intervención de la

empresa YPF, a cargo del Interventor el Arq. Julio De Vido y el Sub-Interventor, el Dr. Axel Kicillof. Disponible en: [http](http://www.ypf.com)

Kozulj Roberto (2002). "Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles". Santiago de Chile. Chile.

Kozulj, Roberto (2005): Crisis de la industria del gas natural en Argentina, CEPAL, N.º 88, Santiago de Chile, Chile.

Montamat, Daniel (2017): La batalla del gas para recuperar el autoabastecimiento, en <https://energiaynegocios.com.ar/2016/01/la-batalla-del-gas-para-recuperar-el-autoabastecimiento/> [consultado el 19/03/2017].

Navajas, Fernando (2006), "Energocrunch" argentino 2002-20XX, Documento de Trabajo N.º 89, FIEL, Buenos Aires, Argentina.

Pérez Roig, Diego (2016): "Los dilemas de la política hidrocarburífera en la Argentina posconvertibilidad". En "Vaca Muerta, construcción de una estrategia". Ediciones del Jinete. Ciudad de Buenos Aires, Argentina.

Sabbatella, Ignacio (2014): Neoliberalismo y naturaleza: la "comoditización" de los hidrocarburos en Argentina (1989-2001), Revista Iberoamericana de Economía Ecológica, vol. 22 p. 101 – 116.

Sabbatella Ignacio y Nunes Chas Breno (2020): "¿Ámbitos privilegiados de acumulación en Vaca Muerta? El caso Tecpetrol". Realidad económica. Documento N.º 335. Buenos Aires. Argentina.

Strada, Julia y Nercesian, Francisco (2013). "Los desafíos de YPF", Página12, Suplemento económico Cash, Disponible en: <https://www.pagina12.com.ar/diario/suplementos/cash/17-7249-2013-11-17.html>

YPF (2019). "Vaca Muerta fieldtrip - June 2019", YPF investor center, Disponible en: <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/Presentaciones/Field-trip-VM-2019.pdf>

Zunino, Esteban y Koziner, Nadia (2013). "La estatización de YPF en la prensa gráfica argentina. Un análisis desde la perspectiva teórica de la Agenda Setting", *La Sociología frente a los nuevos paradigmas en la construcción social y política*, Ponencia Mendoza, Universidad de Cuyo, Disponible

en:https://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/3679/CONICET_Digital_Nro.04860_A.pdf?sequence=2&isAllowed=y



Este es un documento de investigación del Centro de Economía
Política Argentina, CEPA.

Autores: Francisco Nercesian, Julia Strada y Hernán Letcher.
Colaboración: Lail Furchi López

www.centrocepa.com.ar