

Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Negocios y Administración Pública

MAESTRÍA EN ECONOMÍA APLICADA

TRABAJO FINAL DE MAESTRÍA

Impactos económicos de la producción de *shale oil* y
shale gas en Vaca Muerta

Economic impacts of shale oil & gas production in Vaca
Muerta

AUTORA: María Victoria Jiménez Vázquez

DIRECTOR: Juan Pablo González

SEPTIEMBRE 2024

Resumen

El presente trabajo utiliza una estrategia de Variables Instrumentales para identificar los efectos de la exploración y producción de *shale gas* y *shale oil* de Vaca Muerta en el salario real y el empleo privado de Neuquén. Se instrumentó la producción de hidrocarburos no convencionales con la presencia de la formación Vaca Muerta en el subsuelo de cada departamento. Se encuentran efectos significativos en la industria de gas y petróleo y otros efectos de menor magnitud para el resto de las industrias, consistente con *spillovers* positivos de la explotación de RRNN. La principal contribución del trabajo es una primera estimación correctamente identificada de los impactos económicos de Vaca Muerta en Neuquén.

Abstract

This study employs an Instrumental Variables (IV) strategy to identify the effects of shale gas and shale oil exploration and production in Vaca Muerta on real wages and private employment in Neuquén. The production of unconventional hydrocarbons was instrumented using the presence of the Vaca Muerta formation in the subsurface of each department. Significant effects were found in the gas and oil industry, as well as smaller effects in other industries, consistent with positive spillovers from natural resource exploitation. The main contribution of this work is the first properly identified estimation of the economic impacts of Vaca Muerta in Neuquén.

Palabras clave: Instrumental Variables, Employment, Wages, shale, natural gas, oil
JEL C26; J20; J30; Q35

Índice

Introducción.....	5
Revisión de Literatura	7
Vaca Muerta y la industria del <i>fracking</i>	9
Datos y Estrategia de identificación	19
Fuente de los datos.....	19
Unidad de análisis	20
Variables	21
Modelos econométricos:.....	21
Panel.....	21
Resultado Paneles	22
Variables Instrumentales.....	24
Resultados IV.....	27
Conclusiones.....	29
Referencias	30

Gráficos

Gráfico 1 Ubicación de formación Vaca Muerta.....	10
Gráfico 2 Comparación Cuenca Neuquina con Cuenca Pérmica de Estados Unidos. ...	11
Gráfico 3 Producción mundial de Gas Natural por país.....	13
Gráfico 4 Comercio mundial de GNL	13
Gráfico 5 Cantidad de fracturas realizadas por operadores por año y mes	14
Gráfico 6 Evolución de los barriles por día de petróleo comparación de plays	15
Gráfico 7 Oferta de gas natural en Argentina – 2011 a 2024.....	16
Gráfico 8 Exportaciones de Gas Natural a Chile en MMm ³ /d.....	17
Gráfico 9 producción de petróleo por Cuenca – Mm ³ /d.....	18

Gráfico 10 Exportaciones por tipo de crudo – Mm3/d.....	18
Gráfico 11 Capacidad de evacuación e infraestructura de cuenca neuquina – Mm3/d..	19
Gráfico 12 DAG	24

Tablas

Tabla 1 Producción de gas natural.....	22
Tabla 2 Producción de petróleo	23
Tabla 3 2SLS Producción de petróleo	27
Tabla 4 2SLS Producción gas.....	28

Soy de un país vertiginoso donde la lotería es parte principal de la realidad.

Borges (La lotería de Babilonia)

Introducción

Sumida en crisis recurrentes de balanza de pagos y endeudamiento externo, que motivan fuertes devaluaciones y recesiones, el futuro de Argentina parece nuevamente depender de los recursos naturales. En los años 90, fue de la mano de la revolución verde, con la siembra directa y los agroquímicos; sin embargo, eso no fue suficiente para encauzar un sendero de crecimiento sostenido y mejora en la calidad de vida de la mayoría de la población. Vaca Muerta se presenta como un gigante dormido que podría posicionarnos como el principal exportador a nivel regional (con el declino ya inminente de Bolivia) e incluso mundial. EE. UU., con la cuenca Pérmica, logró pasar de depender del petróleo de Medio Oriente a ser el mayor productor mundial en 2013 y a convertirse en el mayor exportador de GNL del mundo en 2023.

Existe una amplia literatura sobre los efectos del *shale* para otros países, principalmente para EE. UU. Sances y You (2022) utilizan una estrategia de diferencias en diferencias para analizar los efectos del *fracking* en EE. UU. en distintas variables socioeconómicas: ingreso medio, desigualdad de ingresos, educación, migración y consumo de drogas. Encuentran que el efecto del *fracking* en el ingreso medio es de USD 3.570 (error estándar de 0.25) y la desigualdad decrece 0.76, con un error estándar de 0.16, asimismo, verifican un impacto importante en la reducción del desempleo de -2.21 (0.16). Por el contrario, encuentran que la asistencia a instituciones educativas decrece en un punto porcentual. La migración crece en 8.22 puntos y el aumento en las muertes por adicciones no resulta un efecto estadísticamente significativo. Feyrer, Manzur y Sacerdote (2017), por su parte, utilizando variables instrumentales, encuentran un efecto positivo del *fracking* sobre los ingresos: cada USD 1 MM de nueva producción de hidrocarburos aumenta el ingreso total en USD 80.000, el mayor efecto se encuentra en el sector extractivo y de transporte; por el lado del empleo, el efecto de USD 1 MM de nueva producción es de 0.85 puntos porcentuales en la tasa de empleo, de los cuales 0.29 son en el sector extractivo y 0.24 en el sector de transporte.

Dado que no existen estimaciones sofisticadas de los efectos económicos del *shale* de Vaca Muerta, este trabajo busca identificar el impacto de su explotación a nivel local, sobre el empleo privado y los ingresos reales.

Las estrategias llevadas a cabo fueron, por un lado, un panel con efectos fijos, que arrojó un resultado de la producción de gas sobre el salario privado total positivo y significativo. Por cada punto porcentual que aumenta la producción de gas, el salario privado se incrementa un 0.05%. Y un efecto positivo y significativo sobre el empleo privado de gas y petróleo. Por cada punto porcentual de incremento en la producción de gas, obtenemos un incremento del empleo privado de extracción de petróleo y gas de 0.11%. Por el contrario, no se verifican efectos estadísticamente significativos de la producción de petróleo sobre el empleo y el salario real.

Con los paneles parece haber un efecto poco significativo del *shale* en las variables de interés. Sin embargo, dichos resultados no son del todo confiables para explicar causalidad debido a la posible presencia de variables endógenas o inobservables que no varían en el tiempo. Para solucionar dicho problema, se estimaron regresiones con una estrategia de identificación más sofisticada como variables instrumentales (IV). Se instrumentó la producción de hidrocarburos no convencionales con la presencia de la formación Vaca Muerta en el subsuelo de cada departamento, que arrojó un estadístico F mayor a diez en la *first stage*, lo que sugiere una fuerte correlación del instrumento con la producción de petróleo y gas.

Para el caso de IV, con la producción de gas y petróleo identificamos efectos positivos y significativos en el salario real y el empleo privado total y de la industria de exploración y producción de hidrocarburos, en particular. Cada punto porcentual de incremento en la producción de gas o de petróleo ocasiona un incremento del salario privado total de 0.15%. Al incluir controles, los valores se mantienen. Para el caso del salario de E&P, el efecto encontrado es mayor, 0.86% para el caso del gas y 0.88% para el caso del petróleo. Al considerar los efectos para otras industrias, verificamos la presencia de *spillovers*: para el resto de los trabajadores privados, el efecto del incremento es de 0.088% para el caso de la estimación con producción de gas y de 0.09% para la producción de petróleo.

En lo que respecta al empleo, por un lado, obtuvimos el efecto sobre el empleo privado total que arroja un resultado positivo y significativo 0.33% del gas y 0.34% del petróleo; mientras que el efecto en el empleo relacionado con la extracción de petróleo y gas y

servicios asociados es positivo y significativo: 1.22% y 1.25%; Del mismo modo, verificamos efectos de derrame sobre el resto del empleo no sectorial que se incrementa 0.27%.

Esto estaría sugiriendo que el efecto del *fracking* es positivo en términos de salario real y empleo para el conjunto de los trabajadores privados de Neuquén, aportando al efecto derrame para actividades externas y/o asociadas.

La principal contribución del trabajo es una primera estimación correctamente identificada de los impactos económicos de Vaca Muerta en Neuquén. Hay un efecto fuerte para el sector de gas y petróleo y otros efectos de menor magnitud para el resto de las industrias, consistente con *spillovers* positivos de la explotación de RRNN (Fetzer, 2014; Allcott y Keniston, 2017; Johnsen, LaRiviere, y Wolff, 2019)

Revisión de Literatura

Existe una amplia literatura sobre el rol de los recursos naturales en el crecimiento y desarrollo económico. Desde los primeros trabajos para economías en vías de desarrollo como Singer, Hirschman, Prebisch y sucesivos trabajos de la CEPAL, los argumentos en contra de la dependencia de las actividades extractivas se sustentan en la volatilidad de los precios internacionales y el deterioro de los términos de intercambio (Prebisch, 1950 y Singer 1950), la baja potencialidad de los recursos naturales (RRNN) en la generación de encadenamientos productivos (Hirschman, 1961) y la llamada enfermedad holandesa, según la cual la abundancia en RRNN está asociado negativamente con el crecimiento a largo plazo (Auty, 1993; Sachs y Warner, 1995; Gylfason et al., 1999).

La maldición de los recursos naturales se genera por efectos adversos del boom de RRNN en los sectores transables de la economía al incrementar los costos laborales, lo que desincentiva la exportación de bienes manufacturados debido a la apreciación del tipo de cambio. Ploeg (2010) sugiere que existe evidencia empírica para considerar a los RRNN tanto como una bendición o una maldición. Cust y Poelhekke (2015) sostienen que dicha evidencia deriva de estudios comparativos entre países; sin embargo, cada vez existen más análisis sobre los efectos locales y regionales de la extracción de recursos naturales.

Bibliografía más reciente destaca, a su vez, las externalidades negativas en materia de ambiente, como la contaminación del aire y el agua (Hwang, B. et al., 2023; Hill, E. y Ma, L., 2022; Forni et al., 2021, para el caso de Vaca Muerta); o la emisión de gases a la

atmósfera (Howarth, R., 2019). Según Cooper et al (2018) las teorías sociales de movilización en contra de estas externalidades predicen que la abundancia de recursos crea demandas sociales por regulaciones ambientales. Algunos reguladores han limitado o prohibido el *fracking*, como por ejemplo Nueva York o algunas localidades de la Unión Europea (Johnsen, R., et al., 2019).

Por el contrario, en un contexto de transición energética, el gas natural presentaría ventajas en cuanto a las emisiones de dióxido de carbono y otros gases contaminantes a la atmósfera; en comparación con el carbón, el gas natural genera un 45% menos de emisiones y 25% menos que los fósiles líquidos; asimismo, no genera material particulado, responsable de afecciones respiratorias. Según un informe de la Agencia de Información Energética del Gobierno de Estados Unidos (IEA) de 2023, el carbón es actualmente la mayor fuente de generación eléctrica del mundo, representando el 36% del total, principalmente en China e India, por lo que el gas natural se presenta como un gran sustituto para alcanzar los objetivos de neutralidad de emisiones del Acuerdo de París.¹ Ofreciendo a su vez flexibilidad y fuente de reserva frente al aumento de las energías renovables. En este sentido, Johnsen, LaRiviere, y Wolff (2019) estiman estos beneficios indirectos del *fracking* en la calidad del aire para EE. UU. En particular, cuantifican el desplazamiento de generación a carbón por generación más económica a gas; afirman que la generación eléctrica en EE. UU. pasó de ser 50% a carbón en 2008 al 35%-40% en 2016.

Una revisión sistemática enfocada en el nuevo boom del *fracking* en EE. UU. muestra evidencia sobre los impactos económicos, políticos y sociales. Feyrer, Mansur y Sacerdote (2017) analizan la propagación territorial y temporal de dichos efectos. Estiman que por cada millón de dólares de nueva producción de gas y petróleo aumenta el salario en USD 80.000 y las regalías en USD 132.000 en cada localidad. Este efecto se propaga dentro de las 100 millas (160 km aproximadamente) y perdura por dos años. Fetzer (2014) estima con una estrategia de variables instrumentales (presencia de recursos de *shale* como instrumento de los pozos no convencionales hasta 2012) los efectos del boom de las actividades extractivas en EE. UU. en la economía local. El autor encuentra un incremento en la tasa de ocupación y reducción del desempleo. Esta expansión se

¹ El Acuerdo de París es un tratado internacional jurídicamente vinculante sobre el cambio climático. Fue adoptado por 196 países en la COP 21 en París, el 12 de diciembre de 2015 y entró en vigor el 4 de noviembre de 2016. Su objetivo es limitar el calentamiento global a 1,5°C, en comparación con los niveles preindustriales.

extiende más allá del sector de minería, lo que indica la presencia de *spillovers* significativos. En específico, cada nuevo trabajo sectorial de gas y petróleo crea a su vez 2.17 nuevos puestos de trabajo en otros sectores y por el lado de los ingresos personales, estos se incrementan un 8% en aquellas localidades en las cuales existe por lo menos un pozo de gas o petróleo. A su vez, si bien existe un aumento de los costos laborales, no encuentra evidencia de enfermedad holandesa en el sector transable, esto lo explica por la caída de los precios de la energía, lo que implica que los sectores intensivos en energía resultan beneficiados, como el sector de fertilizantes. Hausman y Kellog (2015) atribuyen la caída de 3,41 USD/MMBTU en el precio del gas natural *Henry Hub* al *fracking*, una caída de casi 50% respecto al precio en 2007.

Allcott y Keniston (2017) revisan el efecto de la enfermedad holandesa en el boom de *shale* gas en EE. UU. Los autores encuentran que los salarios locales aumentan durante los auges del petróleo y el gas, pero la manufactura no se ve desplazada; de hecho, el sector crece en general, impulsado por los subsectores aguas arriba y comercializados localmente.

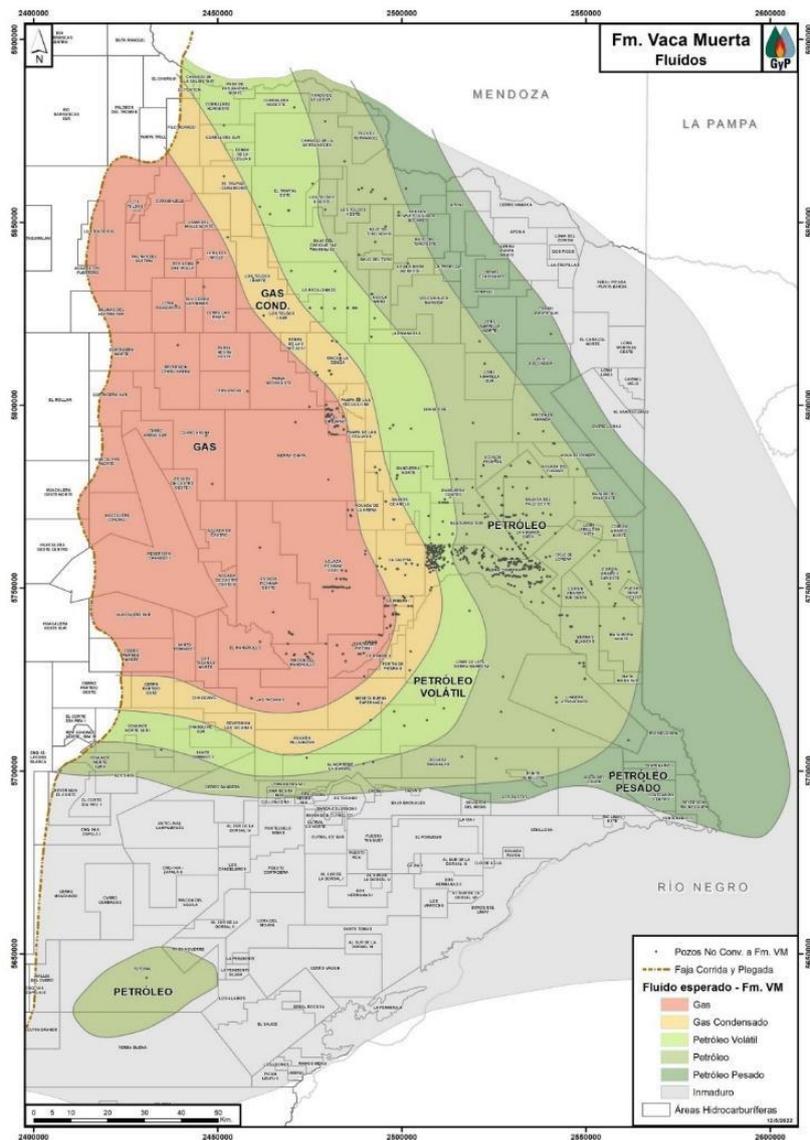
Vaca Muerta y la industria del *fracking*

La formación Vaca Muerta, ubicada en la Cuenca Neuquina, está considerada como segunda reserva global de gas no convencional, después de China y cuarta en el mundo en términos de recursos no convencionales técnicamente recuperables de petróleo, liderado por Rusia. De acuerdo con el informe sobre recursos globales de *shale oil&gas* de la EIA (2013) los recursos técnicamente recuperables que representan los volúmenes de petróleo y gas natural que podrían producirse con la tecnología actual, independientemente de los precios del petróleo y el gas natural y de los costos de producción, ascienden a 308 Tcf (trillón de pies cúbicos) de gas y 16.000 MMbbl (millones de barriles de petróleo). En términos de demanda actual de Argentina (140MMm³/d de gas y 77 Mm³/d de petróleo), los recursos de Vaca Muerta alcanzan para abastecer la demanda de Argentina de gas por 150 años y de consumo de petróleo por 92 años. Asimismo, se podrían exportar 184 MTPA durante los próximos 36 años de GNL, convirtiéndonos en el mayor exportador mundial, hasta depletar los recursos de Vaca Muerta en 2060.²

² <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

En el Gráfico 1 se puede observar que la Formación Vaca Muerta tiene tres áreas prospectivas distintas de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina. La ventana de madurez térmica propensa al petróleo dentro del área prospectiva cubre un área de aproximadamente 12.535 km²; la ventana de gas húmedo cubre 8.469 km²; y la ventana de gas seco cubre 9.195 km² (IEA, 2015).

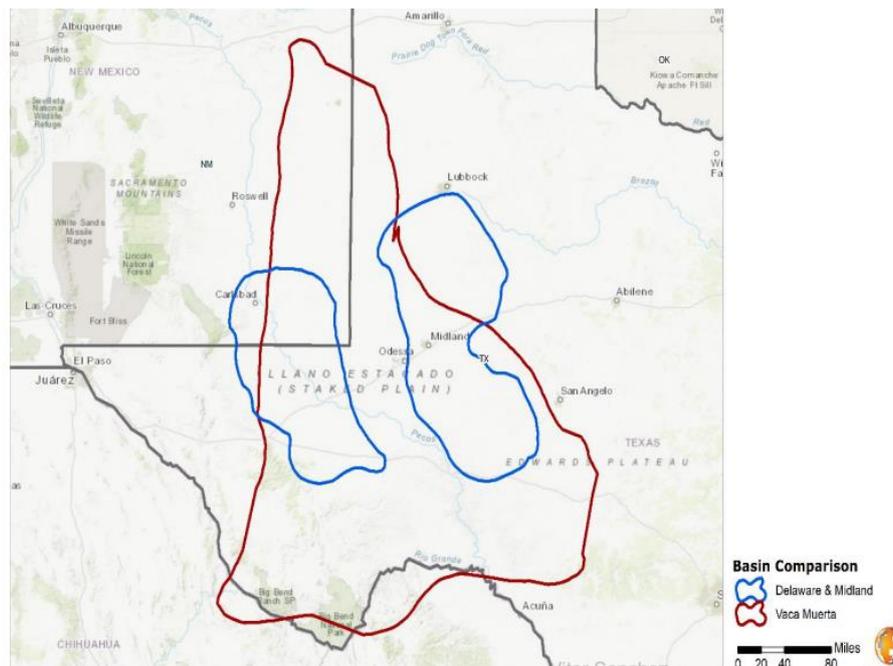
Gráfico 1 Ubicación de formación Vaca Muerta



En la ilustración 1 se pueden observar las distintas ventanas de producción de Vaca Muerta. De acuerdo con la temperatura y presión alcanzada en la roca madre se desarrollaron distintos fluidos: Petróleo Negro, Petróleo Volátil (con gas asociado), Gas Húmedo (se pueden aprovechar los líquidos asociados a través del tratamiento del gas) y Gas Seco. Fuente: Gas y Petróleo de Neuquén S.A.

La Cuenca Neuquina es más grande que la Cuenca Pérmica de Estados Unidos, desde una perspectiva geográfica (Gráfico 2). El gran tamaño y profundidad (la zona de interés se ubica a 3.000 metros de profundidad) de Vaca Muerta le da el potencial de ser el próximo Pérmico (Rystad Energy, 2018).

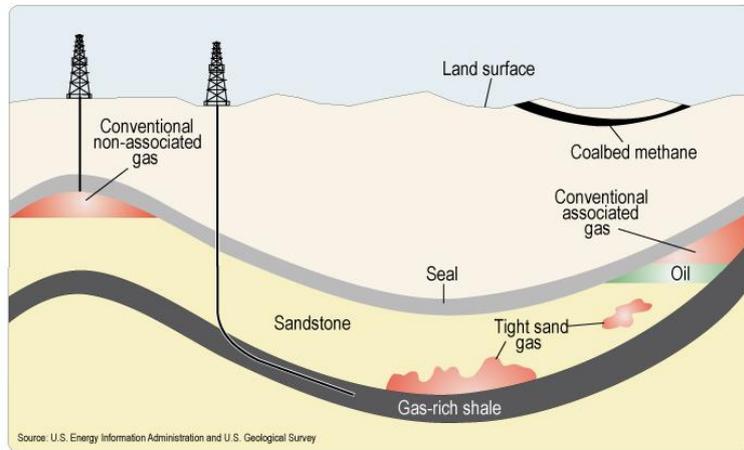
Gráfico 2 Comparación Cuenca Neuquina con Cuenca Pérmica de Estados Unidos.



El gráfico muestra las áreas superpuestas de las cuencas neuquina y pérmicas. Fuente: Argentina – Vaca Muerta Study, Rystad Energy, 2018.

Históricamente, el llamado desarrollo convencional consiste en descubrir las trampas donde se alojan los hidrocarburos que migraron desde la roca generadora hacia la roca reservorio, y extraerlos mediante la perforación de pozos verticales. Los hidrocarburos no convencionales alojados en formaciones *shale* y *tight* se caracterizan por su baja o nula porosidad y permeabilidad (Ilustración 1). Para extraerlos es necesario utilizar una técnica denominada *fracking* o fractura hidráulica desarrollada en Estados Unidos hacia fines de los años cuarenta. Esta técnica busca mejorar la permeabilidad de las formaciones que contienen hidrocarburos mediante la realización de micro fisuras en las rocas de varios metros de longitud y unos milímetros de espesor y la utilización de fluidos de fractura a gran presión (agua y arenas especiales en un 99% y una serie de aditivos químicos en 1%). Dependiendo del diseño del pozo, se pueden realizar entre 5 y 30 fracturas por pozo.

Ilustración 1 Tipos de Reservorios



La ilustración muestra los distintos tipos de reservorios. Los Hidrocarburos no convencionales alojados en la roca generadora de petróleo-gas se denominan shale oil/gas. Si producen desde rocas reservorio de baja calidad, se denominan tight oil/gas. Generalmente más superficiales y producen mejor que shale oil/gas.

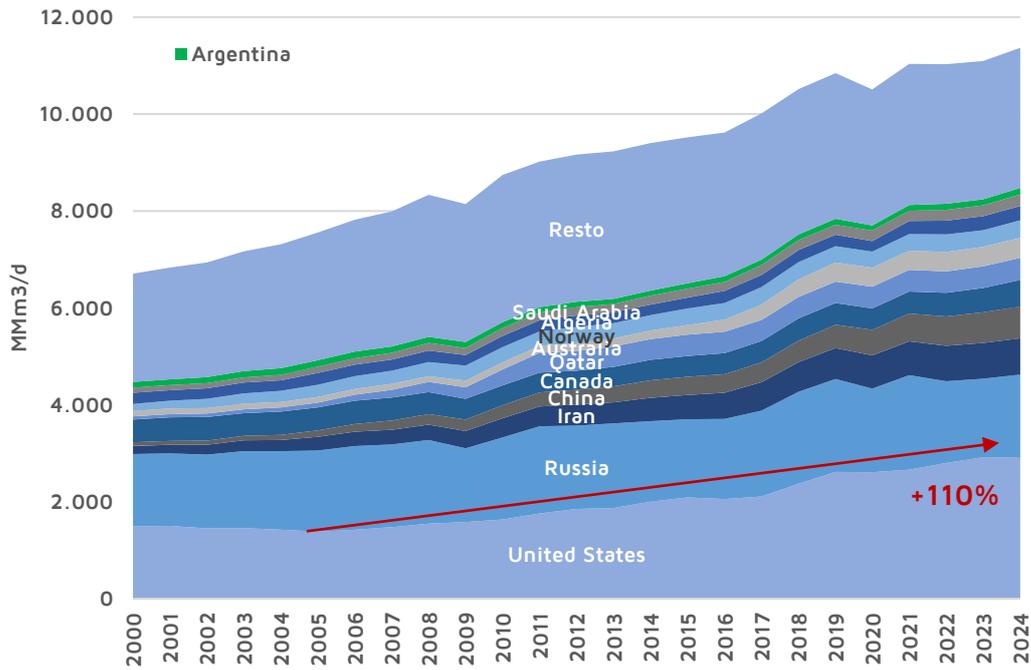
Fuente: US Energy Information Administration and US Geological Survey

La técnica del *fracking* es objeto de controversia a partir del impacto ambiental ocasionado. Los principales riesgos asociados involucran sismicidad inducida, uso intensivo de agua y contaminación de acuíferos o napas que atraviesan los pozos, fuga de gas metano y daños en el paisaje y fauna nativa.

En 1998 se inauguró la “era *shale*” en el mundo, cuando se realizó la primera fractura hidráulica comercial y en 2005 comenzó la explotación del *shale* en Estados Unidos, con la entrada en producción comercial del primer yacimiento no convencional en Texas.

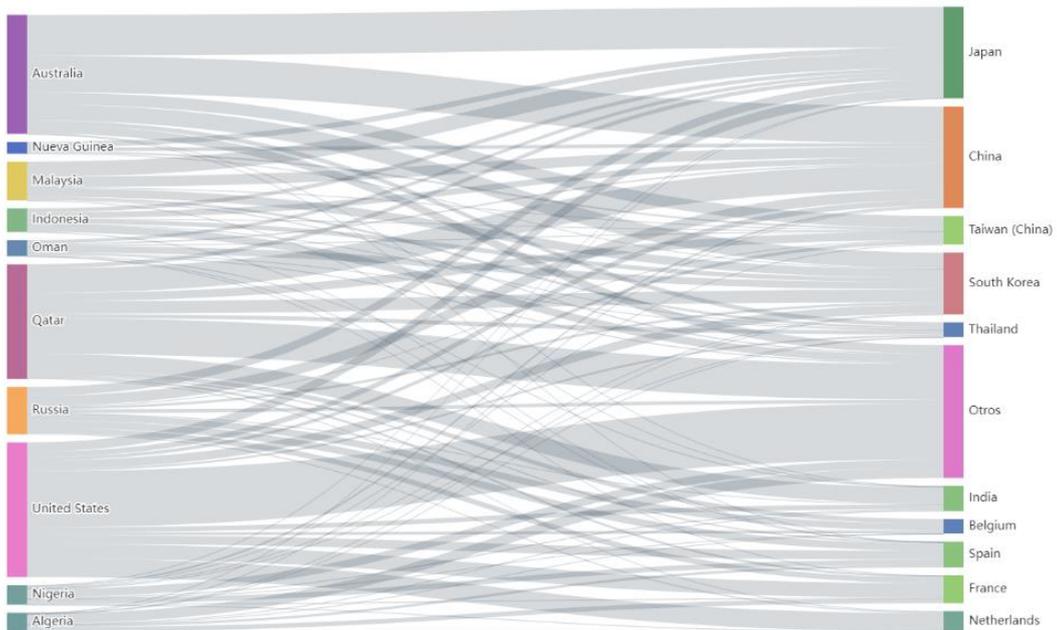
La producción de gas natural a través del *fracking* ocasionó un boom en Estados Unidos. Diversos estudios muestran que los efectos del *fracking* en la economía local fueron importantes y positivos (Fetzer, 2014; Feyrer et al., 2017; Sances & Young, 2022). Gracias a la extensión del uso del *fracking*, EE. UU. aumentó su producción un 110% desde 2005 (Gráfico 3) y en 2023 pasó a ser el principal exportador de GNL en el mundo (Gráfico 4) con 84,5 millones de toneladas (+8,9 MT vs. 2022), superando a Australia (79,6MT) y Qatar (78,2MT).

Gráfico 3 Producción mundial de Gas Natural por país



En el gráfico se muestra el crecimiento de la producción mundial de gas; especialmente el crecimiento de la producción de EE. UU. desde 2005 de 110% Fuente: elaboración propia en base a datos de Rystad Energy.

Gráfico 4 Comercio mundial de GNL

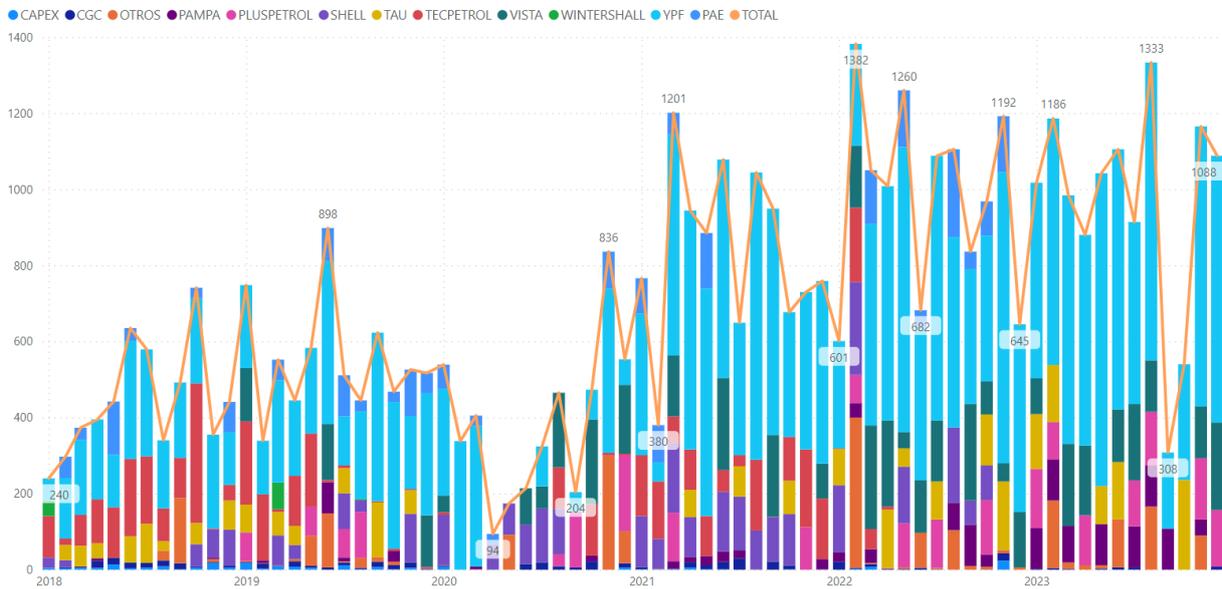


En el gráfico se puede observar las exportaciones de GNL en volumen durante 2023 por origen y destino (top 10). En 2023 el comercio internacional de GNL creció 8.4MT, alcanzando los 401.4 MT. Estados Unidos es el principal exportador con un total de 84.5MT, seguido por Australia (79.6MT) y Qatar (78.2MT) Del lado de las importaciones, China es el mayor importador (71.2MT) seguido de Japón (66.1MT). Fuente: elaboración propia en base a Rystad y IGU World LNG Report 2024.

La tecnología de fractura hidráulica junto a la perforación de pozos horizontales y la geología de Vaca Muerta hicieron accesible la explotación de los plays de shale gas y shale oil que antes no eran económicamente rentables. La interacción de cambio tecnológico y una política de precios de largo plazo para el gas natural en particular dieron certidumbre para la inversión pública y privada. Entre 2013 y 2023, los puestos de trabajo asalariados registrados en los sectores de gas y petróleo para el total nacional crecieron 37%, mientras que en Neuquén el incremento fue del 51%. Por otra parte, el nivel general de empleo creció 13% a nivel total país, mientras que en Neuquén se incrementó un 37%.

En el periodo de 2005 al 3T 2018 había un total de 946 pozos no convencionales en Vaca Muerta, de los cuales, 394 eran pozos horizontales. Los primeros pozos horizontales fueron completados en 2011. A partir de 2018, casi toda la actividad nueva está representada por pozos horizontales (Rystad Energy, 2018). En lo que respecta a las fracturas (Gráfico 5) entre 2022 y 2023 se nota un salto cualitativo en la cantidad de fracturas realizadas respecto a los años previos; en conjunto, se realizaron 516 pozos y más de 22.600 etapas de fracturas.

Gráfico 5 Cantidad de fracturas realizadas por operadores por año y mes

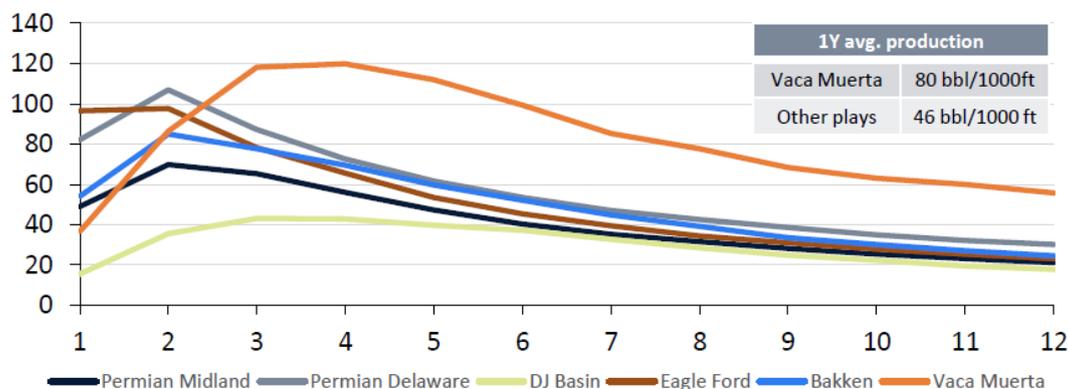


En el gráfico se observan las fracturas realizadas desde 2018; YPF domina la producción. Fuente: Capítulo IV.

Los pozos de Vaca Muerta (Gráfico 6) muestran un desempeño excepcional, superando incluso a los yacimientos de *shale* de clase mundial de EE. UU., debido a la excelente calidad del *shale* y su notable capacidad para producir hidrocarburos después de una estimulación efectiva. La tasa típica de producción acumulada de petróleo de un año de un pozo moderno en Vaca Muerta es de aproximadamente 80 barriles por 1000 pies

(bbl/kft). En comparación, en otras cuencas dicho promedio asciende a 46 bbl/1000ft. (Rystad Energy, 2024)

Gráfico 6 Evolución de los barriles por día de petróleo comparación de plays



Fuente: Rystad Energy (Medanito Crude Competitiveness and Price Forecast, 2024)

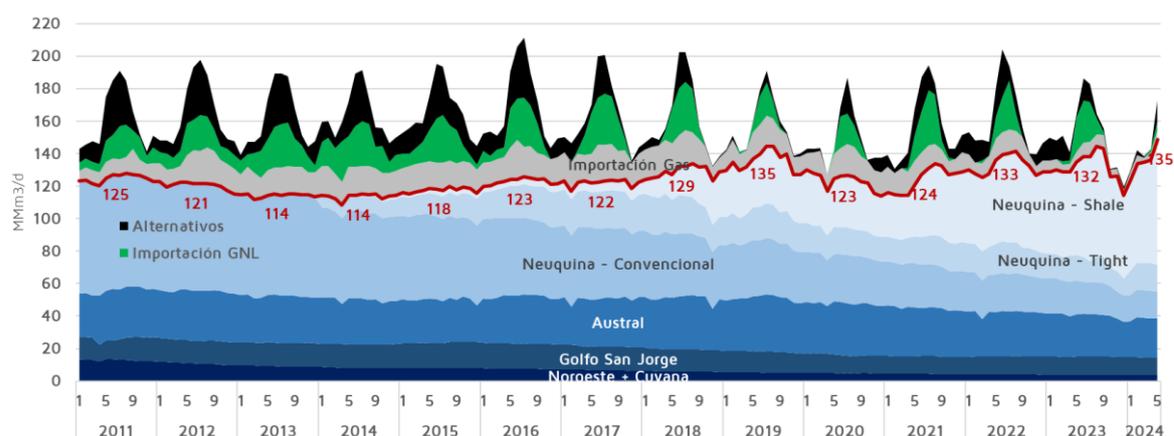
Vaca Muerta se desarrolló gracias a distintos programas de estímulo (actualmente programa Plan Gas.Ar) que establecieron precios de gas natural y bloques de demanda flat y de picos invernales, brindando seguridad y certidumbre para que las inversiones requeridas se realizaran.³ Por otro lado, en la actualidad se están construyendo nuevas obras de infraestructura que permitirán incrementar la capacidad de evacuación de la nueva producción de gas desde Neuquén hacia los centros de consumo (Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, Mercedes Cardales, la Carlota – Tío Pujio y la Reversión del Gasoducto Norte). Como se puede observar en el Gráfico 7, la demanda residencial de gas tiene una alta estacionalidad, en invierno la demanda se multiplica por cinco, y es necesario recurrir a la importación de gas natural licuado (GNL) y consumo de combustibles líquidos en reemplazo del gas natural en la generación eléctrica.

³ Plan Gas I (Res. 1/2013): Compensa inyección adicional hasta 7,5 USD/MMBTU.

Plan Gas II (Res. 60/2013): Mecanismo complementario para empresas con producción <= 3,5 MMm3/d. Res. 46/2017: Exclusivo para desarrollos no convencionales en Cuenca Neuquina. Curva de precios descendente (7,5 USD/MMBTU en 2018 a 6 USD/MMBTU en 2021).

Plan Gas.Ar (DNU 892/2020): Contractualización de demanda de Centrales, Prioritaria y exportaciones estivales – 5 Rondas. Originalmente era hasta 2024 pero se extendió por cuatro años más.

Gráfico 7 Oferta de gas natural en Argentina – 2011 a 2024.



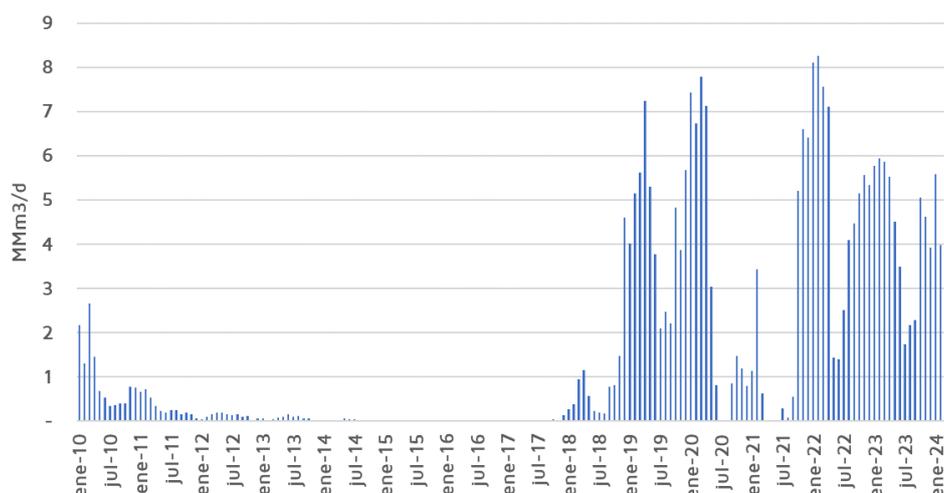
En el gráfico se observa la oferta de gas de Argentina por cuenca, tipo de recurso y la importación de gas natural desde Bolivia, de GNL y de líquidos (carbón, gas oil y fuel oil) para generación de usinas concentradas en el invierno. Fuente: elaboración propia en base a datos de IAPG, Secretaría de Energía y CAMMESA.

El declino de la producción de gas convencional fue rápidamente cubierto por nueva producción de hidrocarburos no convencionales de la Cuenca Neuquina (Gráfico 7). En la actualidad el gas no convencional representa el 80% de la producción de Neuquén y el 56% de la producción nacional total. Se estima que para 2028 se alcance una producción de gas no convencional de la cuenca neuquina de 130 MMm3/d, por aumento de producción de gas asociado (excluyendo los proyectos de GNL).

El aumento de la producción de gas de la Cuenca Neuquina también permitió el reinicio de las exportaciones a Chile que habían sido interrumpidas en 2006 para asegurar el abastecimiento interno (Gráfico 8). El gobierno asigna cupos de exportaciones a las empresas que participan del Plan GasAr y fija un precio mínimo. En la actualidad se redujo dicho precio, se disminuyó el cupo asignado para aumentar la competencia entre las empresas y se permitió la contractualización por plazos de cuatro años, para así incrementar la confianza de las empresas chilenas.⁴

⁴ <https://econojournal.com.ar/2024/08/liberacion-parcial-de-las-exportaciones-de-gas-hacia-chile/>

Gráfico 8 Exportaciones de Gas Natural a Chile en MMm3/d



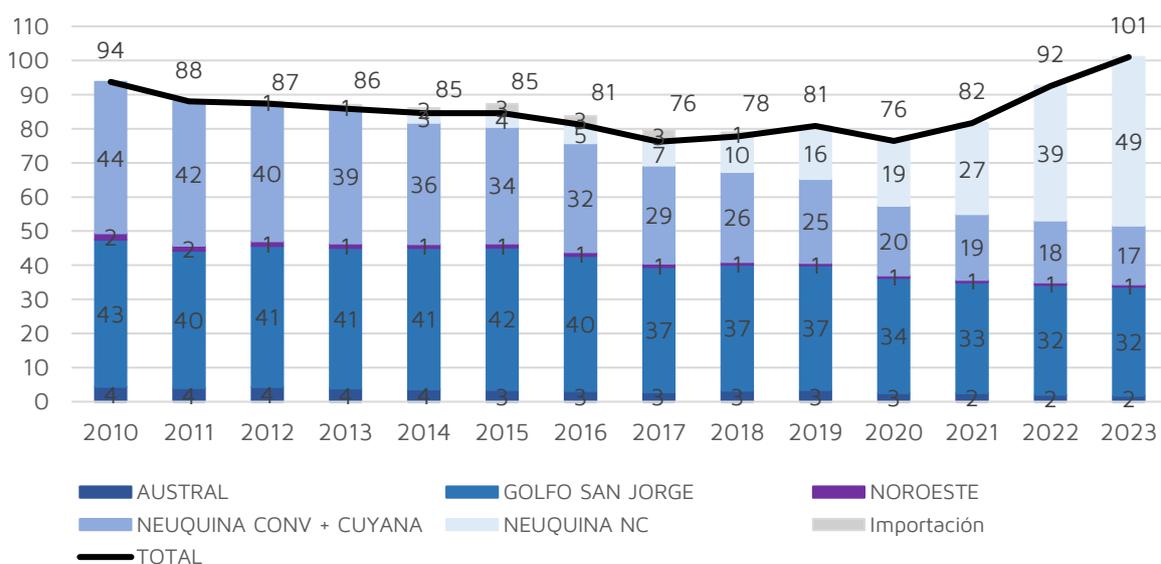
En el gráfico se pueden observar las exportaciones de gas Natural hacia Chile. A partir de 2022 son exportaciones firmes durante todo el año. Fuente: elaboración propia en base a SESCO.

Para darle sustentabilidad a los nuevos desarrollos se debe asegurar una demanda durante todo el año. Entre las distintas estrategias que se están implementando, además de las exportaciones en firme durante todo el año hacia Chile (que depende de la demanda de Chile, en un contexto de fuerte inversión en energía renovable) está la reversión del gasoducto Norte para llevar el gas de Neuquén a las provincias del Norte; dos proyectos de licuación de gas en Río Negro para su exportación a partir de 2027, uno de 25 MTPA (YPF-Petronas) y otro por 2.45 MTPA (PAE - Golar); el aprovechamiento de la infraestructura de Bolivia para la exportación a Brasil e incluso nuevos gasoductos de exportación a través de Paraguay a Brasil y Uruguay.⁵

En el caso del petróleo, también se verifica un fuerte aumento de la producción no convencional que compensa el declino de la producción convencional. El *shale oil* representa el 74% de la producción de la Cuenca Neuquina y el 48% de la producción total nacional (Gráfico 9)

⁵ <https://econojournal.com.ar/2024/08/petroleras-gas-argentino-exportaciones-brasil-vaca-muerta/>
<https://www.ambito.com/energia/ypf-confirmando-la-construccion-la-planta-gnl-rio-negro-n6041915>

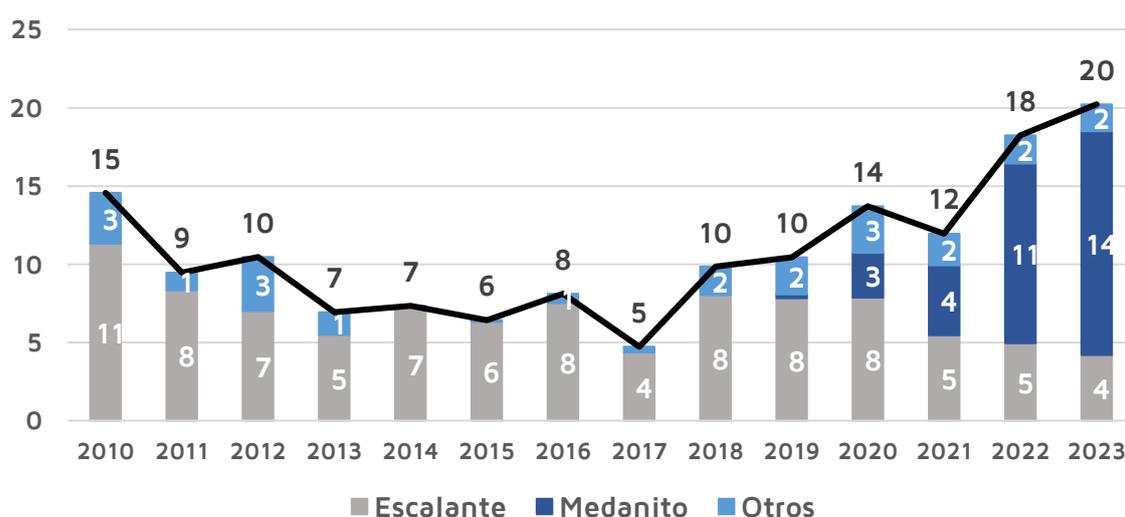
Gráfico 9 producción de petróleo por Cuenca – Mm3/d



En el gráfico se puede observar la producción de petróleo por cuenca y subtipo de recurso. Fuente: elaboración propia en base a IAPG y Secretaría de Energía.

El incremento de la producción de *shale oil* en Vaca Muerta, junto con la rehabilitación del oleoducto Trasandino a Chile (OTASA) permitieron un incremento de las exportaciones de Medanito, el crudo liviano de Vaca Muerta (Gráfico 10). En la actualidad el 70% de las exportaciones totales son de crudo Medanito, seguido por el Escalante, el crudo pesado del Golfo San Jorge.

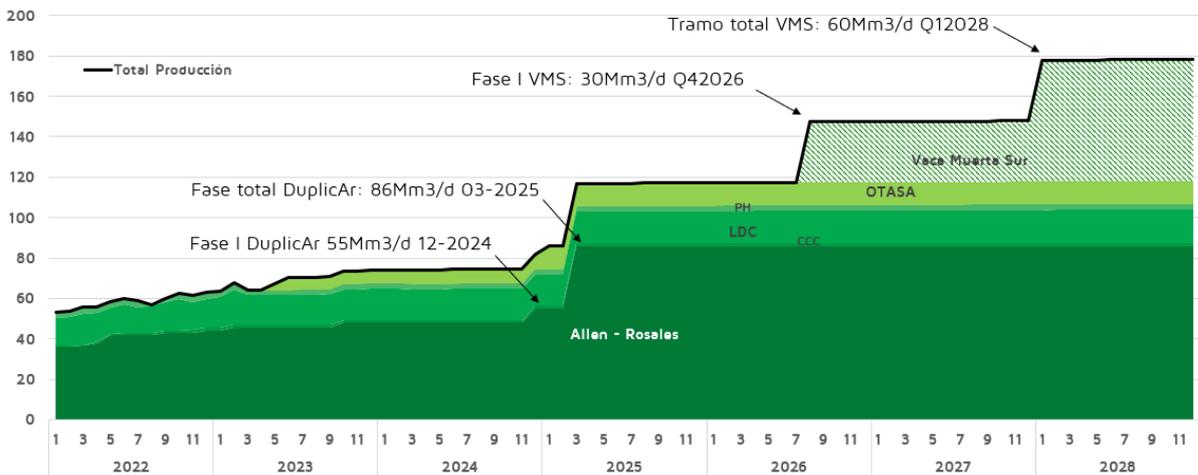
Gráfico 10 Exportaciones por tipo de crudo – Mm3/d



En el gráfico se pueden observar las exportaciones de petróleo; desde 2022 el crudo Medanito de Neuquén domina las exportaciones nacionales. Los principales destinos son EE. UU., Chile y Brasil. Fuente: elaboración propia en base a SESCO.

En lo que respecta a infraestructura de evacuación, también se registra un cuello de botella en la capacidad de los oleoductos desde Vaca Muerta, que en la actualidad es de aproximadamente 75 Mm³/d de petróleo, lo que limita un mayor impulso en la producción local. Por este motivo, se han puesto en marcha varias iniciativas para ampliar la capacidad de extracción desde la cuenca. Con la incorporación de los proyectos Duplicar Plus de Oldelval y el proyecto Vaca Muerta Sur de YPF se alcanzaría una capacidad de evacuación por encima de los 180 Mm³/d (Gráfico 11). Lo que implicaría un incremento neto de las exportaciones, dado que la demanda de las refinерías ya se encuentra abastecida.

Gráfico 11 Capacidad de evacuación e infraestructura de cuenca neuquina – Mm³/d



En el gráfico se observan las distintas etapas de expansión de la evacuación desde Vaca Muerta proyectadas por las empresas. Fuente: elaboración propia en base a información pública de Oldelval e YPF.

Datos y Estrategia de identificación

Fuente de los datos

Para el trabajo se utilizaron fuentes oficiales de organismos públicos. El detalle mensual de producción de petróleo (en m³) y gas natural (en dam³) no convencional por pozo, yacimiento, área de concesión y provincia se obtuvo de la Secretaría de Energía.⁶ Los datos son subidos a la web de datos abiertos con el nombre de Capítulo IV.⁷ En cada área de concesión se utilizaron solo los pozos horizontales realizados en la formación Vaca

⁶ Subsecretaría de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos. Dirección de Información Energética. Tecnología de la Información.

⁷ [Datos Energía - Producción de petróleo y gas por pozo \(Capítulo IV\) \(energia.gob.ar\)](https://datos.energia.gob.ar/)

Muerta. Para analizar la producción no convencional por departamento (división política) que será nuestra unidad de análisis se identificó la localización de las áreas de concesión a través del mapa GIS, por sus siglas en inglés (*Geographic Information System*).⁸

Para los datos correspondientes al empleo privado y al salario bruto promedio de los asalariados privados registrados, por sector de actividad agregados por letra (Nomenclador de mayor agregación con el que AFIP caracteriza a los sectores de actividad) y *clae2* (Nomenclador a tres dígitos con el que AFIP caracteriza a los sectores de actividad) y departamento (de acuerdo con el domicilio donde vive la persona trabajadora) se utilizaron las series publicadas en el portal de datos abiertos por el Ministerio de Desarrollo Productivo. Los datos tienen una frecuencia mensual y van desde 2014 hasta la actualidad; la fuente primaria es la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP).

El salario bruto promedio se deflactó por un índice de precios al consumidor del Ministerio de Economía. La desagregación por sector de actividad nos permitirá analizar si los efectos sobre el ingreso real y el empleo privado registrado se limitan a los empleos directos de oil and gas o si también existen dichos efectos en el resto de las actividades.

Unidad de análisis

La unidad de análisis utilizada es el departamento/mes. Neuquén posee 16 departamentos; 6 de los cuales poseen en su subsuelo la formación de Vaca Muerta. Asimismo, sólo 4 de ellos tienen explotación de gas y petróleo no convencional. Se incluyeron además los departamentos de Mendoza, incluido Malargüe como perteneciente a Vaca Muerta; y los departamentos de Río Negro con General Roca como parte de Vaca Muerta. Ambas provincias no tienen explotación de pozos en Vaca Muerta, pero iniciaron las etapas de exploración.⁹

Esta especificación permite comparar resultados entre departamentos que desarrollaron el *fracking* y aquellos que no. Las áreas de no *fracking* dentro de Neuquén son

⁸ <https://sig.energia.gob.ar/visor/visorsig.php>

⁹ <https://www.cronista.com/economia-politica/vaca-muerta-en-mendoza-ypf-obtuvo-buenos-resultados-de-exploracion-e-invertira-us-30-millones-mas/> y <https://rionegro.gov.ar/articulo/48030/avanzan-los-permisosparaexplorar-laformacion-vaca-muertaen-rio-negro>

posiblemente más parecidas entre ellas que los departamentos de las restantes tres provincias.

Variables

En un primer análisis se utilizaron todas las variables disponibles para realizar distintas especificaciones: pozos horizontales mensuales y acumulados, fracturas promedio por pozo y acumuladas, empleo privado total, empleo de empresas total, y desagregado por *clae2* (nomenclador a tres dígitos con el que AFIP caracteriza a los sectores de actividad.): petróleo y gas y de servicios asociados; pero finalmente se seleccionaron:

Dependientes:

- Logaritmo de salarios reales privados totales.
- Logaritmo de salarios reales privados clasificados con *clae2= 6*: extracción de petróleo crudo y gas natural en términos reales.
- Logaritmo de salarios reales privados de oil& gas y servicios asociados (*clae2= 6 + clae2= 9*).
- Logaritmo del empleo privado total.
- Logaritmo del empleo privado oil & gas.
- Logaritmo del empleo privado de oil & gas y servicios asociados.
- Logaritmo del empleo privado del resto de los sectores.

Independientes:

- Logaritmo de la producción de petróleo crudo.
- Logaritmo de la producción de gas natural.

Modelos econométricos:

Panel

La base consiste en un panel con datos mensualizados por departamento desde enero 2014 a julio 2023. Se utilizó un estimador de efectos fijos que controla por variables que podemos medir y por todas las variables del término error que no varían en el tiempo. Los

errores estándar se *clusterearon* al nivel de la asignación del tratamiento (departamento). Asimismo, se agregaron efectos fijos por año.

Se estimó la siguiente ecuación:

$$(1) \quad \text{Ln}(\text{dependiente}_{it} + 1) = \alpha_i + \beta \text{Ln}(\text{Oil\&Gas}_{it} + 1) + \text{año}_t + \varepsilon_{it}$$

Donde β mide el efecto de la producción de oil&gas sobre la dependiente, año_t controla por todos los factores temporales (año 2014 a 2023) que afectan a todas las unidades por igual, α_i son los efectos fijos que controlan por todas las características a nivel departamento que no varían en el tiempo y ε_{it} son los errores que se clusterearon por departamento. Las distintas variables dependientes de salario real y puestos de trabajo se pueden observar en la Tabla 1 en las columnas 1 a 8.

Resultado Paneles

Como puede observarse en la Tabla 1, el efecto de la producción de gas sobre el salario privado es positivo y significativo (columna 1). Por cada punto porcentual que aumenta la producción de gas, el salario privado se incrementa un 0.05%. Por el contrario, no vemos efecto estadísticamente significativo sobre los salarios privados del sector de extracción de petróleo y gas.

Tabla 1 Producción de gas natural

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Wr Privado	Wr Privado Sectorial	Wr Privado Resto	Puestos Privados Totales	Puestos Privados Sectorial	Puestos Privados Resto	Wr Privado Oil&gas	Puestos Privados Oil&Gas
VARIABLES								
Ln(Producción de Gas Natural)	0.0534*** (0.0167)	0.0333 (0.0544)	0.00771 (0.00612)	0.00887 (0.00707)	0.0238 (0.0161)	0.00894 (0.00873)	0.526 (0.318)	0.108** (0.0411)
Efectos Fijos	9.043*** (0.0395)	8.612*** (0.232)	9.071*** (0.0402)	7.668*** (0.0153)	3.617*** (0.0627)	7.624*** (0.0158)	4.711*** (0.352)	1.335*** (0.0507)
Efectos Fijos anuales	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Observaciones	5,405	5,405	5,405	5,405	5,405	5,405	5,405	5,405
Número de departamentos	47	47	47	47	47	47	47	47

Errores standard entre paréntesis

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

En contraposición, si solo observamos el empleo de extracción de petróleo y gas (clasificación *clae2=6*) surge un efecto positivo y significativo de la producción de gas (columna 8), aunque no sobre el empleo sectorial total, sumado el empleo de servicios asociados – empleo sectorial–, ni del empleo privado total. Por cada punto porcentual de incremento en la producción de gas, obtenemos un incremento del empleo privado de extracción de petróleo y gas de 0.11%. Si bien encontramos algunos coeficientes significativos, no hay evidencia de efecto para la mayoría de las dependientes.

Tabla 2 Producción de petróleo

VARIABLES	(1) Wr Privado	(2) Wr Privado Sectorial	(3) Wr Privado Resto	(4) Puestos Privados Totales	(5) Puestos Privados Sectorial	(6) Puestos Privados Resto
Ln(Producción de Petróleo)	0.0582*** (0.0187)	0.0238 (0.0502)	0.00434 (0.00767)	0.00999 (0.00775)	0.00805 (0.0133)	0.0108 (0.00920)
Efectos Fijos	9.041*** (0.0396)	8.612*** (0.231)	9.072*** (0.0402)	7.668*** (0.0154)	3.619*** (0.0626)	7.624*** (0.0158)
Efectos fijos anuales	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Observaciones	5,405	5,405	5,405	5,405	5,405	5,405
Número de departamentos	47	47	47	47	47	47

Errores standard entre paréntesis

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

En la Tabla 2 se presentan los resultados para la estimación con la producción de petróleo como variable independiente, en la columna 1 podemos observar el mismo efecto positivo sobre el salario privado total. Por cada punto porcentual de incremento en la producción de petróleo, el salario real se incrementa 0.058%; sin embargo, no existe un efecto positivo y significativo sobre las demás variables dependientes.

Esto se puede explicar por el grado de desarrollo del petróleo y el gas. En Argentina se desarrolló primero la explotación de gas natural por la existencia de infraestructura y por la extensión y el nivel del consumo interno. Sin embargo, en los últimos años, si notamos una aceleración de la perforación de pozos de petróleo y se llegó igualmente como en el caso del gas a un cuello de botella en el transporte que limita su expansión futura.

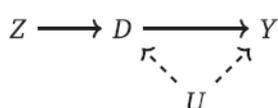
Los resultados anteriores no son del todo confiables para explicar causalidad debido a la posible presencia de variables endógenas o inobservables que no varían en el tiempo. Para solucionar dicho problema, se estimaron regresiones con una estrategia de identificación más sofisticada como variables instrumentales.

Variables Instrumentales

Como observamos en el modelo anterior, pueden existir variables endógenas no medibles u omitidas que afecten el salario y el empleo además de la producción de Vaca Muerta. Para evitarlos problemas de identificación, y poder medir causalidad, utilizamos una estrategia de variables instrumentales en dos etapas.

Las variables instrumentales son utilizadas típicamente para solucionar el sesgo ocasionado por variables omitidas, errores de medición y simultaneidad. Un estimador de variables instrumentales supone que el instrumento Z es independiente de las variables que afectan a la variable dependiente Y excepto a través de D (independiente endógena).

Gráfico 12 DAG



Fuente: Cunningham (2021)

En la *first Stage* aislamos la variación exógena, a través del instrumento geográfico, en la independiente de interés que es la producción de gas y petróleo; mientras que en la regresión de mínimos cuadrados en dos etapas (2SLS) obtenemos la relación causal sobre el empleo y el salario privado registrado.

En general, la nueva producción o nuevos pozos dependen de la disponibilidad del recurso y de la decisión de las firmas de invertir en su extracción. Mientras que la primera variable es exógena: departamentos que poseen recursos no convencionales de *shale oil* y *shale gas* de la formación geológica Vaca Muerta; la segunda puede no serlo (Feyrer et al., 2017), asociado a precios, costos diferenciales o algún beneficio otorgado por la Provincia o localidad. Por esta razón instrumentamos la nueva producción por departamento usando la formación geológica Vaca Muerta.

Nuestra variable explicativa es la presencia de recursos explotables de *shale oil* o *shale gas* en el departamento. Definimos si los distritos están dentro de la frontera de Vaca Muerta en función de cuánto se superponen el yacimiento y el departamento. Una característica importante de este mecanismo de asignación, ya utilizado en la literatura que aborda el *fracking* y sus efectos (ver sección Revisión de Literatura) es la exogeneidad de los límites del distrito con respecto a los del yacimiento. Adicionalmente, la existencia del yacimiento de Vaca Muerta es ideal para una estrategia de identificación

basada en la distribución exógena de gas y petróleo con respecto a los límites del departamento, porque no requieren el inicio de la actividad extractiva ni consideran posibles conflictos regulatorios o ambientales (Cooper, 2018).

Utilizamos un modelo econométrico de dos etapas para generar el instrumento. En la primera etapa estimamos, con efectos fijos por año y mes (no agregamos efectos fijos por departamento por colinealidad con nuestro instrumento) y errores robustos, la producción agregada de los nuevos pozos horizontales tanto de gas como de petróleo por cada departamento:

$$(2) \quad \ln(\text{Producción oil\&gas}_{it} + 1) = \text{Vaca Muerta}_i + \text{año}_t + \text{mes}_t + \varepsilon_{it}$$

Donde Vaca Muerta_i es una variable dummy para cada departamento. Los departamentos que forman parte de Vaca Muerta los denotamos con una dummy =1 y los que no tiene la formación Vaca Muerta =0. Las estimaciones de la ecuación (1) incorporan la evolución de la nueva producción de cada departamento mientras que controla por el nivel idiosincrático de cada departamento.

En la segunda etapa, utilizamos la variabilidad de la ecuación (2), es decir los valores predichos en la *first stage*, para estimar el efecto de la nueva producción de oil & gas en nuestras variables dependientes: salario real y empleo del sector oil & gas y del resto de los sectores:

$$(3) \quad \ln(\text{dependiente}_{it} + 1) = \ln(\text{Producción oil\&gas}_{it} + 1) + \text{año}_t + \text{mes}_t + \varepsilon_{it}$$

Donde las variables dependientes son los logaritmos del empleo privado total, resto y sectorial y los logaritmos del salario real privado, total y sectorial.

El supuesto de identificación es que se cumple la restricción de exclusión. Tenemos motivos para pensar que nuestra variable instrumental está correlacionada con el empleo y el salario sólo a través de su efecto en la producción de gas y petróleo. Diversos trabajos han instrumentado con la presencia de *shale* o formaciones geológicas como medida de producción y muestran que la restricción de exclusión parece cumplirse (Fetzer, 2014, Maniloff y Mastromonaco, 2014, Feyrer et al., 2017).

Feyrer (2017) utiliza como controles de robustez si el número de pozos tiene poder predictivo independientemente de la producción. Asimismo, supone que los pozos de gas y de petróleo podrían tener impactos diferenciados, debido a que el gas es mayormente transportado por gasoductos mientras que el petróleo puede realizarse a su vez por

camión. Los efectos encontrados en dicho trabajo no difieren estadísticamente. En nuestro trabajo procedimos a diferenciar los efectos por separado para cada hidrocarburo. Asimismo, se efectuaron especificaciones con pozos y pozos acumulados pero la correlación encontrada en la *first stage* era menor.

Feyrez a su vez divide la serie en temporal dos, una con incremento de precios y otra con caída, para descartar que los efectos encontrados sean causados por la variación de precios.

En nuestro caso, tanto en el caso del gas como del petróleo en el periodo seleccionado no hubo libertad en la determinación del precio, como lo establecen las leyes 24.076 y 17.319 para el segmento *upstream* sino que el Estado intervino en el mercado de distintas formas. Para el caso del gas, el periodo seleccionado, 2014 a 2023 coincide con dos etapas diferentes en la formación de precios de gas natural. Los Planes Gas I y II y de la R46 consistían en la fijación de un precio unívoco para todos los productores, surgido de una decisión unilateral y discrecional de la autoridad de aplicación.

En 2020 con el Concurso Público de la Ronda 1, por el contrario, se realizaron subastas competitivas en donde todos los productores de la cuenca Neuquina ofertaron volúmenes y precios (había un precio máximo fijado por el PEN, razonable en términos de valor de reposición de las reservas a explotar) para abastecer la demanda prioritaria (con las licenciatarias de distribución de Gas Natural por redes), de CAMMESA¹⁰ y exportaciones estivales. En el caso de las exportaciones, existe un precio mínimo para la exportación a Chile.¹¹

Por el lado del petróleo, la política de precios fue la de fijación del “barril criollo”¹² para el mercado local y para el mercado internacional, por su parte, la exigencia de tramitar permisos de exportación a un precio fijado como un determinado porcentaje sobre el Brent.

¹⁰ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, quien está encargada del despacho y de la compra de los combustibles para la generación eléctrica de las usinas.

¹¹ El gobierno anunció la reducción del precio mínimo para exportación al 5,5% sobre el Brent para 2025.

¹² El 19 de mayo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 488/2020, emitido por el Poder Ejecutivo Nacional, que fijó en 45 dólares el precio base para la comercialización del barril de petróleo crudo en el mercado local, denominado en la industria como “barril criollo”. El Decreto se dictó en el contexto de una baja del precio del petróleo en el mercado internacional, la cual alcanzó sus mínimos históricos como consecuencia de dos factores principales: el conflicto en el seno de la OPEP entre Rusia y Arabia Saudita y la profunda caída de la demanda mundial a raíz de la pandemia de COVID-19.

Por último, es importante que nuestro instrumento esté suficientemente correlacionado con la variable endógena que pretende instrumentar. Para verificar que nuestro instrumento no es débil utilizamos el test KP. El test kleibergen-paap wald rk F statistic >20 rechaza que el instrumento sea débil.

Resultados IV

En la Tabla 3 presentamos los resultados de la producción de petróleo en las distintas variables dependientes. Como puede observarse, la variación del salario privado real es explicada por la variación de la producción de petróleo. Dividimos los datos en total, sectorial y resto. El segmento sectorial incluye las actividades categorizadas con *clae2* como 6 y 9 (extracción de petróleo y gas y servicios asociados). Existe evidencia de que el petróleo afecta a todos los segmentos. Cada punto porcentual de incremento en la producción ocasiona un incremento del salario privado total de 0.15%. Al incluir controles, los valores se mantienen.

Tabla 3 2SLS Producción de petróleo

VARIABLES	(1) Wr Privado	(2) Wr Privado Sectorial	(3) Wr Privado Resto	(4) Puestos Privados Totales	(5) Puestos Privados Sectorial	(6) Puestos Privados Resto
Ln(Producción de Petróleo)	0.154*** (0.00728)	0.880*** (0.0570)	0.0903*** (0.00495)	0.338*** (0.0386)	1.253*** (0.0712)	0.274*** (0.0373)
Constante	8.995*** (0.0200)	8.442*** (0.239)	9.042*** (0.0284)	7.620*** (0.133)	3.411*** (0.151)	7.587*** (0.132)
Efectos fijos mes y año	Si	Si	Si	Si	Si	Si
First Stage - Instrument						
Instrumento geográfico Vaca Muerta	2.07095*** (0.1093165)	2.07095*** (0.1093165)	2.07095*** (0.1093165)	2.07095*** (0.1093165)	2.07095*** (0.1093165)	2.07095*** (0.1093165)
F-Statistic para IV en First Stage	358.89	358.89	358.89	358.89	358.89	358.89
Observaciones	5,405	5,405	5,405	5,405	5,405	5,405

Errores standard entre paréntesis

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Para el caso del salario sectorial de extracción de petróleo y gas y servicios asociados, el efecto encontrado es mayor, 0.88%. Para el resto de los trabajadores privados el efecto del incremento es menor: 0.09%

En lo que respecta al empleo, por un lado, obtuvimos el efecto sobre el empleo privado total que arroja un resultado positivo y significativo 0.34%; mientras que el efecto en el empleo relacionado con la extracción de petróleo y gas y servicios asociados es positivo

y significativo: 1.25%; por su parte, el empleo del resto de los sectores que no incluye ni petróleo y gas ni servicios asociados se incrementa 0.27%.

Esto estaría sugiriendo que el efecto del *fracking* es positivo en términos de salario real y empleo para el conjunto de los trabajadores privados de Neuquén, aportando al efecto derrame para actividades externas y/o asociadas.

Tabla 4 2SLS Producción gas

VARIABLES	(1) Wr Privado	(2) Wr Privado Sectorial	(3) Wr Privado Resto	(4) Puestos Privados Totales	(5) Puestos Privados Sectorial	(6) Puestos Privados Resto
Ln(Producción de Gas Natural)	0.150*** (0.00725)	0.856*** (0.0533)	0.0879*** (0.00490)	0.329*** (0.0382)	1.219*** (0.0708)	0.267*** (0.0367)
Constante	9.001*** (0.0199)	8.474*** (0.238)	9.045*** (0.0284)	7.632*** (0.133)	3.456*** (0.151)	7.597*** (0.132)
Efectos fijos mes y año	Si	Si	Si	Si	Si	Si
First Stage - Instrument						
Instrumento geográfico Vaca Muerta	2.128298*** (0.1067942)	2.128298*** (0.1067942)	2.128298*** (0.1067942)	2.128298*** (0.1067942)	2.128298*** (0.1067942)	2.128298*** (0.1067942)
F-Statistic para IV en First Stage	397.16	397.16	397.16	397.16	397.16	397.16
Observaciones	5,405	5,405	5,405	5,405	5,405	5,405

Errores standard entre paréntesis

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

De acuerdo con la Tabla 4, la variación del salario privado es explicada por la variación de la producción de gas. Cada punto porcentual de incremento de la producción ocasiona un incremento del salario de 0.15%. Al incluir controles, los valores se mantienen. Para el caso del salario sectorial de petróleo y gas y servicios asociados el efecto encontrado es mayor, 0.86%. El salario de los trabajadores categorizados como resto se incrementa, por el contrario, 0.088%

En lo que respecta al empleo, por un lado, el efecto en el empleo privado es positivo y significativo 0.33%; mientras que el efecto en el empleo sectorial es positivo y significativo: 1.22%. En el empleo del resto de los sectores excluidos los de la industria del petróleo y gas aumenta 0.27%. Esto estaría sugiriendo que, tal como vimos en la estimación con la producción de petróleo, el efecto del *fracking* es positivo en términos de salario real y empleo para el conjunto de los trabajadores privados del sector y que existen *spillovers* positivos para el resto de los trabajadores privados.

Conclusiones

A partir de una estrategia de variables instrumentales donde se instrumentó la producción de gas y petróleo con la formación de Vaca Muerta en el subsuelo de cada uno de los departamentos de Neuquén, Río Negro y Mendoza, se identificaron efectos positivos en el empleo privado tanto sectorial como total y en los ingresos reales en cada una de las especificaciones.

A partir de este trabajo se pueden investigar otros encadenamientos productivos sectoriales, y analizar a su vez, encadenamientos a nivel tecnológico. Se podría extender el impacto del sector en el Comercio Exterior y en las finanzas públicas de las provincias.

Con la implementación del Régimen a las Grandes Inversiones, la ampliación de los gasoductos y oleoductos, la exportación regional y la puesta en marcha de la planta de licuefacción de GNL en Río Negro se deberían actualizar los resultados en busca de un mayor efecto de los aquí hallados, y una extensión de *spillovers* a nivel nacional. Asimismo, sería interesante incluir el efecto en los precios de gas local, tratando de contrastar con el efecto que se observó en EE. UU. con una caída de casi 50% en el *Henry Hub*. Por último, para una futura investigación sería importante incluir el impacto medioambiental, con el objeto de mitigar los efectos negativos que pudieran existir.

Referencias

- AuAuty, R., & Warhurst, A. (1993). Sustainable development in mineral exporting economies. *Resources Policy*, 19(1), 14-29.
- Cooper, J., Kim, S. E., & Urpelainen, J. (2018). The broad impact of a narrow conflict: How natural resource windfalls shape policy and politics. *The Journal of Politics*, 80(2), 630-646.
- Cust, J., & Poelhekke, S. (2015). The local economic impacts of natural resource extraction. *Annu. Rev. Resour. Econ.*, 7(1), 251-268.
- Energy Information Administration (2023). Energy Information Administration, Office of Oil and Gas, Washington, DC.
- Feyrer, J., Mansur, E. T., & Sacerdote, B. (2017). Geographic dispersion of economic shocks: Evidence from the fracking revolution. *American Economic Review*, 107(4), 1313-1334.
- Fetzer, Thiemo (2014) Fracking growth. CEP Discussion Papers (CEPD1278). London School of Economics and Political Science. Centre for Economic Performance, London, UK.
- Forni, L., Mautner, M., Lavado, A., Burke, K., & Gomez, R. (2021). Implicaciones de la producción de shale oil & gas en las áreas de las cuencas hidrográficas de Vaca Muerta, Argentina. Obtenido de SEI: <https://www.sei.org>.
- Gylfason, T., Herbertsson, T. T., & Zoega, G. (1999). A mixed blessing: natural resources and economic growth. *Macroeconomic dynamics*, 3(2), 204-225.
- Johnsen, R., LaRiviere, J., & Wolff, H. (2019). Fracking, coal, and air quality. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 6(5), 1001-1037.
- Hausman, Catherine, and Ryan Kellogg. (2015). Welfare and distributional implications of shale gas. *Brookings Papers on Economic Activity*, Washington, DC.
- Hill, E. L., & Ma, L. (2022). Drinking water, fracking, and infant health. *Journal of Health Economics*, 82, 102595.
- Hirschman, A. (1961), La estrategia del desarrollo económico, Fondo de Cultura Económica, México, D. F.
- Howarth, R. W. (2019). Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? *Biogeosciences*, 16(15), 3033-3046.
- Hwang, B., Heo, J., Lim, C., & Park, J. (2023). Environmental Implications of Shale Gas Hydraulic Fracturing: A Comprehensive Review on Water Contamination and Seismic Activity in the United States. *Water*, 15(19), 3334.
- Prebisch, R. (1950). El desarrollo económico de America Latina. *Revista Central de Costa Rica*.
- Rystad Energy (2018) Argentina – Vaca Muerta Study. November 14, 2018

- Sachs, J. D., & Warner, A. (1995). Natural resource abundance and economic growth.
- Sances, M. W., & You, H. Y. (2022). Voters and donors: the unequal political consequences of fracking. *The Journal of Politics*, 84(3), 1667-1682.
- Singer, H. W. (1950). The Distribution of Gains between Investing and Borrowing Countries. *The American Economic Review*, 40(2), 473–485. <http://www.jstor.org/stable/1818065>
- Van Der Ploeg, F., & Poelhekke, S. (2019). The impact of natural resources: survey of recent quantitative evidence. In *Why Does Development Fail in Resource Rich Economies* (pp. 31-42). Routledge.