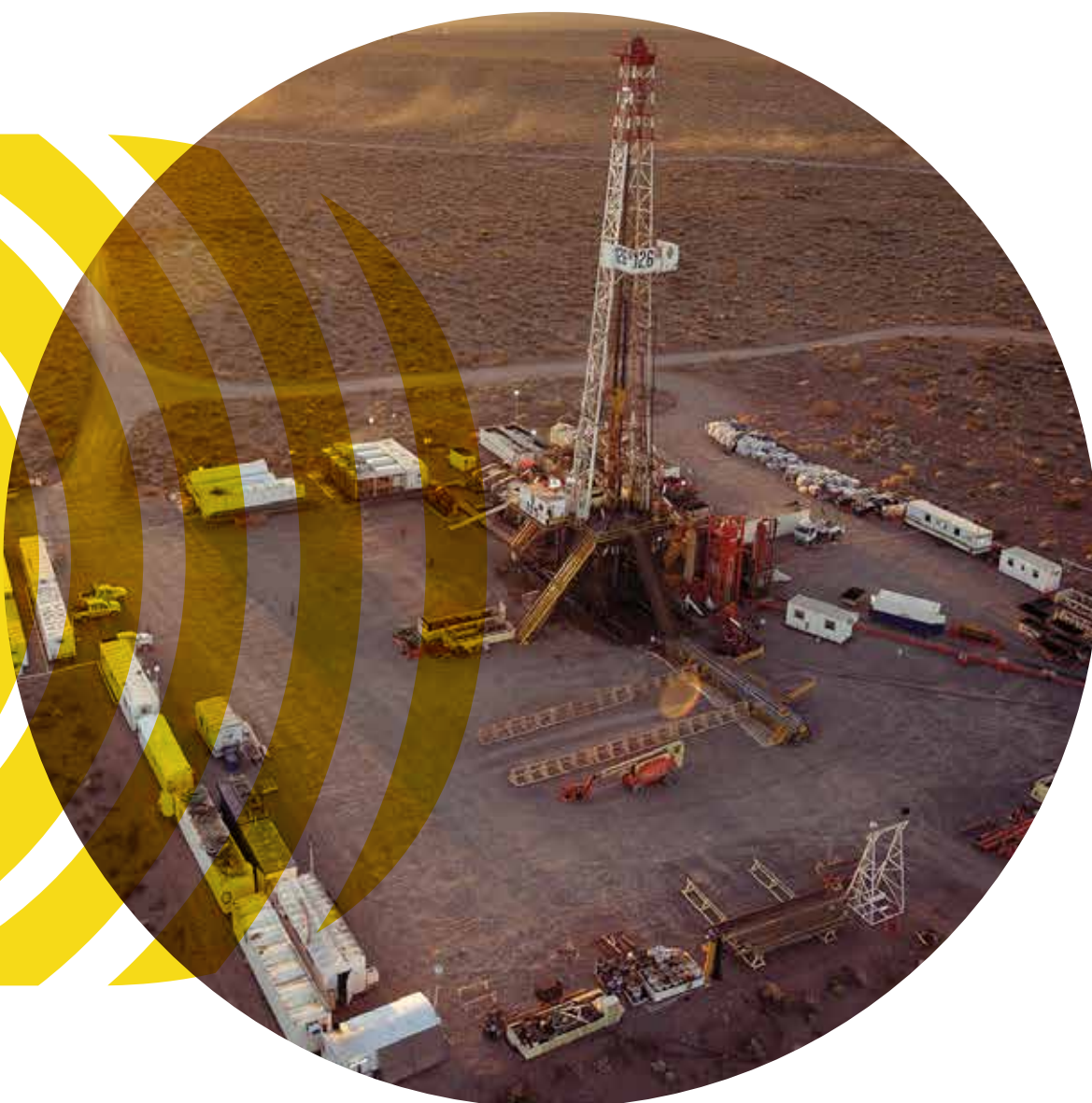


Producción no convencional de hidrocarburos



Instituto Argentino de Recursos Hídricos. (2021). Producción No Convencional de Hidrocarburos. Diálogos sobre Agua y Desarrollo Sostenible. Buenos Aires, Argentina.

Está permitida la copia, distribución, exhibición y utilización de esta obra, sin fines comerciales, bajo las siguientes condiciones: se debe mencionar la fuente (título de la obra, autor, ciudad y año) e indicar si se realizaron cambios.

© Instituto Argentino de Recursos Hídricos

Producción No Convencional de Hidrocarburos. Diálogos sobre Agua y Desarrollo Sostenible.

Primera edición.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

2021

Coordinación

Víctor Pochat

Autoría

Ana Mugetti (capítulos 1 y 2)

Rubén Goransky, Marina Jakomin y Andrea Valladares (capítulo 3)

Edición

Daniela Benítez

Pablo Berardesca

Ana Mugetti

Diseño

Vanina Kapeika @adhoc.estudio

Agradecimientos: a la Comisión Directiva del Instituto Argentino de Recursos Hídricos por la orientación, al Instituto Argentino de la Energía General Mosconi por su desinteresada contribución, a Andrea Valladares por la edición técnica de los capítulos 1 y 2; a Mario Rubén Rujana por su colaboración en la edición; a Verónica Giovenale por la colaboración en la revisión y el diseño; a la Fundación Príncipe Alberto II de Mónaco por el apoyo al proyecto de los Diálogos sobre Agua y Desarrollo Sostenible como parte de su Premio Agua 2018.

ISBN: 978-987-47248-2-3



Comisión Directiva

Presidente

Ing. Víctor Pochat

Vicepresidente

Lic. María Josefa Fioriti

Secretario

Lic. Cristina Moyano

Prosecretario

Lic. Andrea Isabel Valladares

Tesorero

CC Federico Scuka

Protesorero

Ing. Fernando Diego Dopazo

Vocales titulares

Ing. Ana Mugetti

Dra. Mónica Gabay

Ing. Héctor Salgado

Lic. Julio Cardini

Lic. Federico Horne

Dr. Ignacio Enríquez

Vocales suplentes:

Ing. Silvia Rafaelli

Ing. Patricia Marta Lopez

Emb. María Esther Bondanza

Ing. Carlos Paoli

Ing. Mario Rujana

Comisión Revisora de Cuentas

Titulares

Ing. José Cornejo

Ing. Juan Recabeitia

Suplente

Ing. Carlos Brieva

www.iarh.org.ar

Índice

11 Prólogo

14 Siglas y acrónimos

17 1. Aspectos generales

18 1.1 Desarrollo sostenible

19 1.2 Objetivos de Desarrollo Sostenible

22 1.2.1 Objetivos relacionados particularmente con el agua

23 1.2.2 Agua y sociedad

24 1.2.3 Agua y ambiente

25 1.2.4 Agua y economía

27 2. Argentina: características principales

28 2.1 Aspectos geográficos

30 2.2 Aspectos políticos

32 2.3 Aspectos sociales

33 2.4 Aspectos ambientales

33 2.4.1 Clima, vegetación, biodiversidad y uso del suelo

36 2.4.2 Recursos hídricos superficiales y subterráneos

38 2.4.3 Fenómenos extremos, inundaciones y sequías

39 2.4.4 Variabilidad y cambio climático

40 2.5 Aspectos económicos

43 3. Producción no convencional de hidrocarburos

44 3.1 Introducción

48 3.2 Aspectos económicos relacionados con la producción no convencional de hidrocarburos

51 3.2.1 Principales cuencas

54	3.2.2 Principales yacimientos de petróleo y pozos
63	3.2.3 Producción no convencional de petróleo y gas natural
73	3.2.4 Downstream: ventas de los principales combustibles
76	3.2.5 Balanza comercial energética de Argentina
79	3.2.6 Evolución de los precios internacionales de los hidrocarburos
83	3.2.7 Principales actividades económicas asociadas con la producción no convencional de hidrocarburos
90	3.3 Aspectos ambientales relacionados con el agua en la producción no convencional de hidrocarburos
91	3.3.1 Presión de la producción no convencional de hidrocarburos sobre los cuerpos de agua superficial y subterránea
93	3.3.2 Contaminación de los cuerpos de agua
99	3.4 Aspectos sociales relacionados con el agua en la producción no convencional de hidrocarburos
102	3.5 Aspectos tecnológicos relacionados con el agua en la producción no convencional de hidrocarburos
102	3.5.1 Aspectos tecnológicos relacionados particularmente con el agua en la producción no convencional de hidrocarburos
103	3.5.2 Requerimientos de agua
104	3.5.3 Gestión ambiental del agua
106	3.5.4 Preparación del fluido de fractura hidráulica
107	3.5.5 Inyección y movimiento del fluido de fractura hidráulica
107	3.5.6 Caracterización de las aguas que ascienden a la superficie
111	3.5.7 Manejo de las aguas que ascienden a la superficie
112	3.5.8 Reutilización y disposición de las aguas que ascienden a la superficie
114	3.5.9 Protocolización y control de la gestión de residuos
115	3.6 Aspectos institucionales y legales relacionados con el agua en la producción no convencional de hidrocarburos
115	3.6.1 Organizaciones de gestión y regulación hídrica
116	3.6.2 Legislación internacional, nacional y provincial en materia de recursos hídricos

123 Bibliografía

Índice de figuras

- 20 Figura 1**
Desempeño promedio de Argentina por ODS, de acuerdo al IODS 2021.
- 21 Figura 2**
Estado de cada ODS y tendencias en Argentina.
- 29 Figura 3**
Sistemas de cuencas y regiones hídricas.
- 31 Figura 4**
Provincias y cursos de agua de Argentina.
- 34 Figura 5**
Mapa de isohietas de Argentina (mm).
- 52 Figura 6**
Cuencas de petróleo y gas shale.
- 54 Figura 7**
Inversiones en hidrocarburos en la cuenca Neuquina.
- 55 Figura 8**
Pozos en yacimientos no convencionales.
- 56 Figura 9**
Empresas y pozos de hidrocarburos en la cuenca Neuquina.
- 58 Figura 10**
Principales empresas que operan en Vaca Muerta.
- 59 Figura 11**
Empresas y pozos de hidrocarburos en la cuenca Austral.
- 60 Figura 12**
Empresas y pozos de hidrocarburos en la cuenca San Jorge.
- 62 Figura 13**
Productividad de pozos tipo shale oil y shale gas en la cuenca Neuquina.
- 64 Figura 14**
Producción de petróleo por tipo de recurso (2010-2020).
- 65 Figura 15**
Producción de petróleo por cuenca (2010-2020).
- 67 Figura 16**
Producción de petróleo por tipo en la cuenca Neuquina (2010-2020).

- 69** **Figura 17**
Producción de gas natural por tipo de recurso (2010-2020).
- 70** **Figura 18**
Producción anual de gas natural por cuenca (2010-2020).
- 71** **Figura 19**
Producción de gas en la cuenca Neuquina por tipo (2009-2020).
- 72** **Figura 20**
Producción de gas en la cuenca Austral por tipo (2009-2020).
- 74** **Figura 21**
Venta de los principales combustibles líquidos en el mercado interno (2010-2020).
- 76** **Figura 22**
Balanza comercial energética de Argentina (2002-2019).
- 80** **Figura 23**
Precio internacional del petróleo Brent del Mar del Norte, en USD.
- 82** **Figura 24**
Evolución del precio del petróleo crudo y del gas natural en Estados Unidos.
- 84** **Figura 25**
Transporte de hidrocarburos por ductos.

Índice de tablas

19	Tabla 1	Objetivos de Desarrollo Sostenible.
61	Tabla 2	Principales empresas productoras de petróleo en Argentina (2018).
64	Tabla 3	Producción anual de petróleo por tipo de recurso, en miles de m ³ (2010-2020).
66	Tabla 4	Producción anual de petróleo por cuenca, en miles de m ³ (2010-2020).
68	Tabla 5	Producción anual de gas natural por tipo de recurso, en millones de m ³ (2010-2020).
70	Tabla 6	Producción anual de gas natural por cuenca, en millones de m ³ (2010-2020).
73	Tabla 7	Ventas de los principales combustibles líquidos en el mercado interno, en miles de m ³ (2010-2020).
75	Tabla 8	Gas natural entregado por tipo de usuario, en millones de m ³ (2010-2020).
78	Tabla 9	Exportaciones argentinas de petróleo y gas (2010-2020).
78	Tabla 10	Exportaciones de petróleo por cuenca, en miles de m ³ (2019-2020).
92	Tabla 11	Disponibilidades hídricas remanentes para las cuencas de los ríos Colorado, Limay y Neuquén en condiciones de caudal mínimo.
92	Tabla 12	Consumo de agua para estimulación hidráulica en emprendimientos de explotación no convencional en Loma Campana (2015).
95	Tabla 13	Componentes químicos de aditivos de fluidos de fractura hidráulica inyectados en al menos el 10 % de los pozos individuales de Estados Unidos (1/1/2011-28/2/2013).
96	Tabla 14	Profundidades de los reservorios de tipo shale de Estados Unidos y de la Formación Vaca Muerta.

103 Tabla 15

Insumos de agua fresca por fractura estimados para Vaca Muerta.

105 Tabla 16

Valor de referencia de toxicidad crónica oral para algunos componentes químicos de aditivos de fluidos de fractura hidráulica reportados en al menos el 10 % de los pozos individuales de Estados Unidos según FracFocus 1.0.

108 Tabla 17

Volúmenes de flowback registrados en emprendimientos de explotación no convencional en Loma Campana (2015).

109 Tabla 18

Concentraciones mínimas y máximas para constituyentes geoquímicos de aguas producidas en pozos de shale gas de Estados Unidos.

110 Tabla 19

Análisis fisicoquímico de un flowback.

111 Tabla 20

Análisis de material radioactivo.

113 Tabla 21

Condiciones para la aprobación de un pozo sumidero en la provincia del Neuquén.

113 Tabla 22

Datos sobre la gestión del flowback registrados en emprendimientos de explotación no convencional en Loma Campana (2015).

122 Tabla 23

Normativa ambiental nacional y de provincias con producción no convencional de hidrocarburos.



Prólogo

La economía de Argentina depende en gran medida de sus recursos naturales: agua, suelos, vegetación, minerales, entre otros.

Tradicionalmente, la agricultura y la ganadería han sido muy importantes fuentes de ingresos económicos para el país -provenientes de la exportación de sus diversos productos- y tienen un potencial promisorio, asociado a la creciente demanda mundial de alimentos. Entre esos productos, los cereales (como el maíz y el trigo), las oleaginosas (como la soja y el girasol), las frutas y la carne vacuna tienen actualmente particular relevancia.

Asimismo, desde comienzos del siglo XX, Argentina ha desarrollado la explotación de hidrocarburos (gas y petróleo) con métodos convencionales. Y, desde comienzos de la segunda década del XXI, se está logrando un incremento de su producción al haberse descubierto, en una amplia zona del centro-oeste del país, yacimientos de gas y petróleo ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto (shale gas o shale oil) con un gran potencial. Esos yacimientos están siendo puestos en explotación utilizando la técnica de fractura hidráulica (fracking), con un rendimiento que se estima permitirá no solo abastecer completamente la demanda interna, sino también exportar importantes volúmenes de gas y petróleo durante muchos años.

Cabe señalar también que, hacia finales del siglo XX, la producción minera, tradicionalmente de pequeña escala, dio un salto cuantitativo tanto en volúmenes como en réditos económicos, con la explotación a gran escala de metales, especialmente oro, plata y cobre, y el desarrollo de la minería no metalífera del litio, con creciente demanda mundial por su empleo en la fabricación de teléfonos celulares, computadoras y baterías para vehículos eléctricos y en la acumulación de energía para las redes eléctricas.

Por otra parte, ante la necesidad de enfrentar el cambio climático y sus efectos, debe incorporarse el análisis de posibles medidas de adaptación y de mitigación.

Entre las de adaptación, una medida adecuada podría ser recurrir a los aprovechamientos hidráulicos de propósito múltiple para responder –con sus embalses- al probable incremento de eventos extremos, ya sea compensando la reducción, durante las sequías, de los volúmenes de agua disponibles para distintos usos (abastecimiento a poblaciones, riego e industria, la navegación y la pesca), o bien, atenuando las inundaciones.

Y entre las medidas de mitigación, para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se requiere reemplazar la generación de electricidad utilizando hidrocarburos

-fuentes no renovables y emisoras de tales gases- por fuentes renovables y limpias, como el sol, el viento y el agua.

Los aprovechamientos hidráulicos pueden contribuir también en ese sentido, mediante la generación de electricidad a diversas escalas –para satisfacer su creciente demanda- utilizando una fuente renovable, limpia y continuamente disponible, como la hidráulica, y complementando la generación basada en otras fuentes renovables y limpias, pero intermitentes, como la solar y la eólica.

Las producciones agropecuaria, de hidrocarburos y minera y los aprovechamientos hidráulicos de propósito múltiple pueden proporcionar beneficios económicos y sociales. Pero, asimismo, pueden causar impactos negativos sobre algunos sectores de la población y diversos componentes del ambiente, particularmente el agua, tanto en su cantidad y dinámica, como en su calidad.

Consecuentemente, ante las actividades en marcha y, sobre todo, al presentarse nuevos proyectos o iniciativas en alguno de esos ámbitos, surgen posturas dispares, tanto por parte de los beneficiarios o afectados directos, como expuestas asimismo por personas u organizaciones relacionadas con ellos, motivadas generalmente por inquietudes sociales o ambientales o por intereses económicos.

En la búsqueda de un desarrollo sostenible, la toma de decisiones sobre un determinado proyecto debería resultar de un análisis basado en los tres pilares que lo definen -el social, el ambiental y el económico- buscando un adecuado equilibrio entre ellos.

Sin embargo, el problema que generalmente se presenta para avanzar hacia ese objetivo, es que los diversos actores relacionados con cada uno de tales pilares suelen llevar a cabo sus actividades independientemente unos de otros, considerando solo sus propias metas y no teniendo en cuenta las de los demás. E inclusive, cuando alguno de ellos manifiesta sus puntos de vista o inquietudes, suele ser criticado por los otros, en lugar de impulsarse una discusión constructiva en un espacio compartido.

Para abordar esa situación, el objetivo del proyecto “Diálogos sobre agua y desarrollo sostenible”, es justamente impulsar el DIÁLOGO entre esos diversos actores, en el convencimiento de que el intercambio de experiencias y fundamentos significativos desde variadas perspectivas e intereses puede ser mutuamente enriquecedor.

Se contempla como principal marco de referencia para el proyecto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), adoptados por los países en el ámbito de las Naciones Unidas, en septiembre de 2015.

Por su parte, dada la relación de cada una de las actividades mencionadas con el Cambio Climático, los Diálogos contemplan también el Acuerdo de París, negociado durante la XXI Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático (COP21) en diciembre de 2015 y que entró en vigor en 2016.

Finalmente cabe mencionar que, para brindar una apropiada información de base para estos Diálogos, el Instituto Argentino de Recursos Hídricos (IARH) ha elaborado sendos documentos sobre los cuatro temas considerados prioritarios, las producciones agropecuaria, de hidrocarburos y minera y los aprovechamientos hidráulicos de propósito múltiple.

En cada uno de ellos se aspira a presentar de una manera simplificada el respectivo estado de situación, atendiendo fundamentalmente a los aspectos sociales, ambientales y económicos, complementados por consideraciones tecnológicas e institucionales.

El presente documento aborda en particular el correspondiente a la la producción no convencional de hidrocarburos.

Víctor Pochat

Presidente

Instituto Argentino de Recursos Hídricos

IARH

Siglas y acrónimos

AIC	Autoridad Interjurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro
ANI	Academia Nacional de Ingeniería
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CASE	Coirón Amargo Sur Este
CASRN	<i>Chemical Abstracts Service Registry Number</i>
COHIFE	Consejo Hídrico Federal
COIRCO	Comité Interjurisdiccional del Río Colorado
COP21	XXI Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático
COREBE	Comisión Regional del Río Bermejo
COVID-19	<i>Coronavirus Disease 2019 / Enfermedad por Coronavirus 2019</i>
FARN	Fundación Ambiente y Recursos Naturales
GyP	Gas y Petróleo del Neuquén
GNL	Gas natural licuado
HH	<i>Henry Hub</i>
IAPG	Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
IARH	Instituto Argentino de Recursos Hídricos
ICES	Iniciativa Ciudades Emergentes y Sostenibles
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IODS	Índice de los Objetivos de Desarrollo Sostenible
MAyDS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MINEM	Ministerio de Energía y Minería

MMIP	Modelo insumo-producto
NORM	<i>Natural Occurring Radioactive Materials</i> / Materiales Radioactivos de Origen Natural
ODM	Objetivos de Desarrollo del Milenio
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OFEPHI	Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos
OIT	Organización Internacional del Trabajo
OMI	Organización Marítima Internacional
PAE	Pan American Energy
PBI	Producto Bruto Interno
PBG	Producto Bruto Geográfico
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
SlyPH	Secretaría de Infraestructura y Política Hídrica
SCIMH	Sistema de Coordinación Institucional en Materia Hídrica
TGN	Transportadora Gas del Norte
TGS	Transportadora Gas del Sur
US EPA	<i>United States Environmental Protection Agency</i> / Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales



Fuente: (<https://cambio.com.co/articulo/vaca-muerta-donde-queda-ubicacion-mapa-y-detalles-graphics/>).

1. Aspectos generales

1.1

Desarrollo sostenible

En 1987, el informe “Nuestro futuro común” de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo definió al “desarrollo sostenible” como aquel que permite satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades. De esta manera, se buscaba atender tanto las demandas de una agenda de protección del ambiente como las de desarrollo de los países con menor nivel de desarrollo. Esto requiere la integración de las políticas ambientales y las estrategias de desarrollo económico y social (Comisión Económica para América Latina y el Caribe, s.f.).

La Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo adoptada en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo (Río de Janeiro, 1992) formalizó el concepto de desarrollo sostenible a través de los Principios de Río.

Así, el desarrollo sostenible ha emergido como el principio rector para el desarrollo mundial a largo plazo reafirmando la continua necesidad de mantener el equilibrio entre el desarrollo económico, el desarrollo social y la protección del ambiente, como pilares interdependientes del desarrollo sostenible que se refuerzan mutuamente (Asamblea General de las Naciones Unidas, 2010).

La búsqueda de este equilibrio implica desafíos a los que la agenda mundial ha tratado de responder desde entonces con distintos instrumentos en el marco de las Naciones Unidas. El primero fue el Programa 21 (1992), seguido en 2000 por los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), en los que los países se comprometieron a alcanzar, antes de 2015, un conjunto de ocho objetivos cuantificables, como la reducción de la pobreza extrema y el hambre a la mitad, la promoción de la igualdad de género y la reducción de la mortalidad infantil (Fondo para los Objetivos de Desarrollo Sostenible, s.f.). Si bien el progreso logrado con los ODM fue sustancial, el alcance de sus logros fue desigual.

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada en 2015 por las Naciones Unidas, está enfocada en la construcción de un mundo sostenible donde se valoren de igual manera la sostenibilidad del ambiente, la inclusión social y el desarrollo económico (Fondo para los Objetivos de Desarrollo Sostenible, s.f.).

1.2

Objetivos de Desarrollo Sostenible

La agenda global de desarrollo para el periodo 2015-2030 está plasmada en 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), 169 metas y 231 indicadores.

La tabla 1 presenta los 17 ODS. Para su implementación, la clave es la consideración de su interrelación, dado que el éxito o el fracaso de uno afecta a los otros.

Tabla 1

Objetivos de Desarrollo Sostenible.

ODS 1	Poner fin a la pobreza en todas sus formas en todo el mundo.
ODS 2	Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición, y promover la agricultura sostenible.
ODS 3	Garantizar una vida sana y promover el bienestar para todos en todas las edades.
ODS 4	Garantizar una educación inclusiva, equitativa y de calidad y promover oportunidades de aprendizaje durante toda la vida para todos.
ODS 5	Lograr la igualdad entre los géneros y empoderar a todas las mujeres y niñas.
ODS 6	Garantizar la disponibilidad y la gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos.
ODS 7	Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.
ODS 8	Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y el trabajo decente para todos.
ODS 9	Construir infraestructura resiliente, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación.
ODS 10	Reducir la desigualdad en y entre los países.
ODS 11	Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.
ODS 12	Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.
ODS 13	Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

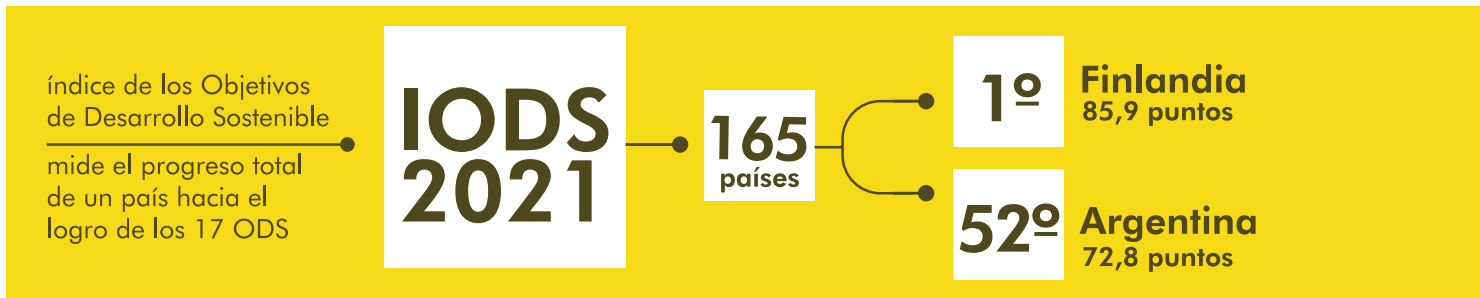
- ODS 14** Conservar y utilizar en forma sostenible los océanos, los mares y los recursos marinos para el desarrollo.

- ODS 15** Promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres, luchar contra la desertificación, detener e invertir la degradación de las tierras y frenar la pérdida de la diversidad biológica.

- ODS 16** Promover sociedades pacíficas e inclusivas para el desarrollo sostenible, facilitar el acceso a la justicia para todos y crear instituciones eficaces, responsables e inclusivas a todos los niveles.

- ODS 17** Fortalecer los medios de ejecución y revitalizar la alianza mundial para el desarrollo sostenible.

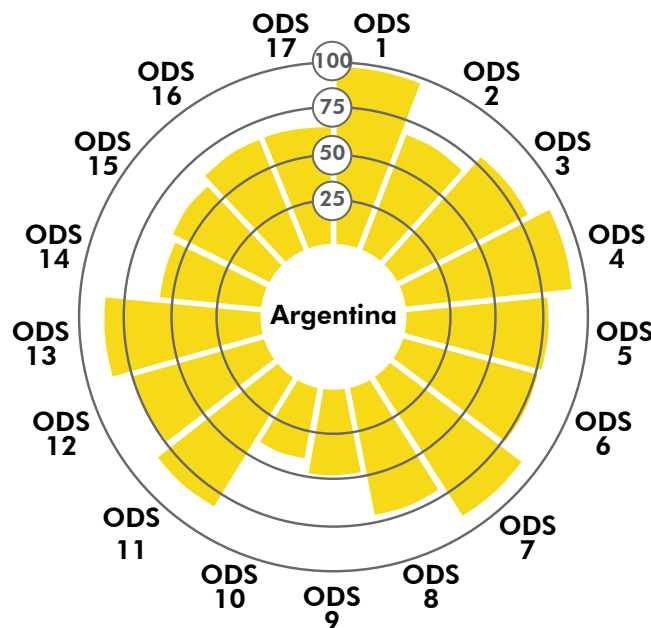
Fuente: Presidencia de la Nación Argentina, s.f.



El IODS se calcula con base en 91 indicadores, aunque no todos son los mismos que aquellos usados para informar los ODS. La figura 1 presenta el desempeño de Argentina en cada uno de los 17 ODS y la figura 2 muestra el estado y la tendencia hacia su logro (Sachs et al., 2021).

Figura 1

Desempeño promedio de Argentina por ODS, de acuerdo al IODS 2021.



Fuente: Sachs et al., 2021.

Figura 2

Estado de cada ODS y tendencias en Argentina.



Fuente: Sachs et al., 2021.



Fuente: Ley de Educación Ambiental Integral (<https://twitter.com/OficinaOds>).

1.2.1

Objetivos relacionados particularmente con el agua

ONU-Agua y sus socios establecieron que, dada la importancia fundamental que tiene para el desarrollo humano, el ambiente y la economía, el agua debía figurar de manera prominente en la agenda de desarrollo posterior a 2015.

En 2014, la Asociación Mundial para el Agua (Global Water Partnerhip) consultó a alrededor de 1.200 participantes de 29 países sobre la incorporación de un objetivo específico para el agua en la agenda. Argentina participó de este proceso a través del Foro Argentino del Agua y del Instituto Argentino de Recursos Hídricos.

El objetivo dedicado específicamente al agua y el saneamiento es el ODS 6, que propone "Garantizar la disponibilidad de agua y la gestión sostenible y el saneamiento para todos", e incluye 8 metas y 11 indicadores asociados.

Las metas abordan particularmente:

- el acceso universal y equitativo al agua potable a un precio asequible para todos;
- el acceso equitativo a servicios de saneamiento e higiene prestando especial atención a las personas en situaciones vulnerables;
- el mejoramiento de la calidad del agua mediante la reducción de la contaminación y el aumento del reciclado y la reutilización;
- el aumento sustancial de la utilización eficiente de los recursos hídricos, la sostenibilidad del abastecimiento de agua y la reducción sustancial del número de personas que sufren de escasez de agua;
- la implementación de la gestión integrada de los recursos hídricos a todos los niveles;
- la protección y restauración de los ecosistemas relacionados con el agua;
- la ampliación de la cooperación internacional y el apoyo prestado a los países en desarrollo para la creación de capacidades relativas al agua y el saneamiento; y
- el apoyo y fortalecimiento de la participación de las comunidades locales en la mejora de la gestión del agua y el saneamiento.

El ODS 6 tiene un rol central en la concreción de la mayoría de los objetivos, siendo probablemente uno de los mayores contribuyentes del logro de la Agenda de Desarrollo Sostenible 2015-2030. Por ello, se pueden establecer relaciones predominantes entre el agua y los tres componentes del desarrollo sostenible: el social, el ambiental y el económico.

1.2.2

Agua y sociedad

El agua es un factor primordial para poner fin a la pobreza (ODS 1), ya que disminuye la vulnerabilidad y mejora los ingresos familiares; y para terminar con el hambre, lograr la seguridad alimentaria y mejorar la nutrición (ODS 2), pues es un insumo esencial para la agricultura y la producción de alimentos en todas sus fases (Naciones Unidas, 2019).



Fuente: (<https://www.italiachecambia.org/sostenibilita-ambientale/page/97/>).

La mayoría de las extracciones de agua se realiza en el sector agrícola. Por lo tanto, la falta y la escasez de agua pueden afectar gravemente a la agricultura y a la producción de alimentos impactando negativamente en el logro del ODS 2 (Naciones Unidas, 2019).

El agua y el saneamiento son claves para la inclusión social y la economía en las sociedades más pobres. Así, un mejor acceso a este recurso disminuye las desigualdades y brinda oportunidades (ODS 10) (Fundación Aquae, s.f.).

El agua potable segura y los servicios adecuados de saneamiento e higiene son esenciales para proteger la salud y contribuyen directamente a lograr buena salud y bienestar y reducen las enfermedades transmitidas y producidas por la contaminación del agua (ODS 3) (Naciones Unidas, 2019).

1.2.3

Agua y ambiente

Existe una gran relación entre el agua y la vida de los ecosistemas terrestres (ODS 15), que resalta la necesidad de cuidar los ecosistemas cercanos a los ríos y los humedales, de gran relevancia para el equilibrio de la biodiversidad y la vida (Fundación Aquala, s.f.).

Gran parte de la contaminación que afecta a los océanos y a las zonas costeras proviene de los ecosistemas de aguas arriba, que son beneficiados por la reducción de la contaminación (ODS 14) (Naciones Unidas, 2019).

El uso eficiente del agua en los procesos productivos es esencial para la sostenibilidad del planeta (Fundación Aquala, s.f.), tanto como la reducción de la contaminación del agua por productos químicos y residuos (ODS 12).

La mayoría de los efectos provocados por el cambio climático se observa a través de modificaciones en la frecuencia de las inundaciones y de las sequías. Los peligros relacionados con el agua representan una proporción importante de las pérdidas ocasionadas por los desastres. El cambio climático exige un enfoque más adaptable de la gestión de los recursos hídricos para enfrentar la creciente incertidumbre (ODS 13) (Naciones Unidas, 2019).

Las ciudades no funcionan de forma aislada, sino que existen en el seno de cuencas fluviales, por lo tanto, lo que sucede en las ciudades impacta aguas abajo y viceversa (Naciones Unidas, 2019). Para un desarrollo sostenible de las ciudades se requiere acceso a agua segura y a un saneamiento en perfectas condiciones (ODS 11) (Fundación Aquala, s.f.).



Fuente: Riego por goteo (<https://www.yamit-f.com/es/applications/drip-irrigation/>).

1.2.4 Agua y economía

Es ampliamente reconocido que el agua reviste importancia para el crecimiento económico. En consecuencia, la inseguridad hídrica constituye un gran obstáculo para su logro (Naciones Unidas, 2019).

La agricultura representa el pilar del crecimiento económico en muchos países en desarrollo y constituye la principal actividad consumidora de agua. La mayor parte de los países afronta una combinación de una elevada variabilidad hidrológica, falta de inversiones en infraestructura hidráulica y deficiente gobernanza del agua. La agricultura y la industria agroalimentaria son sectores importantes que dan empleo aproximadamente al 30 % de la fuerza de trabajo mundial (ODS 8) (Naciones Unidas, 2019).

El agua es de vital importancia en la industria, cuyos procesos suelen degradar su calidad. Tanto la cantidad como la calidad del agua son motivos de preocupación para la industria manufacturera y los desafíos son mejorar la eficiencia en su uso con fines industriales y reducir la contaminación de los recursos hídricos (ODS 9) (Naciones Unidas, 2019).

El agua y la energía están estrechamente vinculadas. Los servicios relacionados con el agua, el saneamiento y la higiene, así como la agricultura y la industria necesitan energía. El sector energético también necesita agua para refrigerar las centrales termoeléctricas, suministrar energía hidroeléctrica y producir biocombustibles (ODS 7) (Naciones Unidas, 2019).



Fuente: Riego por goteo (<https://www.yamit-f.com/es/applications/drip-irrigation/>).



Fuente: NASA/GSFC/METI/ERSDAC/JAROS, and U.S./Japan ASTER Science Team (images-assets.nasa.gov/image/PIA16945/PIA16945~orig.jpg).

2.

Argentina: características principales

2.1

Aspectos geográficos

Argentina se encuentra en el sur del continente americano y se extiende sobre las islas del Atlántico Sur y la Antártida. Su superficie total es de 3.761.274 km², de los cuales 2.791.810 km² se encuentran en el continente americano. Esa porción continental del territorio abarca 3.700 km entre los 55° y los 22° de latitud sur y 1.400 km entre los 54° y los 74° de longitud oeste (Instituto Geográfico Nacional, s.f.).

Tiene una longitud de fronteras que, en la porción continental americana, se extiende a lo largo de aproximadamente 15.000 km. Del total, 9.376 km corresponden a los límites territoriales con los países vecinos (Instituto Geográfico Nacional, s.f.), longitud que pone de manifiesto la existencia de cuencas con recursos hídricos compartidos con los países vecinos: Brasil, Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay.

Presenta al oeste la Cordillera de los Andes que culmina en el cerro Aconcagua de 6.961 m de altura y que alberga nieves eternas, glaciares e hielo continental. En la zona central se encuentran las Sierras Pampeanas de menor altura, descendiendo marcadamente el relieve hacia el este conformando la gran llanura Chaco-Pampeana con varios humedales, mientras que hacia el sur se presentan un relieve mesetario; estos dos últimos paisajes culminan en el extenso Mar Argentino del Océano Atlántico.

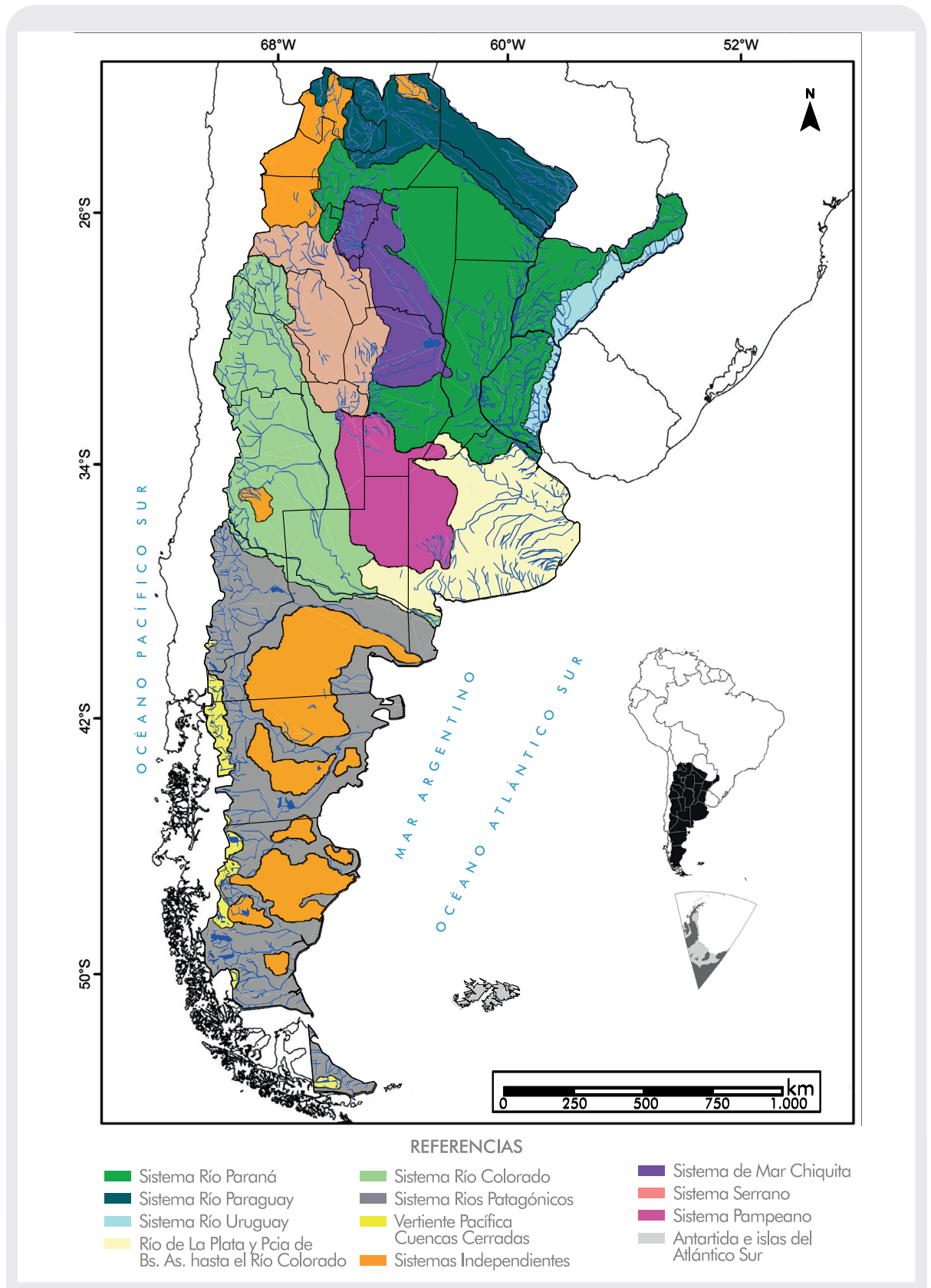
El relieve determina las vertientes hidrográficas atlántica sur, pacífica sur y endorreicas. En el territorio continental se desarrollan 100 cuencas y regiones hídricas (figura 3), varias con cursos de agua de importante porte.

Bajo la superficie se encuentran 9 regiones hidrogeológicas destacándose dos importantes acuíferos transfronterizos: el Acuífero Guaraní y el Irendá-Toba-Tarijeño.

En cuanto al territorio antártico, se trata de una porción compartida con otros países del Continente Antártico

Figura 3

Sistemas de cuencas y regiones hídricas.



Fuente: Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación e Instituto Nacional del Agua, 2002.

2.2

Aspectos políticos

Argentina está organizada como una república, con un sistema de gobierno representativo y federal, compuesta por 23 provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (figura 4). Constitucionalmente, las provincias conservan todo el poder no delegado al Gobierno federal y aquel que expresamente se hayan reservado en pactos especiales en el momento de su incorporación (Instituto Nacional del Agua, 2010).

La reforma constitucional de 1994 estableció expresamente que el dominio originario de los recursos naturales existentes en el territorio, entre ellos los recursos hídricos, pertenece a cada provincia. Así, los ríos interprovinciales tienen jurisdicción provincial y sus asuntos se deben reglamentar mediante tratados.

Constitucionalmente, hay facultades que las provincias han delegado a la Nación que, en temas relacionados con los recursos hídricos, ejerce jurisdicción sobre la navegación, las relaciones internacionales, la celebración de tratados internacionales, el dictado de los códigos Civil y Comercial y de Minería. Existen también poderes concurrentes en los órdenes federal y provincial (Pochat, 2005).

La reforma de 1994 también instituyó a los habitantes garantías relativas al ambiente y a los recursos naturales. Siendo el agua un recurso natural y un elemento ambiental, sus disposiciones le atañen directamente (Instituto Nacional del Agua, 2010).

No existe una ley nacional de aguas. La legislación nacional está constituida por las normas contenidas fundamentalmente en los códigos mencionados y en leyes federales como las de energía, navegación, transporte, puertos, protección del ambiente y de los recursos naturales, etcétera. A su vez, la Nación ha ratificado tratados internacionales sobre aguas compartidas y otros cuya normativa involucra al agua (Instituto Nacional del Agua, 2010).

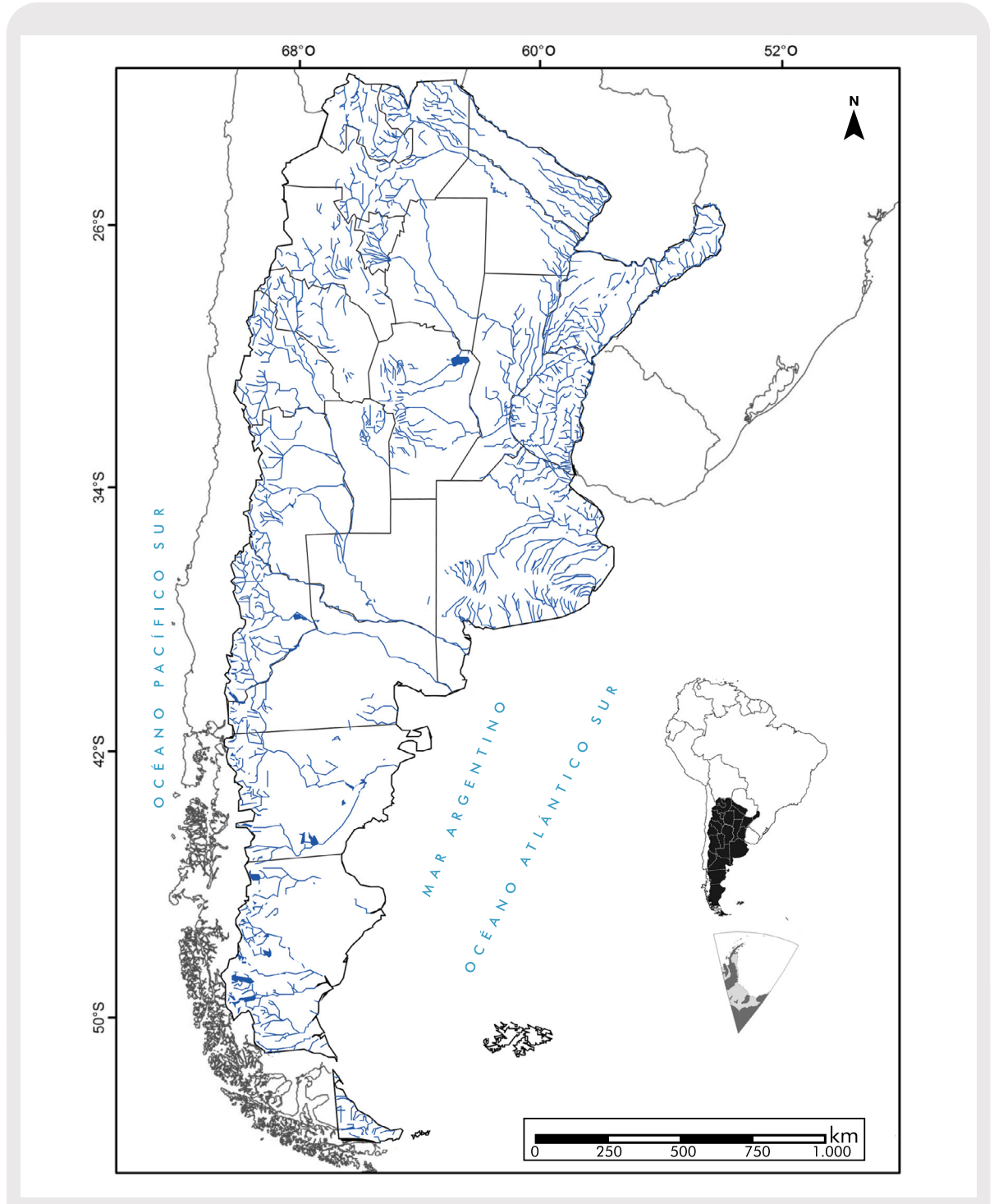
Desde 2003, Argentina cuenta con sus Principios Rectores de Política Hídrica, formulados en un proceso participativo por todos los sectores vinculados a los recursos hídricos. Allí se establecieron los lineamientos para considerar al agua como motor del desarrollo sostenible, dotando a las provincias y la Nación de una política de Estado. Estos principios, si bien no han sido aprobados por ley, fueron adoptados en el Acuerdo Federal del Agua, dando origen al Consejo Hídrico Federal (Mugetti et al., 2021).

Las provincias también integran el Consejo Federal de Medio Ambiente, el Consejo Federal Agropecuario, el Consejo Federal de Energía y el Consejo Federal de Minería.

La mayor parte de las provincias cuenta con leyes o códigos de aguas, que clasifican los usos, establecen prioridades de uso y regulan regímenes de concesión.

Figura 4

Provincias y cursos de agua de Argentina.



Fuente: Fioriti y Mugetti, 2019.

2.3

Aspectos sociales

El Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas, realizado en 2010, registró un total de 40.117.096 habitantes, con una densidad media de 14,4 habitantes por km². La distribución es muy desigual y dos tercios de la población se concentran en Buenos Aires y las provincias cercanas (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015). El 91 % de la población vive en centros urbanos de más de 2.000 habitantes (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2010).

Las proyecciones del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) estimaron una población de alrededor de 45.400.000 habitantes para el 2020, de 49.400.000 habitantes para el año 2030 y de 52.800.000 habitantes para el año 2040 (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2013).

De acuerdo con el Índice de Desarrollo Humano del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Argentina se posicionó, en 2019 en el puesto 46 entre 189 países con un valor de 0,845. El Índice de Desarrollo Humano ajustado por Desigualdad cae a 0,729 por la componente de ingresos. Por su parte, el Índice de Desarrollo Relativo al Género ubica al país entre el grupo con mejor posición relativa de las mujeres, si bien persiste una marcada diferencia en los ingresos (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, 2020). El coeficiente de Gini, entre 2016 y 2020, ha variado entre 0,417 y 0,451, valores que indican bastante inequidad (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2021a).

En las tres últimas décadas, la pobreza y la indigencia han fluctuado fuertemente de forma análoga. En las grandes crisis económicas aumentaron vertiginosamente y en los períodos posteriores tendieron a disminuir. En el segundo semestre de 2020, la pobreza alcanzó el 42 % y la indigencia el 10,5 %, los valores más altos de estos últimos años (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2021b). De acuerdo con el censo de 2010, el 9,1 % de los hogares tuvo necesidades básicas insatisfechas (Dirección Nacional de Relaciones Económicas con las Provincias, 2014).

El sistema de trabajo tiene una alta volatilidad, mayor en la oferta que en la demanda de personal. La tasa de desocupación para el primer trimestre de 2021 fue de 10,2 % (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2021c).

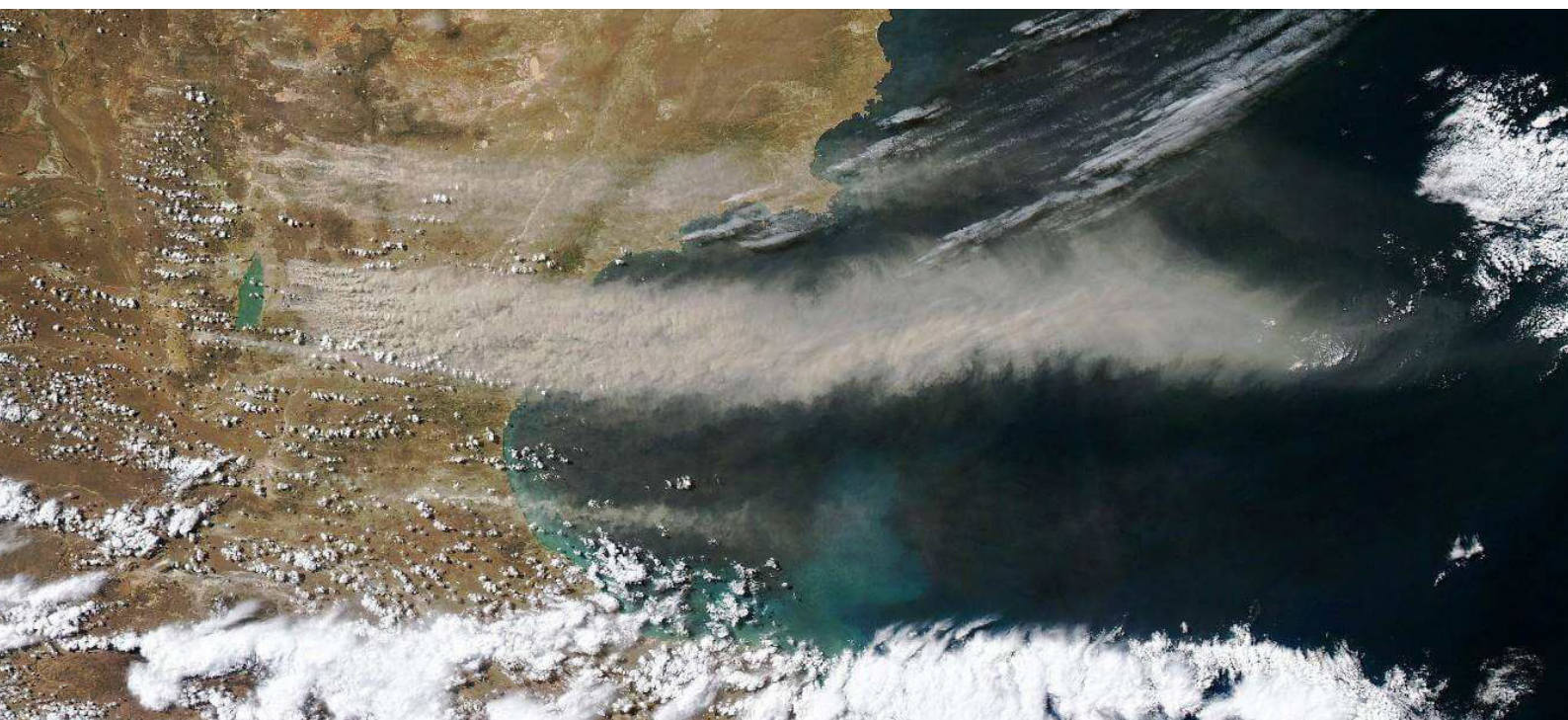
2.4

Aspectos ambientales

2.4.1

Clima, vegetación, biodiversidad y uso del suelo

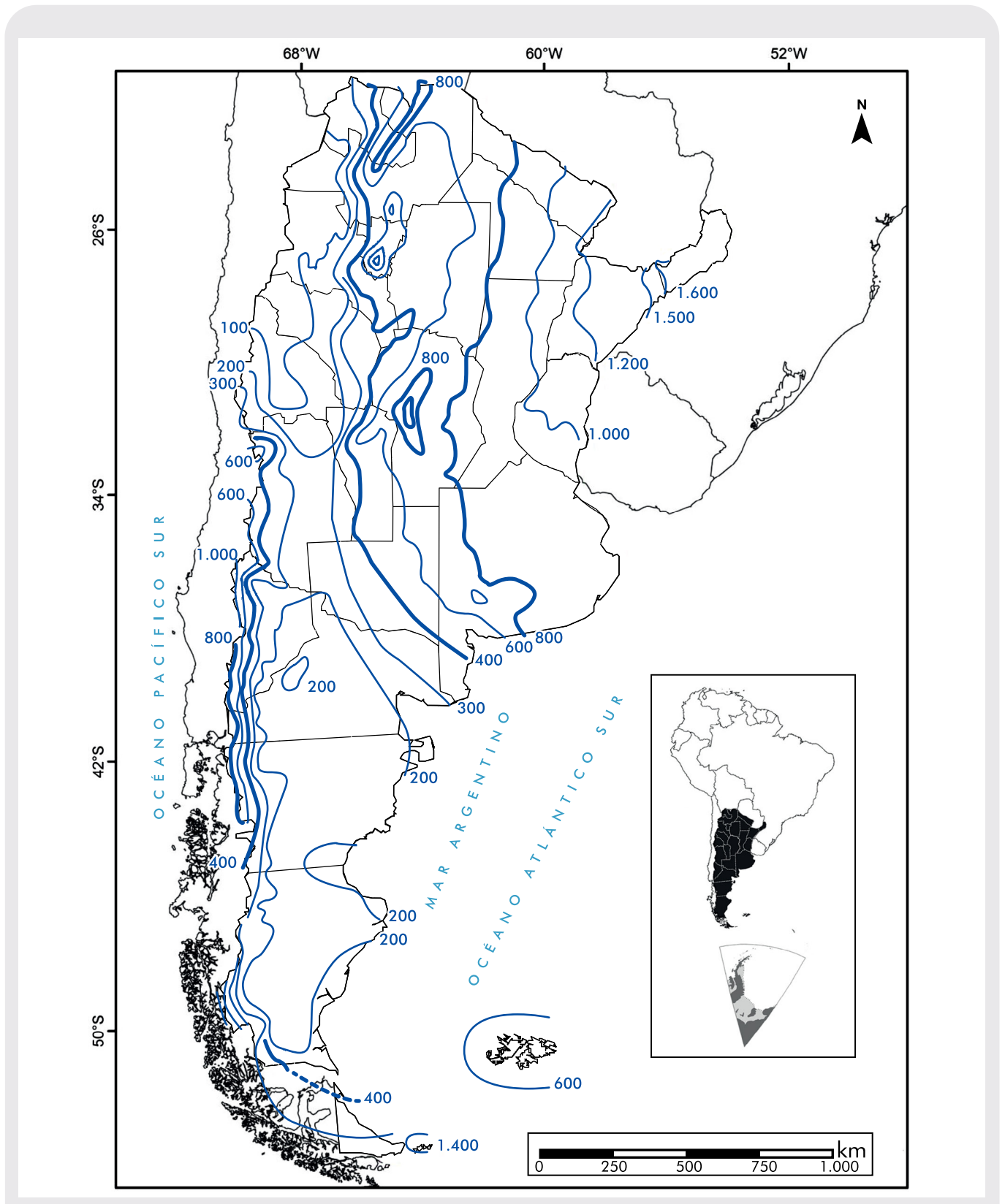
La gran extensión latitudinal, la gran variación altimétrica y la influencia de los 3 océanos -Atlántico, Pacífico y Antártico- determinan una amplia variedad climática, con predominio de los climas templados en la mayor parte del país, pero con climas fríos en la Patagonia y subtropicales en el norte y frío nival en la Antártida. Cabe mencionar que el 76 % del territorio se encuentra en condiciones de aridez o semiaridez, por recibir precipitaciones medias menores a 400 y 800 mm anuales respectivamente (figura 5) (Pochat, 2005).



Fuente: NASA/GSFC/METI/ERSDAC/JAROS, and U.S./Japan ASTER Science Team (images-assets.nasa.gov/image/PIA16945/PIA16945--orig.jpg).

Figura 5

Mapa de isohietas de Argentina (mm).



Fuente: Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación e Instituto Nacional del Agua, 2010.

La abundancia de ecosistemas en Argentina refleja una gran diversidad de especies y ecorregiones muy variadas, que la convierte en uno de los países con mayor diversidad biogeográfica del mundo (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2020a).

Las temperaturas de las provincias patagónicas en el sur del país son propias de los climas fríos y templados y tienen escasas precipitaciones, en general menores a 200 mm anuales, excepto en algunas delgadas franjas contiguas a la Cordillera de los Andes cubiertas por glaciares y nieves permanentes, lagos y bosques. En el resto de la región, la vegetación es de estepa con pastos ralos y monte achaparrado. El uso principal del suelo es la ganadería ovina, que ha causado graves procesos erosivos, y en algunas áreas se desarrollan actividades de extracción de gas y petróleo y de minería (Instituto Nacional del Agua, 2010) (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015) (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2019).

Al norte de los 40º de latitud sur, el país tiene climas de tipo templado y subtropical con veranos cálidos. En el este, las precipitaciones son abundantes (superiores a 1.000 mm) y permiten el desarrollo de la agricultura de secano y la ganadería extensiva. Excepto en su parte norte, la vegetación originaria ha sido casi totalmente reemplazada y modificada por la agricultura y la ganadería (Instituto Nacional del Agua, 2010).

Las precipitaciones disminuyen hacia el oeste hasta valores por debajo de 200 mm, por lo que algunas áreas tienen características de desierto con muy escasa vegetación. En estas zonas, las ciudades y la agricultura bajo riego se desenvuelven aprovechando que los ríos se alimentan de los deshielos de la Cordillera de los Andes (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015).

Entre el este húmedo y el oeste árido se encuentra una zona semiárida con una vegetación que originariamente era de monte, actualmente muy modificada, que es utilizada para la cría de ganado vacuno (Instituto Nacional del Agua, 2010).

En el norte, se encuentran selvas en las provincias de Misiones y en los faldeos orientales de las sierras de Tucumán, Salta y Jujuy, donde hay abundantes precipitaciones. En el caso de Misiones, gran parte de la selva original fue sustituida por forestación comercial, principalmente de pinos. La forestación comercial también se extiende por las provincias de Corrientes y Entre Ríos. Las provincias de Chaco y Formosa y el norte de Santiago del Estero conforman la parte argentina del Chaco, con vegetación arbórea en forma de parque, donde se desarrolla ganadería extensiva y, cada vez más durante los últimos años, agricultura de secano (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015).

2.4.2

Recursos hídricos superficiales y subterráneos

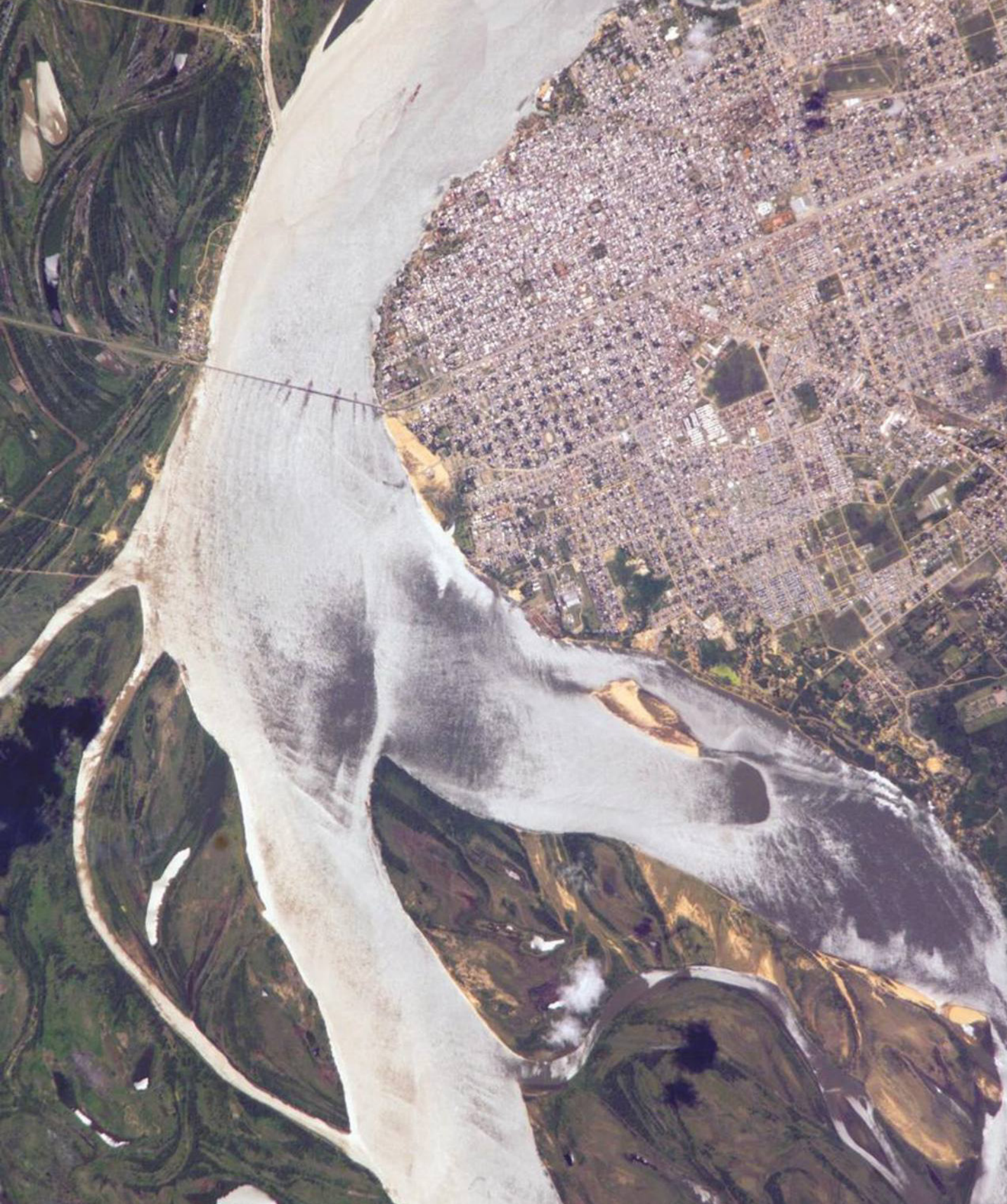
La oferta del recurso hídrico se puede expresar como un caudal medio anual de aproximadamente 26.000 m³/s. Aunque esta cifra puede parecer cuantitativamente generosa, la distribución espacial es muy heterogénea.

El 85 % del agua superficial del país corresponde a los territorios argentinos de la cuenca del Río de la Plata, con sus ríos Paraguay, Uruguay y Paraná, entre sus cursos principales, con la mayor concentración de su población y actividad productiva. En el otro extremo, se sitúan las provincias áridas y semiáridas, con cuencas de escasa pluviosidad y menos del 1 % del total del agua superficial (Instituto Nacional del Agua, 2010).

Considerando las estimaciones de población, la oferta media anual de agua superficial por habitante se puede expresar como un caudal de alrededor de 18.100, 16.600 y 15.500 m³/habitante/año para los años 2020, 2030 y 2040 respectivamente; muy superior al umbral de estrés hídrico de 1.000 m³/habitante/año.

Con respecto a los recursos hídricos subterráneos, hay información sobre acuíferos locales, especialmente en las áreas de Cuyo, Noroeste y región Pampeana, pero no sobre la totalidad del país. Se estima que existe una disponibilidad sin afectar los acuíferos de 16 km³/año (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, 2015a).

Existe una amenaza creciente a la sostenibilidad de las fuentes de aguas superficiales y subterráneas por la alteración antrópica del uso del suelo en su cuenca de aporte. Las prácticas agrícolas no conservacionistas, la deforestación, el uso de agroquímicos, los cambios en el uso del suelo y particularmente la urbanización, perturban el balance hídrico y las condiciones de calidad de las aguas (Pochat, 2012). Las graves deficiencias en el manejo y en la disposición de los residuos sólidos urbanos y tóxicos industriales, especialmente en las periferias urbanas; la contaminación causada por grandes industrias y las actividades productivas extensivas en el interior del país; los altos contenidos naturales de arsénico; el mal manejo del sistemas de riego y drenaje y disposición de residuos rurales; la ausencia o deficiencia de las plantas de tratamiento de líquidos cloacales; y la sobreexplotación generalizada o sobreextracción localizada y la falta de medidas de conservación de los acuíferos; son la causa de otros problemas de contaminación de las aguas.



Fuente: Río Paraná y Corrientes. NASA/GSFC/METI/ERSDAC/JAROS, and U.S./Japan ASTER Science Team (images-assets.nasa.gov/image/PIA16945/PIA16945~orig.jp).

2.4.3

Fenómenos extremos, inundaciones y sequías

Argentina ha soportado periódicamente fenómenos extremos de crecidas y sequías en distintas regiones del país, que se han visto intensificados y cuya ocurrencia ha sido más frecuente en las últimas décadas (Pochat, 2012).



Fuente: Bajante Río Paraná (<https://www.elciudadanoweb.com/la-bajante-del-rio-parana-es-la-mas-pronunciada-en-el-ultimo-medio-siglo-las-causas-y-lo-que-dejara/>).

La región de la Cuenca del Plata es la que soporta los fenómenos de crecidas de mayor magnitud, ocasionando pérdidas importantes en la infraestructura, la producción agropecuaria, los bienes privados y las actividades económicas (Pochat, 2012). Sin embargo, también soporta sequías prolongadas como la que comenzó a desarrollarse en 2019, que se extendió prácticamente a toda la cuenca, y que persistía en septiembre de 2021 con consecuencias para la navegación.

Además, ocurren fenómenos aluvionales por lluvias torrenciales con movimiento de grandes masas de material sólido (región de la precordillera oriental en el noroeste, bardas en la región del Comahue), por fusión rápida de las nieves en el piedemonte andino o por fuertes tormentas en zonas urbanas (Pochat, 2012).

Los episodios de precipitaciones de intensidad extraordinaria en áreas de la llanura pampeana y de la planicie chaqueña dan origen a anegamientos de gran extensión por limitaciones del drenaje, agravadas por un mal manejo del suelo y por caminos rurales deficientes (Pochat, 2012).

La ocurrencia de sequías afecta tanto a regiones húmedas como áridas y semiáridas del país. Durante 2008-2009 y 2017-2018, en el país ocurrieron sequías muy severas con importantes pérdidas para la producción agrícola.

2.4.4

Variabilidad y cambio climático

Son notables las tendencias climáticas que han ocurrido en la mayor parte del territorio argentino en las últimas tres o cuatro décadas y es muy probable que ellas estén relacionadas con el cambio climático global (Pochat, 2012).

Estas tendencias han afectado los sistemas naturales y las actividades humanas, requiriendo una rápida adaptación. Las más importantes son el aumento de las precipitaciones medias anuales en casi todo el país y muy especialmente en el noreste y en la zona oeste periférica a la región húmeda tradicional; el aumento de la frecuencia de precipitaciones extremas en gran parte del este y centro del país; el aumento de la temperatura en la zona cordillerana de la Patagonia y Cuyo, con retroceso de algunos glaciares; y el aumento de los caudales de los ríos y de la frecuencia de inundaciones en todo el país, excepto en el Comahue y en el norte de la Patagonia (Pochat, 2012). También se ha producido un retroceso de los caudales de los ríos de origen nival en San Juan, Mendoza y Comahue (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015).

Un aumento en la variabilidad del clima ha traído consecuencias como las sequías en gran parte del país y disminución de caudales en el río Paraná durante los últimos años.



Fuente: El glaciar Upsala, visto desde el espacio. (Twitter/@ThomAstro).

2.5

Aspectos económicos

Argentina es rica en recursos naturales por sus condiciones geológicas y climáticas, que son particularmente favorables para el desarrollo de la agricultura, la minería, la pesca y la forestación. También alberga grandes reservas de energía renovable y no renovable (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2020a).

La estructura productiva se caracteriza por su heterogeneidad y diversidad, destacándose la inserción de sectores exportadores en las cadenas regionales y globales de valor, en particular del sector agroalimentario (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2021d).

En el sector
primario
sobresale:

- la cría de ganado vacuno, cuyo stock alcanzó unos 40.000.000 de cabezas en el año 2018 (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2021e);
- la agricultura, cuyos principales cultivos son arroz, girasol, maíz, soja y trigo, con una superficie sembrada que supera los 40.000.000 ha (campana 2019-2020) (Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca, 2021a);
- la cría de ganado ovino, que en 2018 alcanzó más de 8.600.000 cabezas (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2021e);
- la producción de frutas y de vid (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015);
- la pesca, cuya captura en 2017 fue de 779.000 t (Ministerio de Hacienda, 2019);
- la forestación comercial, con alrededor de 1.500.000 ha (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015);
- la minería de cobre, estaño, zinc, oro, plata, molibdeno y uranio, que ha ido incorporando la explotación del litio debido a que Argentina tiene una de las reservas más importantes del mundo (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015); y
- los hidrocarburos, con reservas comprobadas de 384.144.000 m³ de petróleo y 376.710 millones de m³ de gas para el año 2019, que incluyen un 28 % y un 50 % de reservas de tipo no convencional (Secretaría de Energía, s.f.a).

En el sector secundario se destaca:

- o el sector industrial, que tiene el mayor tamaño, con las manufacturas de origen agropecuario (alimentación, aceites y biocombustibles) y otros bienes manufacturados muy diversos (automóviles, químicos y petroquímicos, productos minerales metálicos y no metálicos, maquinaria agrícola y eléctrica, etcétera), seguido por el sector la construcción (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015);
- o la oferta energética interna, que en el año 2020 estuvo compuesta principalmente por el 55 % de gas natural y el 29 % de petróleo, seguidos por la energía hidráulica y la energía nuclear con el 4 % cada una (Secretaría de Energía, s.f.b); y
- o la demanda interna de energía eléctrica se abastece con generación propia. En el año 2018, la matriz se encontraba dividida entre generación de origen fósil (64 %), hidráulico (29 %), nuclear (4 %) y renovable no convencional (3 %) (Secretaría de Energía, 2019).

En el sector terciario sobresale el subsector financiero, con un desarrollo reciente de servicios basados en el conocimiento y la innovación, con un alto componente de nuevas tecnologías, que se suma a la expansión internacional del sector turismo como generador de divisas (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2020b).

De acuerdo con los indicadores del Banco Mundial, el período 2017-2020 muestra una caída del Producto Bruto Interno (PBI) per cápita desde un valor de 14.600 USD en 2017 a 8.840 USD en 2020 (Banco Mundial, s.f.). En el año 2015, la participación del sector primario en el PBI era del 13 %, la del sector secundario del 27 % y del sector terciario del 60 % (Sistema de Indicadores de Desarrollo Sostenible Argentina, s.f.).

El comercio exterior está fuertemente liderado por la exportación de productos primarios y de manufacturas de origen agropecuario. En 2020, las exportaciones del país fueron de 54.884 millones de USD y las importaciones alcanzaron un monto de 42.365 millones de USD (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2021d).

Ese mismo año, los mayores complejos exportadores fueron el sector oleaginoso (30 %), el cerealero (17 %), el automotor (8 %), el minero metalífero y del litio (7 %), y el petrolero y petroquímico (7 %) (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2021d).



Fuente: (<http://la5tapata.net/wp-content/uploads/2022/04/unnamed.jpg>).



Fuente: (<https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/vaca-muerta.jpg>).

3.

Producción no convencional de hidrocarburos

3.1

Introducción

Los avances tecnológicos y el elevado precio internacional del petróleo impulsaron, en la década del 2000, la explotación de recursos alojados en yacimientos no convencionales en Estados Unidos, que favorecieron el desarrollo de la actividad a nivel mundial.

La combinación de la técnica de fractura hidráulica y la realización de pozos horizontales, que se practicaban para aumentar la cantidad de hidrocarburos extraíbles en yacimientos convencionales, sumado al contexto internacional, volvieron rentable la explotación de petróleo y gas alojados en yacimientos no convencionales (Blanco et al., 2018).

La producción no convencional de hidrocarburos se define como la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad (Ley 27007, 2014).

Argentina posee importantes recursos técnicamente recuperables (United States Energy Information Administration, 2013a) que alcanzan los 802 billones de pies cúbicos (TCF) – equivalentes a 21.654.000 de millones de m³– de shale gas, volumen que ubica al país en el segundo puesto mundial, detrás de China. Respecto del shale oil, con una estimación de 27.000 millones de barriles (equivalentes a 4.239 millones de m³) de recursos técnicamente recuperables, el país se ubica en cuarto puesto, detrás de Rusia, Estados Unidos y China.

Argentina, que había alcanzado la autosuficiencia energética en 1989, la mantuvo por más de veinte años, cuando comenzó a depender de la importación de hidrocarburos para abastecer su demanda interna, especialmente de gas. A partir de 2012, con la producción de hidrocarburos no convencionales (shale y tight) y la incorporación de incentivos para la exploración y la explotación de hidrocarburos, el país intenta recuperar el autobastecimiento. El cambio climático y otras cuestiones ambientales pusieron de relevancia la necesidad de avanzar en la modificación de las formas de provisión de energía y el siglo XXI enfrenta el desafío de realizar un cambio estructural a largo plazo en los sistemas energéticos. El objetivo sería eliminar el uso de los combustibles fósiles mediante un proceso de transición energética. El país cuenta con recursos naturales para generar energía hidráulica, eólica y solar y así cambiar su matriz energética.

Se espera que el hidrógeno tenga un rol clave como fuente de energía limpia. La transición energética contempla su uso como combustible para la generación de electricidad, pero su utilización sin cambiar la tecnología existente requiere que se mezcle con gas natural. Dado que el gas es menos contaminante que el petróleo, puede ser considerado el combustible de la transición, motivo por el que cobra relevancia su producción en Argentina.

Nexo entre agua, energía y alimentación

El agua, la energía y la alimentación son cada vez más interdependientes y los impactos en un sector afectan a los otros. El agua da soporte a la seguridad energética y a la seguridad alimentaria y es vulnerable al cambio climático y a la degradación ambiental (Embid & Martín, 2017). En un planeta presionado por el cambio climático y por las demandas de una población cada vez mayor, es indispensable comprender y considerar estas interdependencias para alcanzar las metas económicas, ambientales y sociales a largo plazo.

La producción de hidrocarburos aporta ingresos fiscales para los Estados y es fuente de trabajo para la población. Sin embargo, necesita grandes caudales de agua y podría afectar la calidad del recurso hídrico, lo que generaría un impacto en el ambiente y ocasionaría conflictos con otros usos del agua (Embid & Martín, 2017).

A partir de la consideración del Nexo entre agua, energía y alimentación, debe prestarse mayor atención a la producción no convencional de hidrocarburos, ya que el procedimiento de fractura hidráulica para su investigación y explotación conlleva un impacto energético, hídrico y ambiental muy superior a los métodos empleados en el caso de la producción convencional (Embid & Martín, 2017).

Cabe destacar que más de un cuarto del total mundial de los recursos técnicamente recuperables de gas natural de esquisto se encuentra en la región de América Latina y el Caribe, principalmente en Argentina, México y Brasil, en donde se hallan en pleno proceso de explotación (Arroyo & Perdriel, 2015).

El principal riesgo de su explotación está relacionado con el agua, elemento clave del Nexo. No obstante, su rol trascendental para la región se explica por 1) el posible autoabastecimiento de energía en los países que tienen este recurso; 2) el posible impacto positivo en la economía por la reducción de los precios de la energía y su menor volatilidad, el mayor crecimiento económico, la reducción de los niveles de desigualdad, la generación de fuentes de empleo, etcétera; y 3) el posible fortalecimiento de la integración energética en una renovada geopolítica regional (Embid & Martín, 2017).

Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los tres componentes del Nexo están contemplados en algunos de los ODS de la Agenda 2030, aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas en la Cumbre de Desarrollo Sostenible 2015.

En particular, son considerados en el ODS 2: “Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición, y promover la agricultura sostenible”; el ODS 6: “Garantizar la disponibilidad del agua y la gestión sostenible y el saneamiento para todos” y el ODS 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos” (Embid & Martín, 2017).

Asimismo, las Naciones Unidas señalan la importancia del ODS 7 para la consecución de otros ODS, ya que la energía es fundamental para casi todos los grandes desafíos y oportunidades actuales (Naciones Unidas, 2015a).

El desarrollo de la producción no convencional de hidrocarburos está directamente asociado con el ODS 7. Algunas de sus metas para el año 2030 son:

- garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos (meta 7.1);
- aumentar la cooperación internacional para facilitar, entre otros, el acceso a la investigación y a la tecnología relativas a la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, así como promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias (meta 7.a); y
- ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles (meta 7.b).

A los efectos de cumplir con los ODS, es indispensable tener en cuenta las interacciones existentes entre ellos. Embid señala que la idea de “nexo” está presente en la formulación de los ODS exigiendo una actitud coherente de los Estados encargados de su consecución (Embid & Martín, 2017).

Entre las metas del ODS 6 se destacan:

- lograr el acceso universal y equitativo al agua potable a un precio asequible para todos (meta 6.1);
- mejorar la calidad del agua reduciendo la contaminación, eliminando el vertimiento y minimizando la emisión de productos químicos y materiales peligrosos, reduciendo a la mitad el porcentaje de aguas residuales sin tratar y aumentando considerablemente el reciclado y la reutilización sin riesgos a nivel mundial (meta 6.3);

- o aumentar considerablemente el uso eficiente de los recursos hídricos en todos los sectores y asegurar la sostenibilidad de la extracción y el abastecimiento de agua dulce para hacer frente a la escasez de agua y reducir considerablemente el número de personas que sufren falta de agua (meta 6.4);
- o implementar la gestión integrada de los recursos hídricos a todos los niveles, incluso mediante la cooperación transfronteriza, según proceda (meta 6.5);
- o proteger y restablecer los ecosistemas relacionados con el agua, incluidos los bosques, las montañas, los humedales, los ríos, los acuíferos y los lagos (meta 6.6);
- o ampliar la cooperación internacional y el apoyo prestado a los países en desarrollo para la creación de capacidad en actividades y programas relativos al agua y el saneamiento, incluidos el acopio y almacenamiento de agua, la desalinización, el aprovechamiento eficiente de los recursos hídricos, el tratamiento de aguas residuales y las tecnologías de reciclaje y reutilización (meta 6.a); y
- o apoyar y fortalecer la participación de las comunidades locales en la mejora de la gestión del agua y el saneamiento (meta 6.b).

La producción de hidrocarburos se relaciona también con otros ODS:

- o ODS 8, cuyo objeto es “promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y el trabajo decente para todos”.
- o ODS 9, referido a industria, innovación e infraestructuras, que considera que el progreso tecnológico debe estar en la base de los esfuerzos para alcanzar los objetivos medioambientales, como el aumento de los recursos y la eficiencia energética.
- o ODS 12, cuyo objeto es “garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles” fomentando el uso eficiente de los recursos y la energía.
- o ODS 13, que, en concordancia con el Acuerdo de París firmado en diciembre de 2015, busca la adopción de medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos (Naciones Unidas, 2015b), considerando que el uso de combustibles fósiles, como el petróleo, el carbón y el gas natural, aportan gases de efecto invernadero a la atmósfera, siendo el último el que menos contribuye a incrementar el efecto invernadero (Naciones Unidas, 2015b).
- o ODS 15, asociado a la vida de ecosistemas terrestres, una de cuyas metas es velar por la conservación, el restablecimiento y el uso sostenible de los ecosistemas terrestres y los ecosistemas interiores de agua dulce y los servicios que proporcionan, en consonancia con las obligaciones contraídas en virtud de acuerdos internacionales.
- o ODS 17, que promueve alianzas entre los Gobiernos, el sector privado y la sociedad civil, sustentadas en principios y valores, una visión compartida y metas compartidas, que colocan a la gente y al planeta en el centro, siendo necesarias a nivel global, regional, nacional y local.

3.2

Aspectos económicos relacionados con la producción no convencional de hidrocarburos

A partir de la experiencia de Estados Unidos en la explotación de recursos alojados en yacimientos no convencionales, Argentina –y otros países como Brasil, Colombia y México– han mostrado un creciente interés por incorporar paulatinamente el desarrollo de yacimientos gasíferos no convencionales, con la finalidad de lograr independencia energética, crecimiento económico sostenible e inclusión social (Arroyo & Perdriel, 2015).

Argentina presenta importantes incentivos a nivel contractual, fiscal y de mercado para desarrollos no convencionales. A nivel contractual el país permitió plazos de exploración y explotación más largos, asignaciones directas a concesionarios de yacimientos convencionales con interés en desarrollos no convencionales, menores tasas de regalías y/o mayores precios de comercialización mayorista en comparación con un desarrollo tradicional, entre otros.

La provincia del Neuquén llegó a generar en 2018 el 60 % del gas natural del país y el 41 % del petróleo crudo, en una zona donde las bases económicas predominantes hasta el siglo xx eran las actividades ganaderas ovina y caprina. Las sucesivas inversiones estatales y privadas en exploración, extracción e infraestructura sumaron las de transporte (oleoductos) y de refinación. Además, el impacto directo de la actividad petrolífera se vincula con la demanda de servicios especiales asociados a la exploración, la extracción, la construcción de infraestructura de producción, el almacenamiento y el transporte; así como con rentas, beneficios empresarios, salarios, regalías, etcétera.

Esta matriz productiva se vio beneficiada por las grandes obras de infraestructura y por promociones dispuestas a fines de los años sesenta y setenta. Luego de la salida de la convertibilidad monetaria en 2002, la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y de Gas del Estado y la desregulación petrolera de los años noventa, la provincia del Neuquén entró en un marcado estancamiento y abandono de la explotación de hidrocarburos y cayeron los volúmenes producidos en los yacimientos convencionales. A partir de 1999, el crecimiento de la economía nacional y de la demanda energética industrial y residencial agravaron los desequilibrios de provisión interna tanto de petróleo como de gas natural.

En 2012 se produjo la expropiación del 51 % de las acciones de YPF mediante la sanción de la Ley 26741, que dispuso la expropiación y declaró a los hidrocarburos como recurso estratégico con el objetivo de lograr el autoabastecimiento energético.

En 2014, las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) y el Estado Nacional firmaron el Acuerdo Federal para el Autoabastecimiento de Hidrocarburos. Este acuerdo promovió la aprobación de una ley nacional que incorpora la regulación de la explotación no convencional de hidrocarburos, siendo el Poder Ejecutivo Nacional o el Poder Ejecutivo Provincial, según corresponda, la autoridad de aplicación para el otorgamiento de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos (Ley 27007, 2014). Esta ley constituye un complemento normativo de las llamadas ley madre y ley corta de los hidrocarburos, Ley 17319 y Ley 26197, respectivamente (Ley 17319, 1967) (Ley 26197, 2006).

La Ley 27007, que modifica la Ley de Hidrocarburos (17319), regula permisos de exploración, concesiones de explotación y brinda incentivos para promover la inversión en explotación de hidrocarburos, incorporando los incentivos de los Decretos 927/13 y 929/13 y extendiéndolos a proyectos que superen los 250 millones de USD. Los beneficiarios del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos deben cumplir con los planes de inversión y desarrollo de reservorios comprometidos en sus respectivos proyectos. De esta manera, esta ley nacional promueve la planificación estratégica y el control estatal de planes de inversión y producción.

Al considerar el horizonte del negocio del shale, se extendieron los plazos de las concesiones, por lo que una operadora que presente un proyecto para incursionar en la extracción no convencional podría ser titular de un área durante, en principio, 70 años (25 años más 10 años de prórroga por la concesión actual, sumados a los 35 años de la concesión no convencional). Por otra parte, se eliminó el límite al número de concesiones que puede tener una compañía. En cuanto a la captación de renta por parte de las provincias, las regalías se mantuvieron en la alícuota del 12 %, con la posibilidad de aumentar un 3 % en la primera prórroga, hasta un tope del 18 % para las siguientes extensiones (Giuliani, 2017) (Ley 27007, 2014).



Fuente: (<https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2023/06/petroleo.jpg>).

A nivel nacional, la producción de gas natural permitiría dejar de importar gas natural licuado (GNL) y contar con un excedente para nuevos proyectos o exportación. El nivel de producción de petróleo cubriría el abastecimiento pleno de las refinerías, sustituyendo importaciones de combustibles por un valor cercano a los 6.000 millones de USD. El ahorro estimado de divisas derivados de estos efectos sería de 15.000 a 19.000 millones de USD y el impacto en el PBI nacional sería del 3 % o 4 %.

La fase de concesiones para inversiones en los reservorios no convencionales de hidrocarburos en la cuenca Neuquina transformó todo el complejo productivo. Por otro lado, la industria del petróleo y del gas constituye uno de los grandes sectores para la innovación tecnológica. A partir de ese momento se empezó a desarrollar un intenso proceso de internacionalización de negocios en materia de energía en la cuenca Neuquina y una importante dinámica de innovación productiva y de organización y gestión en el complejo de hidrocarburos que enlaza a operadoras de capitales nacionales y extranjeros, integradas verticalmente en las distintas etapas, desde el *upstream* (exploración y producción) a la distribución; a operadoras independientes o integradas a *holdings* industriales y de la construcción; a compañías de operaciones especiales, en un alto porcentaje extranjeras; y a subcontratistas pequeñas y medianas, nacionales y regionales, prestadoras de servicios en el *upstream*. Involucra, asimismo, a centros tecnológicos y a universidades nacionales y extranjeras; a redes de investigación y de desarrollo públicas y privadas; a organizaciones gubernamentales; a agencias estatales y empresarias; a consultoras; a aseguradoras; a bancos; a certificadoras internacionales; a sindicatos de trabajadores del petróleo y del gas, de la construcción, metalúrgicos, químicos y del transporte; y a profesionales independientes (Landriscini, 2019).

La exploración y la explotación de la Formación Vaca Muerta, formación geológica ubicada principalmente en la provincia del Neuquén, ha significado una profunda transformación en la dinámica productiva, territorial e institucional, que se expresa en nuevos mecanismos de gobernanza que integran a representantes gubernamentales de distintas áreas, a operadoras nacionales y extranjeras, a agentes financieros y a entidades gremiales empresarias y del trabajo (Landriscini, 2019).

En enero de 2017 el Estado Nacional firmó un acuerdo con la provincia del Neuquén, las empresas y los sindicatos petroleros para impulsar la producción de gas no convencional en Vaca Muerta (Presidencia de la Nación, 2019). Mediante este, cada una de las partes asumió compromisos concretos:

- Las empresas se comprometieron a incrementar sus inversiones hasta llegar a más de 10.000 millones de USD por año.
- El Estado Nacional aceptó extender planes de estímulo con el objetivo de garantizar un precio competitivo a los productores.
- Los gremios aceptaron incluir mejoras de productividad en sus convenios colectivos.
- La provincia del Neuquén se comprometió a no aumentar los impuestos y a mejorar la infraestructura vial en la región.

3.2.1

Principales cuencas

En el año 2015 solo cuatro países en el mundo producían volúmenes comerciales de gas y petróleo proveniente de formaciones shale: Estados Unidos, Canadá, China y Argentina (United States Energy Information Administration, 2015).

Para Argentina, la *United States Energy Information Administration* estimó que había recursos técnicamente recuperables que alcanzarían los 802 billones de pies cúbicos (TCF) —equivalentes a 21.654.000 de millones de m³— de shale gas y 27.000 millones de barriles de shale oil (equivalentes a 4.239 millones de m³) (United States Energy Information Administration, 2013a).

Actualmente, en la Patagonia existen tres cuencas en las que se desarrolla una producción no convencional de hidrocarburos: la cuenca Neuquina, localizada en las provincias de Neuquén, Mendoza, Río Negro y la Pampa; la del Golfo San Jorge, compartida por las provincias de Chubut y Santa Cruz, y parte del Mar Argentino; y la cuenca Austral, que abarca el sur de Santa Cruz y el norte de Tierra del Fuego, extendiéndose también a través del territorio chileno y de la plataforma marina. Las mayores reservas de hidrocarburos se alojan en la cuenca Neuquina, históricamente proveedora de hidrocarburos mediante métodos convencionales (Villalba, 2018).

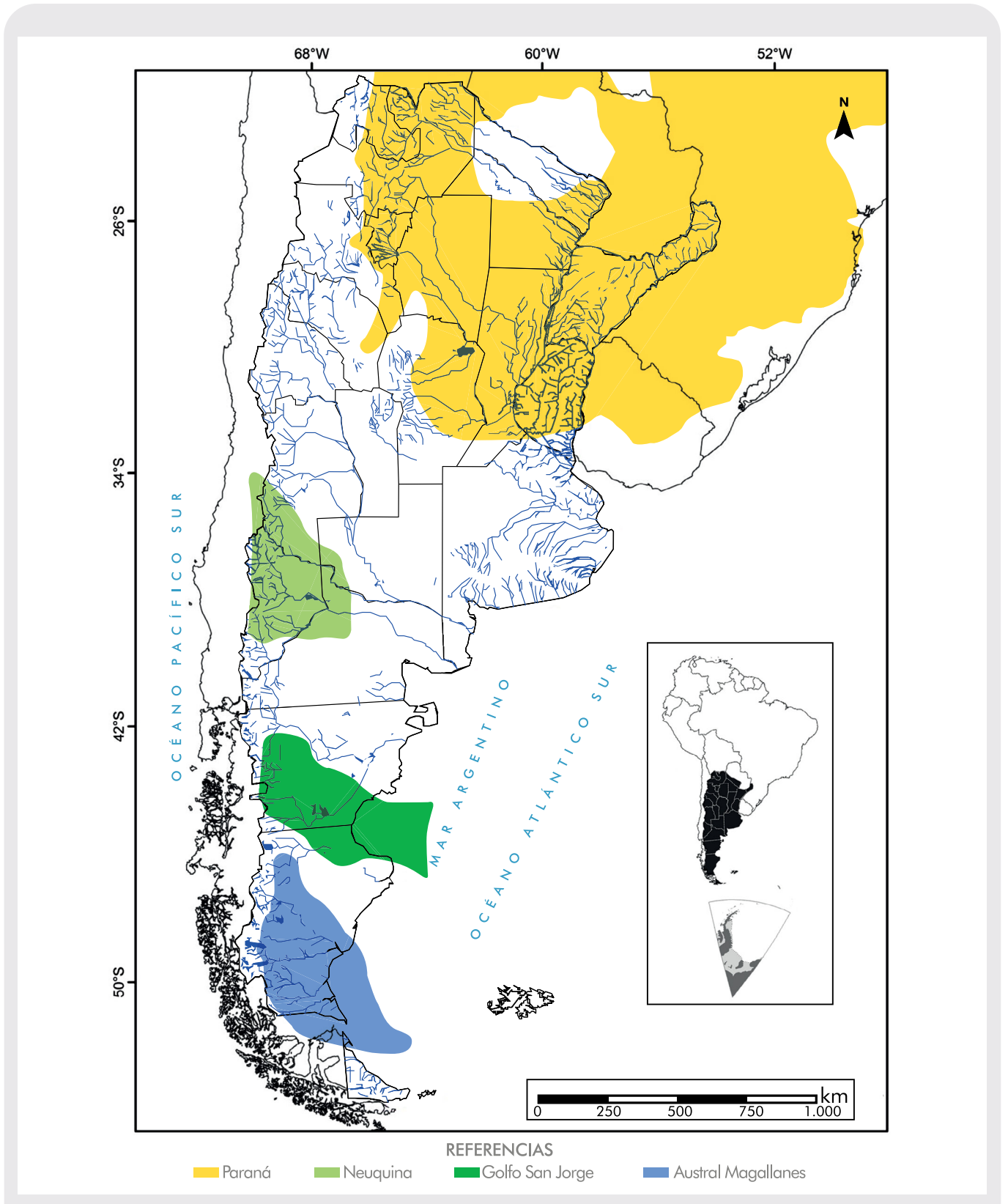
Estas tres cuencas, junto con la cuenca Paraná (figura 6), son consideradas por la *United States Energy Information Administration* como potenciales áreas de producción no convencional de hidrocarburos, entre las 28 cuencas que posee el país (United States Energy Information Administration, 2013b).



Fuente: (<https://www.procordoba.org/shale-gas-&-shale-oil-energias-para-futuro-5315.html>).

Figura 6

Cuencas de petróleo y gas shale.



Fuente: Secretaría de Energía, 2020a.

En la cuenca Neuquina se localizan, entre otras, las siguientes formaciones geológicas: 1) Vaca Muerta, de 30.000 km² de superficie y una profundidad de 3.800 m, con gran potencialidad en petróleo y gas; 2) Los Molles, segunda en importancia, con una superficie de 15.913 km², destacada en materia de gas; y 3) Agrio, que abarca un área de 1.000 km² en la zona norte de Neuquén, en el límite con la provincia de Mendoza. Se agregan a ellas la formación Lajas y la formación Mulichinco (Landriscini, 2019).

La cuenca del Golfo San Jorge tiene una superficie cercana a los 135.000 km² y la cuenca Austral Magallanes alcanza los 147.000 km² (Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina, 2017).

En la cuenca Neuquina, en junio de 2019, Vaca Muerta tenía 27 concesiones no convencionales y en menos de seis meses llegó a 34 (Vaca Muerta News, 2019).

Durante 2019 pasó de tener una superficie concesionada de 5.854 km² a 8.222 km², es decir, que los compromisos de inversión a 35 años sumaron un 40 % de superficie (Vaca Muerta News, 2019).

De los 30.000 km² que tiene Vaca Muerta, 27.000 km² están dentro de los límites de Neuquén. De acuerdo con las concesiones otorgadas, se estaría explotando el 27,4 % del total de la formación en territorio provincial. El gas y el petróleo que se extraen de manera no convencional en esa porción podrían abastecer al consumo actual de gas natural del país durante 150 años y al consumo actual de petróleo del país por 85 años (Ferraris, 2019).

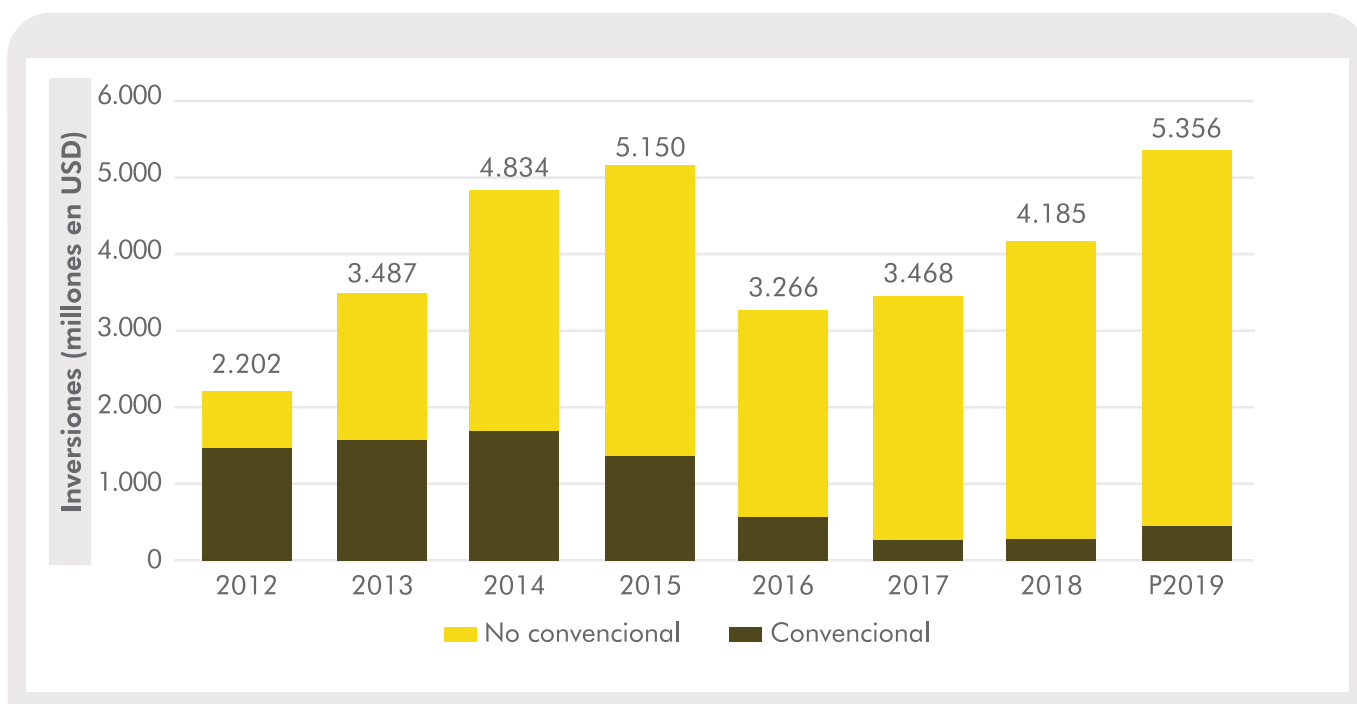
El total de los permisos de explotación no convencional está concentrado en 18 empresas. Según el Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, el ranking de las empresas con mayor participación en las concesiones no convencionales es liderado por YPF, le sigue Pan American Energy (PAE), y el tercer puesto es ocupado por ExxonMobil. Entre las que completan la lista se encuentran: Total, Shell, Vista Oil & Gas, Chevron, Wintershall Dea, Madalena Energy, Dow, Petronas y Schlumberger (Vaca Muerta News, 2019).

Con las últimas siete concesiones no convencionales que otorgó la provincia, la empresa que más superficie agregó fue ExxonMobil. También escaló en el ranking Pampa Energía, que duplicó la superficie que operaba. Luego se ubican PAE, Shell, YPF, Pluspetrol y la petrolera Gas y Petróleo del Neuquén (GyP). Vista Oil & Gas, que desembarcó en Vaca Muerta en la segunda mitad de 2018, con sus dos concesiones no convencionales, tomó 543 km² de la formación. Otra firma destacada es Madalena que, por su participación en Coirón Amargo Sur Este (CASE), posee 79 km² en la formación (Vaca Muerta News, 2019).

En 2019 se produjo en el sector un récord de inversiones orientadas principalmente a la explotación no convencional, con nuevos proyectos que iniciaron su fase de desarrollo (figura 7) (Ferraris, 2019).

Figura 7

Inversiones en hidrocarburos en la cuenca Neuquina.



Fuente: Ferraris, 2019.

Durante 2019 la provincia del Neuquén generó el 60 % del gas natural del país y el 41 % del petróleo crudo; y el 40 % de la inversión correspondió a YPF (Landriscini, 2019).

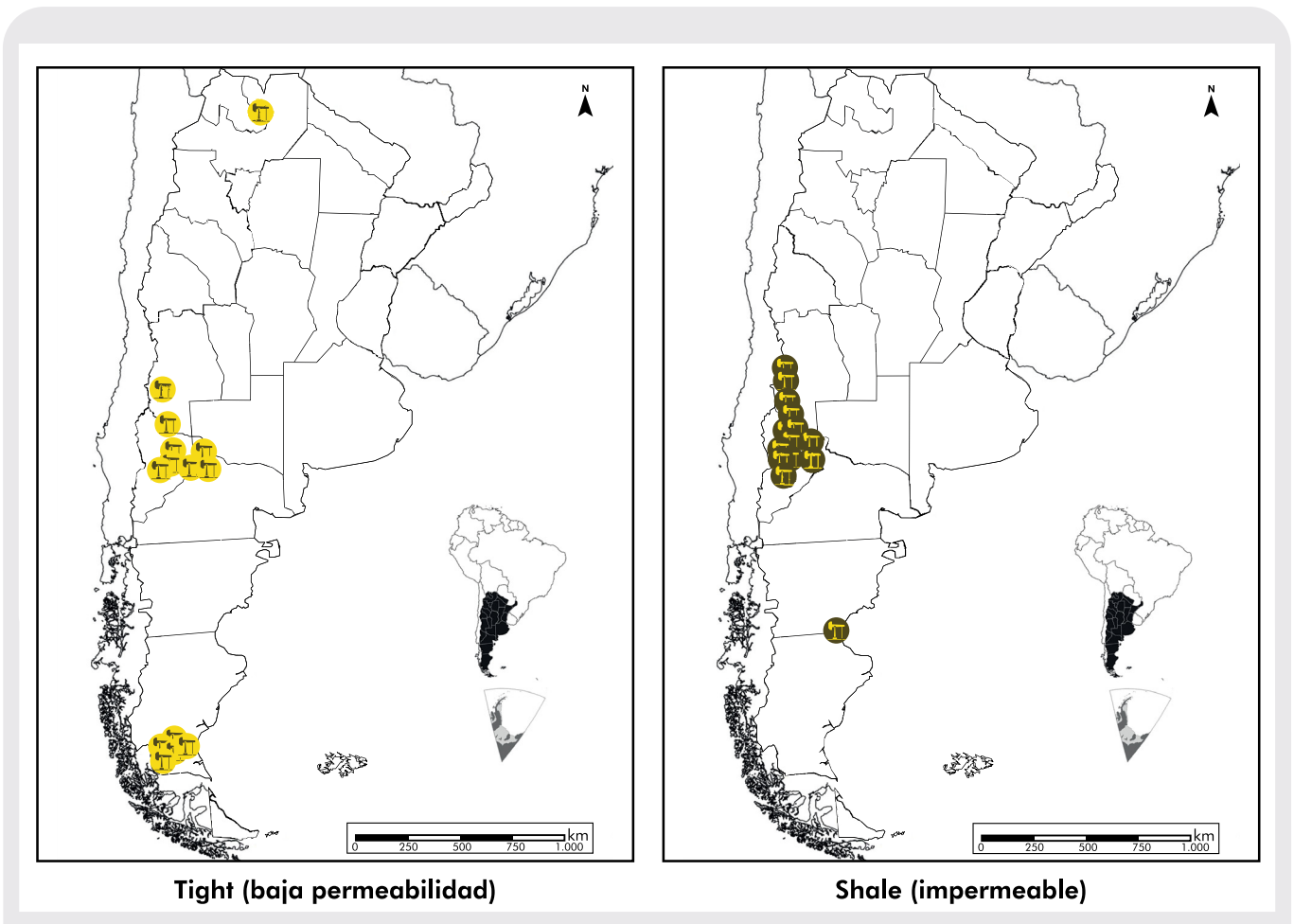
3.2.2

Principales yacimientos de petróleo y pozos

Según el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) de la República Argentina, a mediados de 2017, de los 1.501 pozos de extracción de recursos que existían en la cuenca Neuquina, 759 eran de tipo shale y 742 eran de tipo tight (figura 8).

Figura 8

Pozos en yacimientos no convencionales.

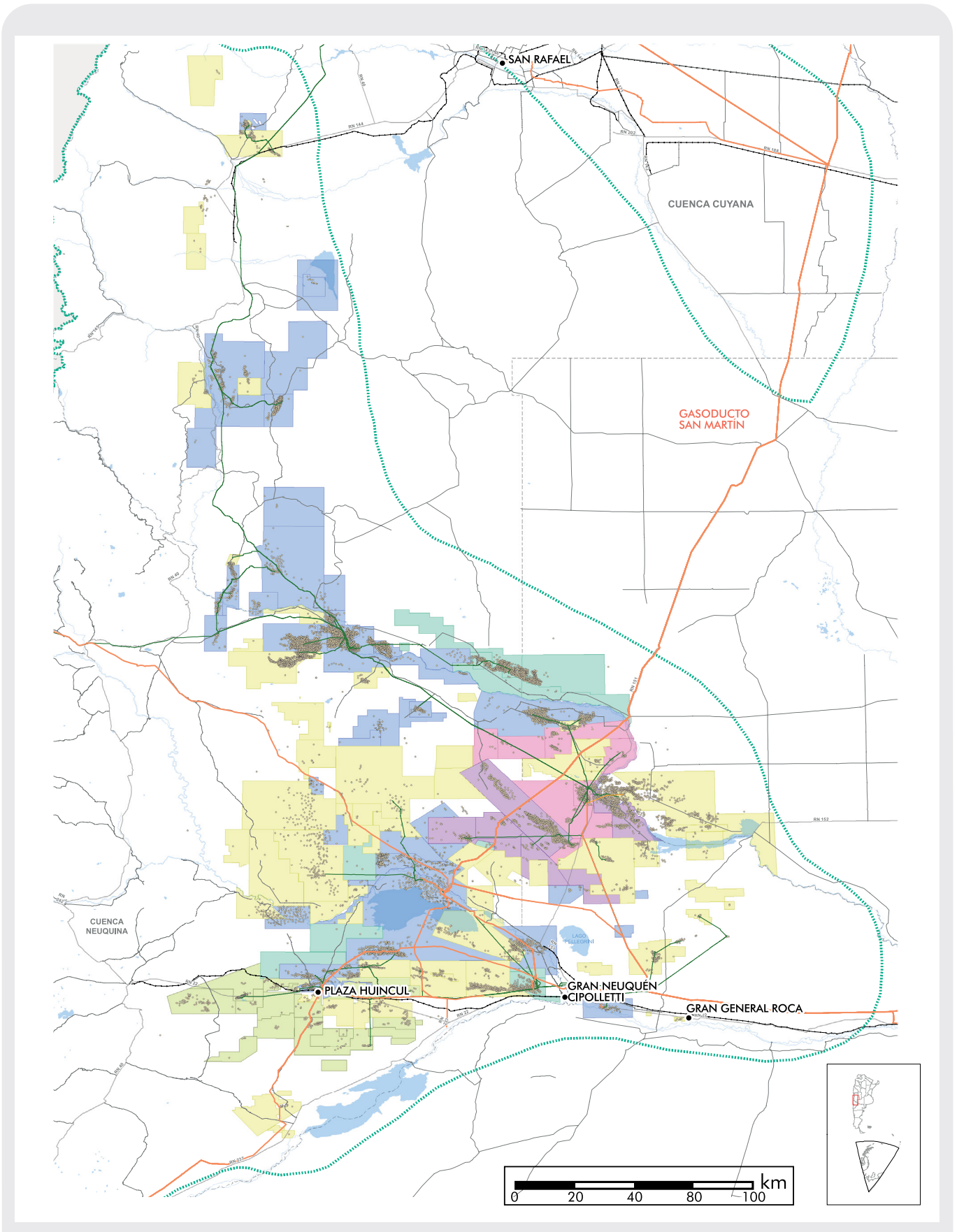


Fuente: Secretaría de Energía, 2020a.

Aproximadamente, el 46 % de los pozos existentes alcanzan la Formación Vaca Muerta, mientras que el resto alcanza formaciones como Los Molles, Lajas, Agrío, Mulichinco y Quintuco, entre otras (Villalba, 2018). La figura 9 muestra las empresas y los pozos ubicados en la cuenca Neuquina y la figura 10 detalla las principales empresas que operan en la Formación Vaca Muerta.

Figura 9

Empresas y pozos de hidrocarburos en la cuenca Neuquina.



● Pozo hidrocarburo

Ductos de hidrocarburos

— Oleoducto

— Gasoducto

— Gasoducto San Martín (ENARGAS)

REFERENCIAS

Empresas

Oilstone Energía S.A.

Petroleros Sudamericanos S.A.

Pluspetrol S.A.

Resto de las empresas

Vista Oil & Gas Argentina S.A.

YPF S.A.

— Curso de agua permanente

— Ruta Provincial

— Ruta Nacional

— Red ferroviaria

— Límite de provincia

— Límite de cuenca

— Cuerpo de agua permanente

Fuente: Dirección Nacional de Información Energética, 2019.

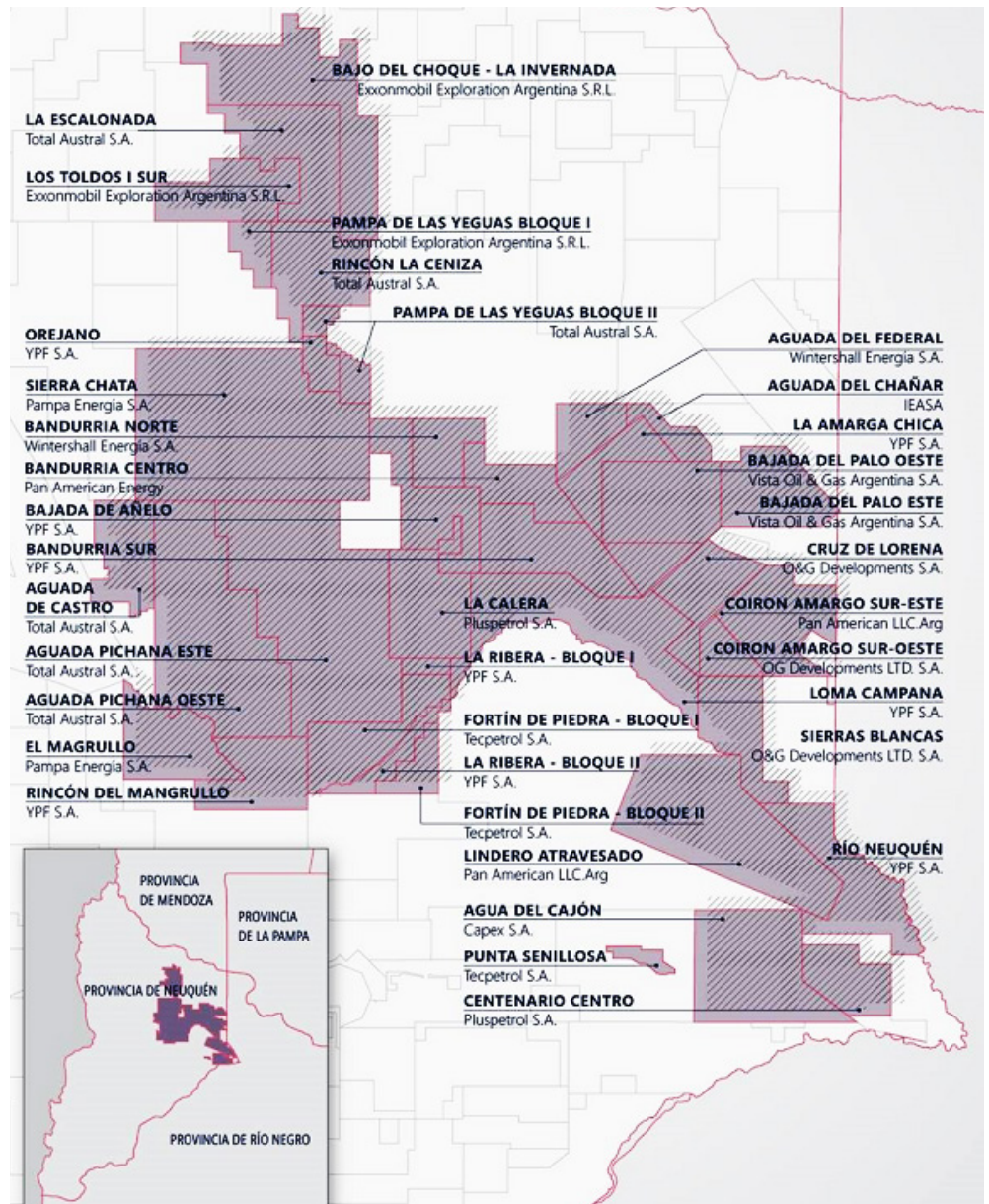
Estos pozos son operados por grandes empresas que se localizan en el país. La mayoría de ellas, como se ha mencionado, ya se encontraba desarrollando hidrocarburos convencionales y sumaron a sus actividades el desarrollo de recursos mediante métodos no convencionales. La empresa que lidera la actividad es YPF, con 1082 pozos en operación, seguida de PAE con 101 pozos, y de Pluspetrol con 73 pozos, entre otras.

Alrededor del 80 % de los pozos shale y tight de la cuenca Neuquina son operados por dos empresas. De ese total, un poco más del 73 % es operado por YPF, instalada en la cuenca desde 1922, cuando se creó como empresa estatal. Desde 2012, YPF ha enfocado su actividad en los recursos shale y tight. Actualmente, en asociación con la estadounidense Chevron, opera uno de los sweet points de Vaca Muerta, el área de Loma Campana.



Fuente: (<https://defonline.com.ar/wp-content/uploads/2017/05/vaca-muerta-696x464.jpg>).

Principales empresas que operan en Vaca Muerta.



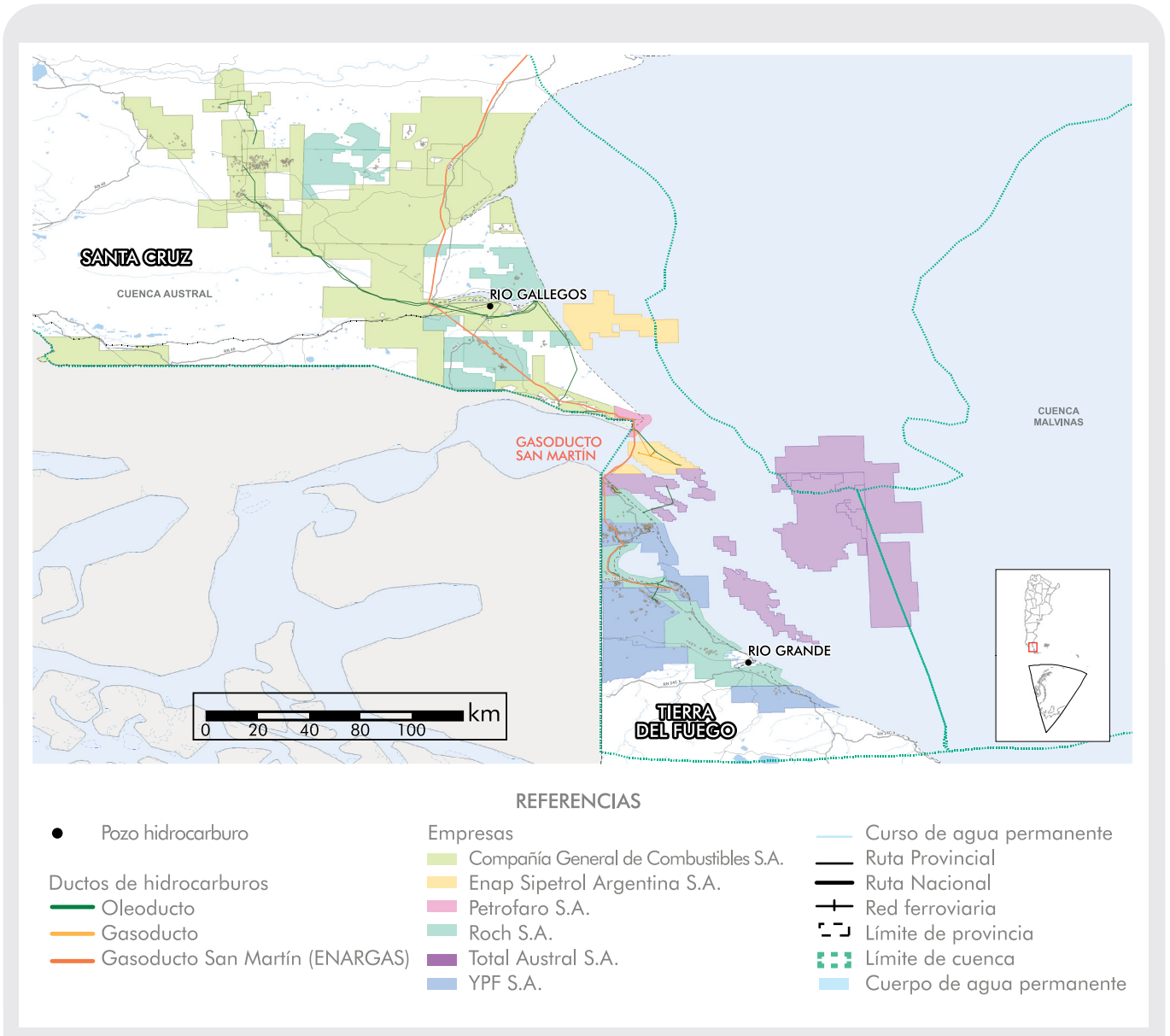
Fuente: Bolsa de Comercio de Rosario, 2019.

En la figura 11 se presentan las empresas y los yacimientos localizados en el sur del país, mientras que en la figura 12 se muestran los ubicados en la cuenca del Golfo San Jorge que, a mediados de 2017, contaba con seis pozos de tipo shale, operados por YPF (Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina, 2017).

En 2012, cuando YPF presentó su Estrategia de gestión 2013-2017, Plan de los 100 días, se incluyó un Plan de Alto Impacto a desarrollar durante 2012-2013. En este marco anunció el descubrimiento de tres pozos exploratorios exitosos en esta cuenca (YPF, 2012). Los pozos actuales se ubican en las áreas Cañadón Yatel, Los Perales-Las Mesetas y El Guadal-Lomas del Cuy, y alcanzan las formaciones Pozo D-129 y Bajo Barreal (Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina, 2017).

Figura 11

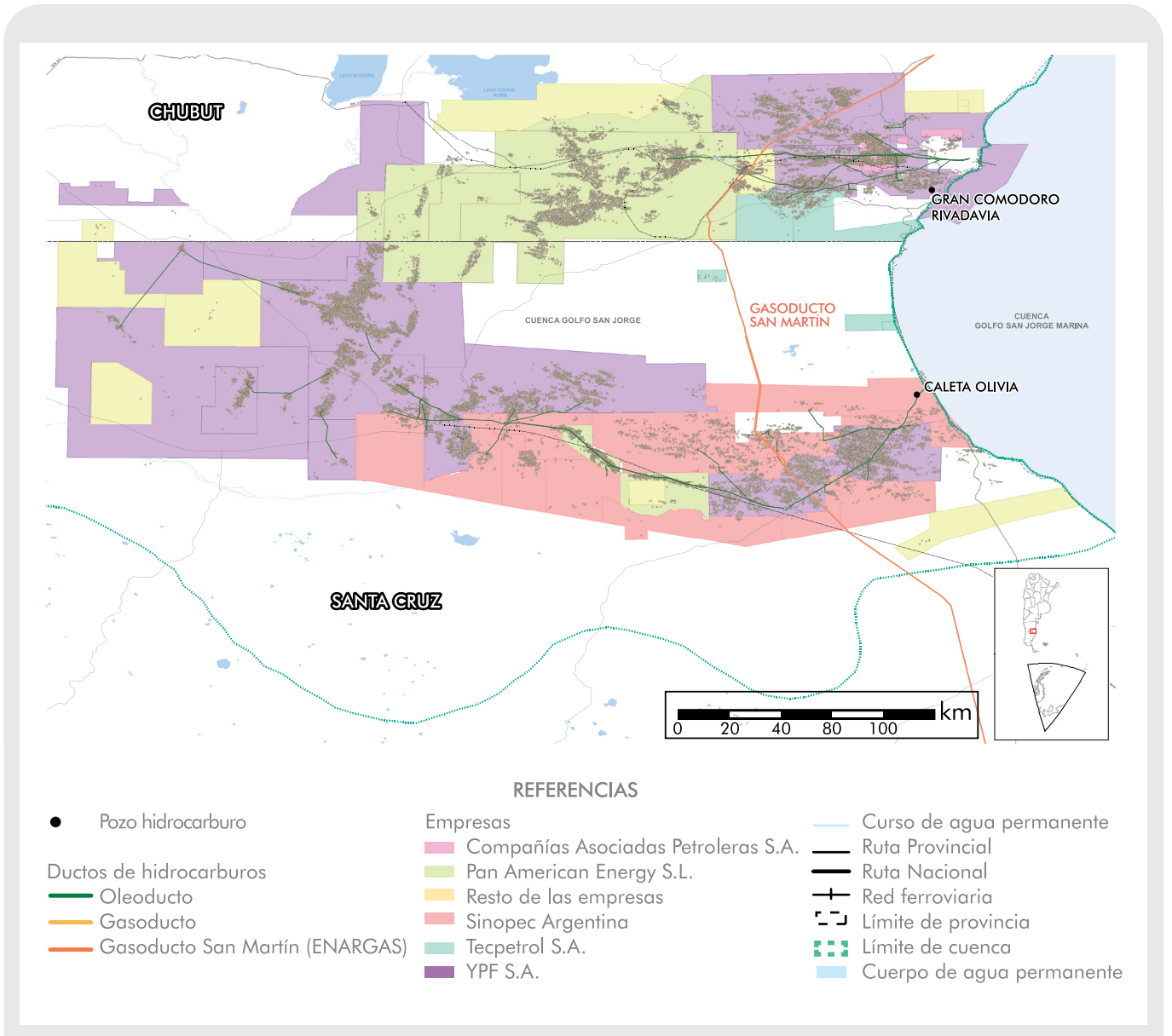
Empresas y pozos de hidrocarburos en la cuenca Austral.



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética, 2019.

Figura 12

Empresas y pozos de hidrocarburos en la cuenca San Jorge.



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética, 2019.

En la tabla 2 se presentan las principales empresas productoras de petróleo en Argentina.

Tabla 2

Principales empresas productoras de petróleo en Argentina (2018).

Empresa	Producción (m ³ /año)
1 YPF S. A.	13.136.912
2 Pan American Energy (Sucursal Argentina) LLC	5.901.431
3 Pluspetrol S.A.	1.569.402
4 Sinopec Argentina Exploration INC	1.250.090
5 Tecpetrol S.A.	805.066
6 Compañías Asociadas Petroleras S.A.	706.311
7 Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	537.094
8 Total Austral S.A.	483.836
9 Vista Oil & Gas Argentina S.A.	407.641
10 Enap Sipetrol Argentina S.A.	384.122
11 Chevron Argentina S.R.L.	351.184
12 Petrolera Entre Lomas S.A.	305.886
13 Roch S.A.	242.704
14 O&G Developments LTD S.A.	228.735
15 Ysur Energía Argentina S.R.L.	219.754

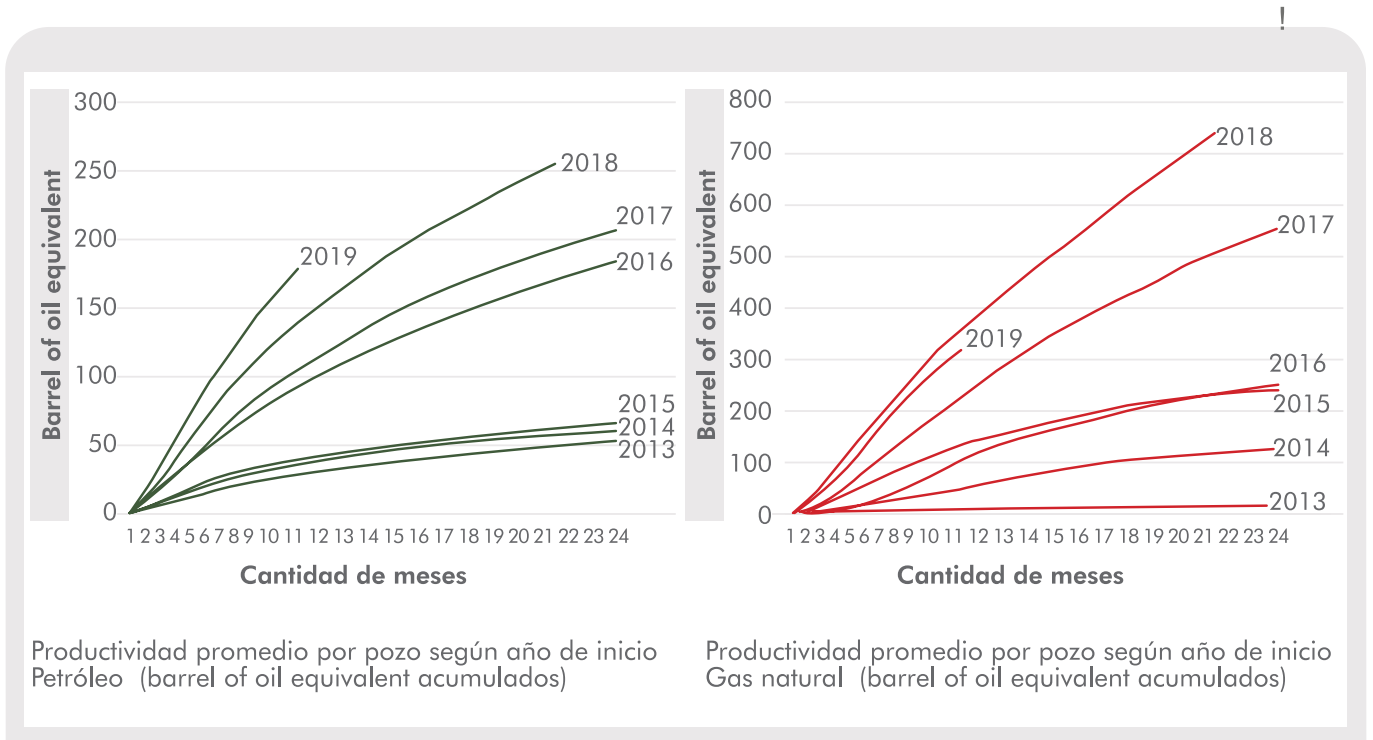
Nota: petróleo no incluye gasolina.

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), 2020

La productividad de los pozos de shale oil y shale gas creció de manera significativa en la cuenca Neuquina (figura 13). En cuanto al petróleo, la productividad se multiplicó por 4,25 mientras que en el caso del gas se triplicó debido a diversos cambios en las técnicas (pozos horizontales), al incremento de la actividad y al aprendizaje adquirido (Secretaría de Energía, 2020b). El registro completo de empresas petroleras del *Upstream* es publicado por la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2020c).

Figura 13

Productividad de pozos tipo shale oil y shale gas en la cuenca Neuquina.



Fuente: Secretaría de Energía, 2020c.

3.2.3

Producción no convencional de petróleo y gas natural

La producción de petróleo y de gas natural en Argentina ha tenido una disminución en valores absolutos en el período 2010-2020. No obstante, hacia el final de la década – con excepción del año 2020– se observó un aumento en la producción total de hidrocarburos sustentado en el incremento de la producción no convencional, que contrarrestó y superó la disminución sistemática observada en la producción de hidrocarburos mediante métodos convencionales.

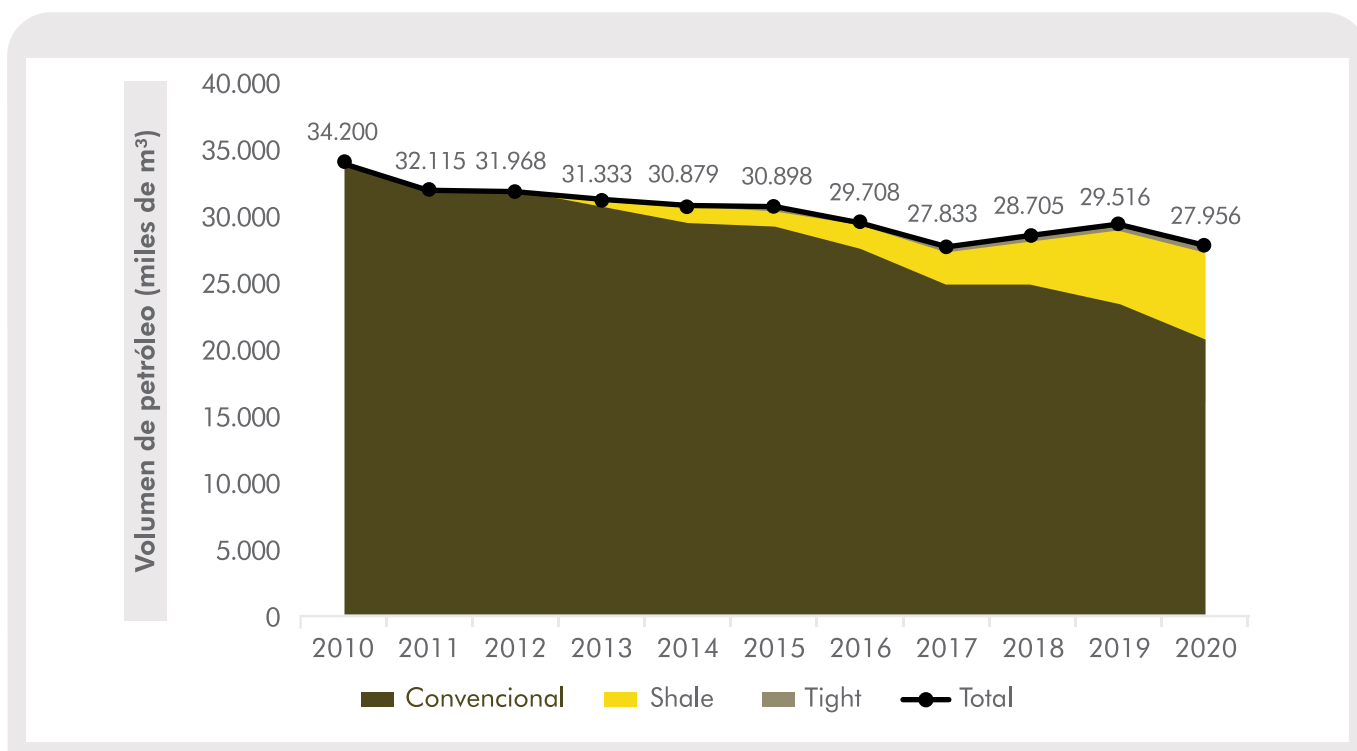
A continuación, se presenta una síntesis de la producción de petróleo y de gas natural en Argentina por tipo (convencional y no convencional) y por cuenca en el período 2010-2020.

Petróleo

La producción no convencional impulsada por el shale oil creció durante todos los años de la última década. Al comienzo los niveles de producción eran muy bajos. Sin embargo, entre 2015 y 2020 la producción no convencional de petróleo pasó de representar el 4,9 % al 24,9 % de la producción total de petróleo en el país (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

La producción de shale oil creció 25,5 % entre 2019 y 2020, mientras que la producción de tight oil disminuyó 20 % en el mismo período. En conjunto, la producción no convencional de petróleo en 2020 es 21,7 % superior a la del año anterior (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

La figura 14 muestra que la variante shale oil no solo predomina sobre la variante tight oil, sino que también explica el crecimiento de la producción no convencional y es determinante para observar la variación de la producción total en el año 2020. En este sentido, el shale oil presentó una producción de 6.588.000 m³ en 2020, con una tasa de crecimiento cercana al 38 % promedio anual entre 2015 y 2020, mientras que la producción de tight oil fue de 384.000 m³, observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 24 % en el mismo período (tabla 3).

Figura 14**Producción de petróleo por tipo de recurso (2010-2020).**

Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

Tabla 3**Producción anual de petróleo por tipo de recurso, en miles de m³ (2010-2020).**

Año	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	No convencional/ Total (%)
2010	34.171	20	9	29	0,1
2011	32.025	78	12	90	0,3
2012	31.766	182	20	202	0,6
2013	30.864	400	69	469	1,5
2014	29.810	969	100	1.069	3,5
2015	29.390	1.346	162	1.508	4,9
2016	27.693	1.725	290	2.015	6,8
2017	25.234	2.177	422	2.599	9,3
2018	24.884	3.278	543	3.821	13,3
2019	23.787	5.249	480	5.729	19,4
2020	20.984	6.588	384	6.972	24,9

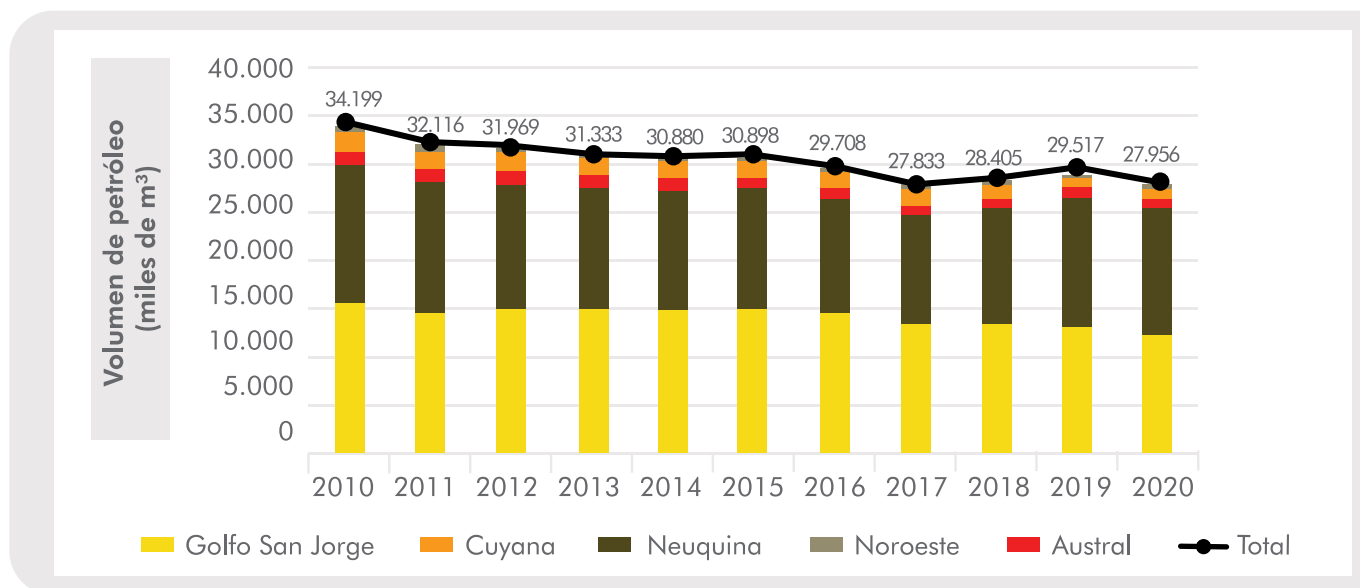
Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

La producción total de petróleo ha sufrido una fuerte y permanente reducción entre 2010 y mediados del año 2018. A partir de entonces se observa una moderada recuperación que se ha visto interrumpida en 2020 debido a los efectos de la pandemia de COVID-19 (Enfermedad por Coronavirus 2019) a nivel local y global. La disminución de la última década se dio en un contexto de caída de reservas comprobadas, transferencias crecientes a la producción en distintas versiones durante gran parte del período y de precios internacionales que favorables durante algunos años del período (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

En la figura 15 se puede observar que durante 2020 la producción de petróleo llegó a 27.956.000 Mm³, mostrando una disminución absoluta del 18,3 % entre 2010 y 2020, es decir, una reducción a una tasa promedio anual del 2 %. En la última década hubo solo dos años de crecimiento de la producción (2018 y 2019), que coinciden con el abandono total de la política de “barril criollo” entendido como precio sostén o precio tope según el caso (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

Figura 15

Producción de petróleo por cuenca (2010-2020).



Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

La tabla 4 muestra la producción total de petróleo de los últimos 10 años desagregada por cuenca. La cuenca Neuquina que en 2020 representó el 52,7 % del total de la producción nacional (convencional y no convencional) de petróleo, tuvo una disminución absoluta del 7,7 % en la década. No obstante, se observa un aumento de la producción total en 2018 y 2019 y una disminución en 2020 de solo 0,6 % con respecto al año anterior.

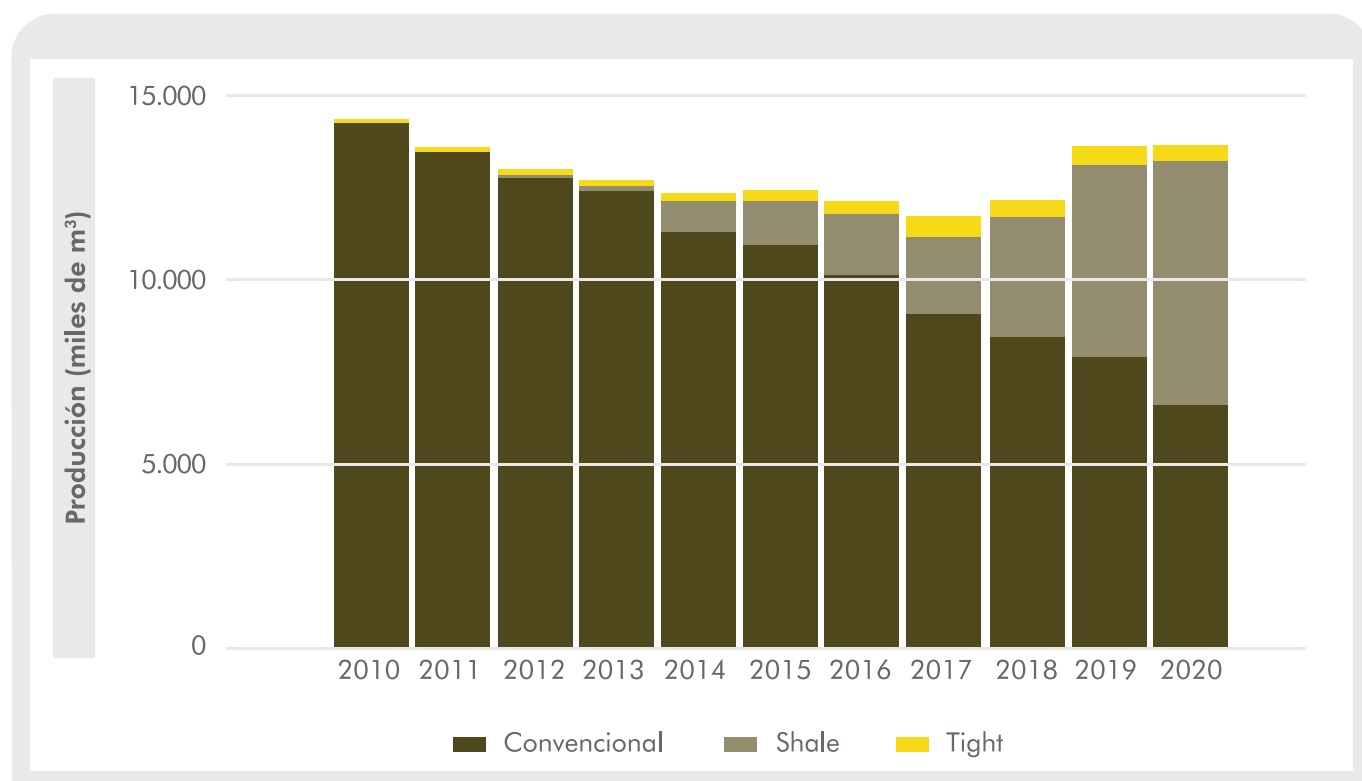
Tabla 4

Producción anual de petróleo por cuenca, en miles de m³ (2010-2020).

Año	Austral	Cuyana	Golfo San Jorge	Neuquina	Noroeste	Total
2010	1.581	1.883	15.757	14.322	657	34.200
2011	1.466	1.872	14.674	13.551	554	32.117
2012	1.559	1.816	15.140	12.919	534	31.968
2013	1.432	1.753	15.031	12.645	472	31.333
2014	1.324	1.702	15.113	12.310	431	30.880
2015	1.246	1.614	15.250	12.343	444	30.897
2016	1.159	1.582	14.497	12.063	409	29.710
2017	1.005	1.505	13.418	11.539	366	27.833
2018	1.170	1.399	13.479	12.048	310	28.406
2019	1.252	1.356	13.327	13.299	284	29.518
2020	919	1.184	12.350	13.217	286	27.956
Variación 2019-2020 (%)	-26,6	-12,7	-7,3	-0,6	0,7	-5,3
Variación 2010-2020 (%)	-41,9	-37,1	-21,6	-7,7	-56,5	-18,3

Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

Como se observa en la figura 16, la cuenca Neuquina se destaca por un marcado aumento de la producción no convencional de petróleo, especialmente del shale oil, y una disminución de la producción convencional. En 2020, el 51,2 % de la producción de petróleo en esta cuenca se realizó mediante métodos no convencionales, representando el shale oil el 48,7 % de la producción total de la cuenca (Presidencia de la Nación, 2021).

Figura 16**Producción de petróleo por tipo en la cuenca Neuquina (2010-2020).**

Fuente: Secretaría de Energía, 2020c.

La cuenca con mayor caída en la producción total en la última década ha sido la del Noroeste, con una disminución absoluta del 56,5 %, seguida por la Austral (41,9 %), la Cuyana (37,1 %) y la del Golfo San Jorge (21,6 %). Esta última, que representa actualmente el 44,2 % del total de petróleo producido en el país, disminuyó su producción un 7,3 % en el año 2020. La cuenca Austral tuvo un buen desempeño en 2018 y 2019, con un crecimiento del 16,5 % y del 7 % anual, respectivamente. Desde el año 2018 existe una incipiente producción no convencional de petróleo en la cuenca Austral que, aunque presenta una leve tendencia positiva, no alcanza el 3 % de la producción total de la cuenca en 2020. En las cuencas Cuyana y Noroeste no se produce petróleo de manera no convencional, mientras que la producción no convencional en la cuenca del Golfo San Jorge es prácticamente despreciable.

Es importante resaltar que la producción no convencional de shale oil continuó creciendo en 2020 en contraste con la caída observada de la producción no convencional de tight oil y crudo convencional que representaron en conjunto el 76 % de la producción petrolera de ese año (figura 13) (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

Gas natural

La producción total de gas natural en el año 2020 fue de 45.096 millones de m³, de los cuales el 57,2 % se produjeron mediante métodos convencionales y el 42,8 % restante, mediante métodos no convencionales. La producción no convencional de gas natural se dividió en 10.976 millones de m³ de shale gas y 8.335 millones de m³ de tight gas, que representan el 24,3 % y 18,5 % del total de la producción del año, respectivamente.

La tabla 5 y la figura 17 muestran la producción de gas natural desagregada por tipo de recurso entre los años 2010 y 2020. La producción no convencional de gas natural ha tenido una muy buena performance durante la última década, interrumpida en el año 2020 por la pandemia de COVID-19. Ese año presentó una caída de 8,4 %, similar, aunque menor, a la observada en la producción convencional de gas natural. La producción de tight gas y de shale gas disminuyeron un 12,6 % y 4,8 % en el último año, respectivamente.

Se observa que, en contraste, la producción convencional de gas natural ha disminuido constantemente en la última década. En 2020 fue 44,6 % inferior a la de 2010 y 8,8 % menor a la de 2019. La producción total (convencional y no convencional) de gas natural de 2020 cayó 8,6 % respecto de 2019. Esto representa la tasa de disminución más elevada de la década. A su vez, la producción fue 4,3 % inferior a la de 2010 (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

Tabla 5

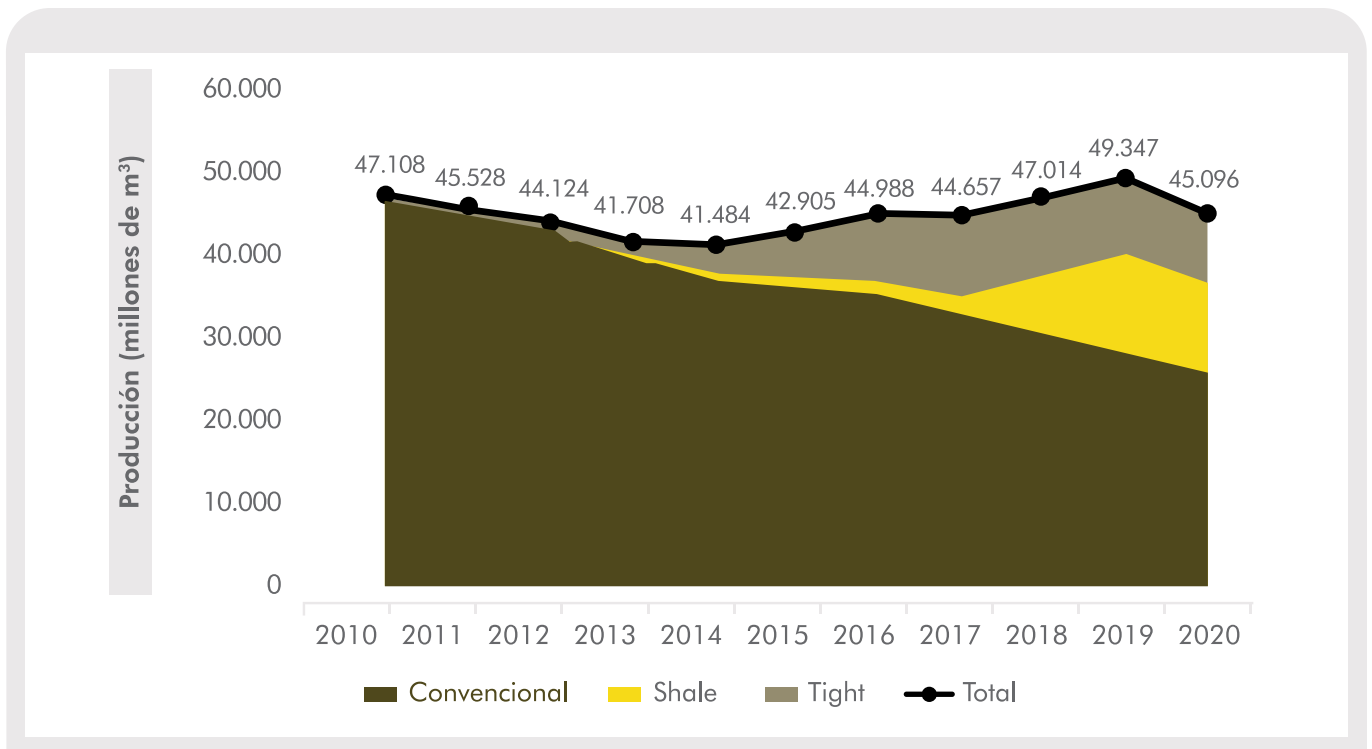
Producción anual de gas natural por tipo de recurso, en millones de m³ (2010-2020).

Año	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	No convencional/ Total (%)
2010	46.562	14	532	546	1,2
2011	44.747	31	750	781	1,7
2012	42.864	110	1.150	1.260	2,9
2013	39.635	216	1.857	2.073	5,0
2014	37.225	564	3.695	4.259	10,3
2015	36.157	1.161	5.587	6.748	15,7
2016	35.387	1.607	7.994	9.601	21,3
2017	32.772	2.291	9.593	11.884	26,6
2018	30.328	6.751	9.935	16.686	35,5
2019	28.277	11.534	9.537	21.071	42,7
2020	25.785	10.976	8.335	19.311	42,8

Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

Figura 17

Producción de gas natural por tipo de recurso (2010-2020).



Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

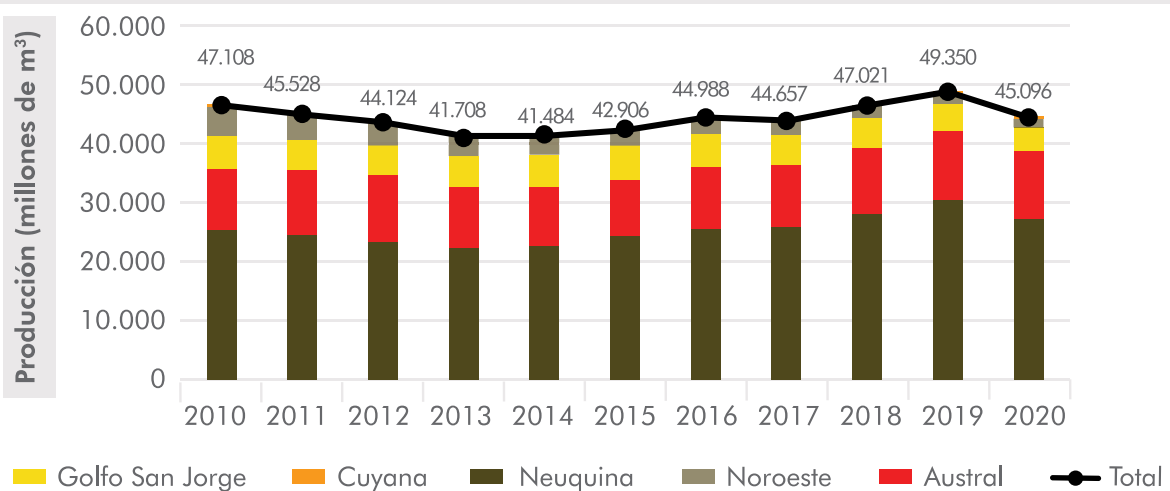
En la última década hubo una tendencia negativa en la producción total de gas natural que fue interrumpida en el año 2014 cuando empezó a crecer la producción total, apoyada en el incremento en la producción no convencional. Este cambio en la tendencia se mantuvo hasta el comienzo de la pandemia. Entre los años 2010 y 2014 la producción total disminuyó a una tasa promedio anual de 3,1 %, mientras que a partir de ese año y hasta 2019 la producción aumentó a un promedio anual de 3,6 % (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

En la tabla 6 y en la figura 18 se presenta la producción total anual de gas natural por cuenca entre los años 2010 y 2020.

Tabla 6**Producción anual de gas natural por cuenca, en millones de m³ (2010-2020).**

Año	Austral	Cuyana	Golfo San Jorge	Neuquina	Noroeste	Total
2010	10.436	59	5.231	25.979	5.403	47.108
2011	10.818	61	4.880	25.159	4.609	45.528
2012	11.135	58	5.219	23.858	3.853	44.124
2013	10.514	58	5.234	22.642	3.260	41.708
2014	10.015	56	5.302	23.217	2.893	41.484
2015	9.654	54	5.715	24.630	2.852	42.906
2016	10.592	51	5.704	25.970	2.671	44.988
2017	10.682	48	5.348	26.177	2.401	44.657
2018	11.521	49	4.948	28.394	2.109	47.021
2019	12.040	50	4.681	30.736	1.843	49.350
2020	11.534	49	4.158	27.651	1.704	45.096
Variación 2019-2020 (%)	-4,2	-2,0	-11,2	-10,0	-7,5	-8,6
Variación 2010-2020 (%)	10,5	-16,9	-20,5	6,4	-68,5	-4,3

Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

Figura 18**Producción anual de gas natural por cuenca (2010-2020).**

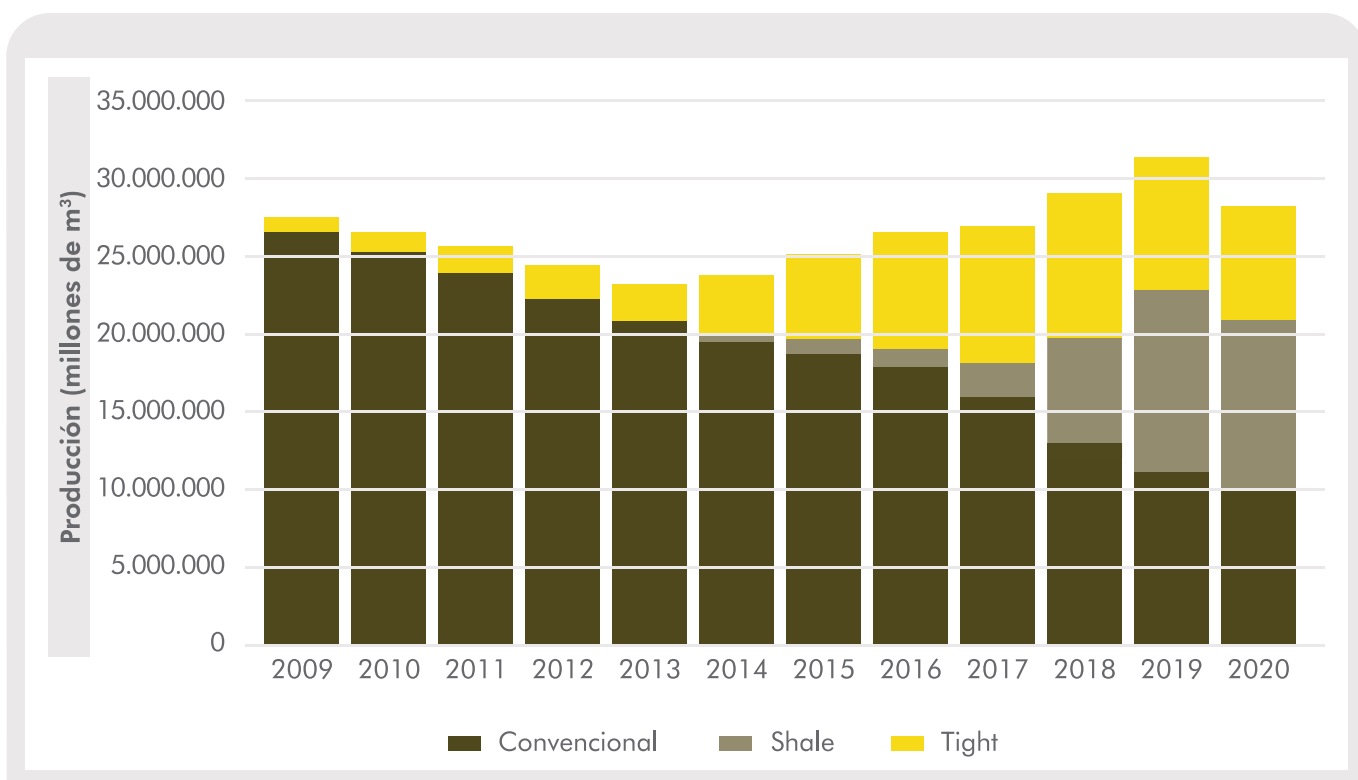
Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

La cuenca Neuquina, que es responsable del 61 % de la producción total de gas natural del país, tuvo un crecimiento absoluto del 6,4 % entre los años 2010 y 2020. Esta cuenca es la única que mantuvo una tasa de crecimiento positiva entre 2014 y 2019. A su vez, durante los años 2018 y 2019 la producción creció un 8,5 % y 8,2 % anual respecto del año anterior.

El aumento en la producción total de gas natural en la cuenca Neuquina entre 2014 y 2019 se debió al aumento en la producción no convencional de hidrocarburos, con mayor participación de la producción de tight gas al inicio del intervalo y de shale gas hacia el final, como se observa en la figura 19. La producción convencional ha disminuido todos los años del período 2010-2020.

Figura 19

Producción de gas en la cuenca Neuquina por tipo (2009-2020).



Fuente: Secretaría de Energía, 2020a.

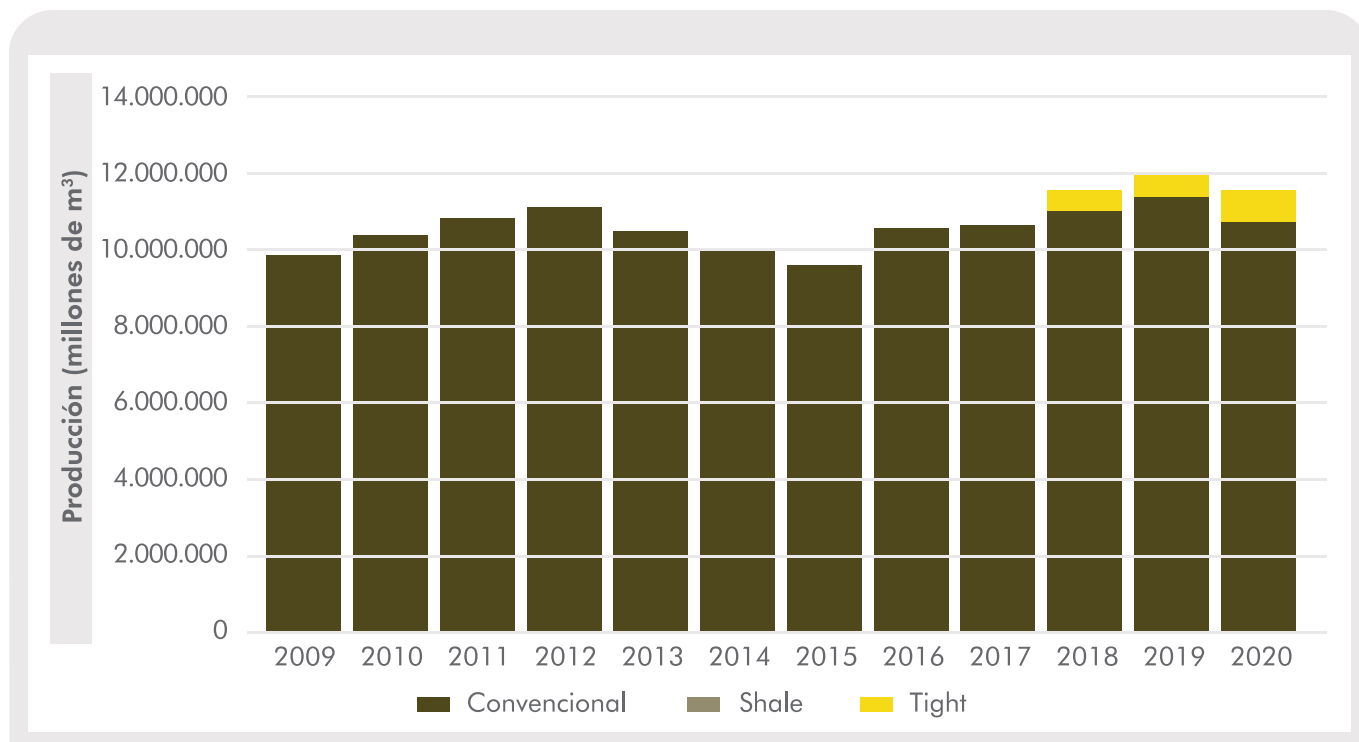
En 2020 la producción de la cuenca Neuquina fue 10 % inferior a la del año anterior. Esto representa una variación por encima del promedio de todas las cuencas y 2,3 veces superior respecto de la disminución de la producción en la cuenca Austral, la segunda en importancia.

La cuenca Austral, que en la actualidad es responsable del 25 % del total del gas natural producido en el país, ha tenido un incremento absoluto del 10,5 % en la década analizada, aunque en 2020 tuvo una caída interanual del 4,2 %, una de las más bajas de ese año (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

En la figura 20 se observa que los volúmenes de producción de gas natural de esta cuenca se sustentan mediante la producción convencional, incorporando una pequeña participación de la producción de tight gas en los últimos tres años, período en el que tuvo una participación promedio de 5,4 %.

Figura 20

Producción de gas en la cuenca Austral por tipo (2009-2020).



Fuente: Secretaría de Energía, 2020a.

Las cuencas Austral y Neuquina han sido las únicas con crecimiento absoluto en los últimos diez años y proveen el 87 % del gas producido en el país.

La cuenca Golfo San Jorge tuvo una caída de la producción del 11,2 % en 2020 respecto del año anterior, alcanzando los valores más bajos de una década en la que tuvo una variación negativa del 20,5 %.

La cuenca con mayor caída absoluta del período 2010-2020 fue la del Noroeste, con una disminución del 68,5 %. Durante el último año tuvo una producción 7,5 % inferior a la del año previo.

Con un volumen de producción total muy bajo, la cuenca Cuyana tuvo una reducción absoluta del 16,9 % en diez años y del 2 % en el último año (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

La producción no convencional de gas natural es prácticamente inexistente en la cuenca del Golfo San Jorge y nula en las cuencas Cuyana y Noroeste (Presidencia de la Nación, 2021).

3.2.4

Downstream: ventas de los principales combustibles

3.2.4.1 Combustibles líquidos

La demanda de naftas presentó un notable dinamismo entre 2010 y 2020, como se muestra en la tabla 7. En ese período, las ventas totales aumentaron 16,3 %, lo que representó un incremento a una tasa promedio anual del 1,5 %, producto del considerable incremento de las ventas de naftas grado 2 (súper) y grado 3 (ultra) (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

Tabla 7

Ventas de los principales combustibles líquidos en el mercado interno, en miles de m³ (2010-2020).

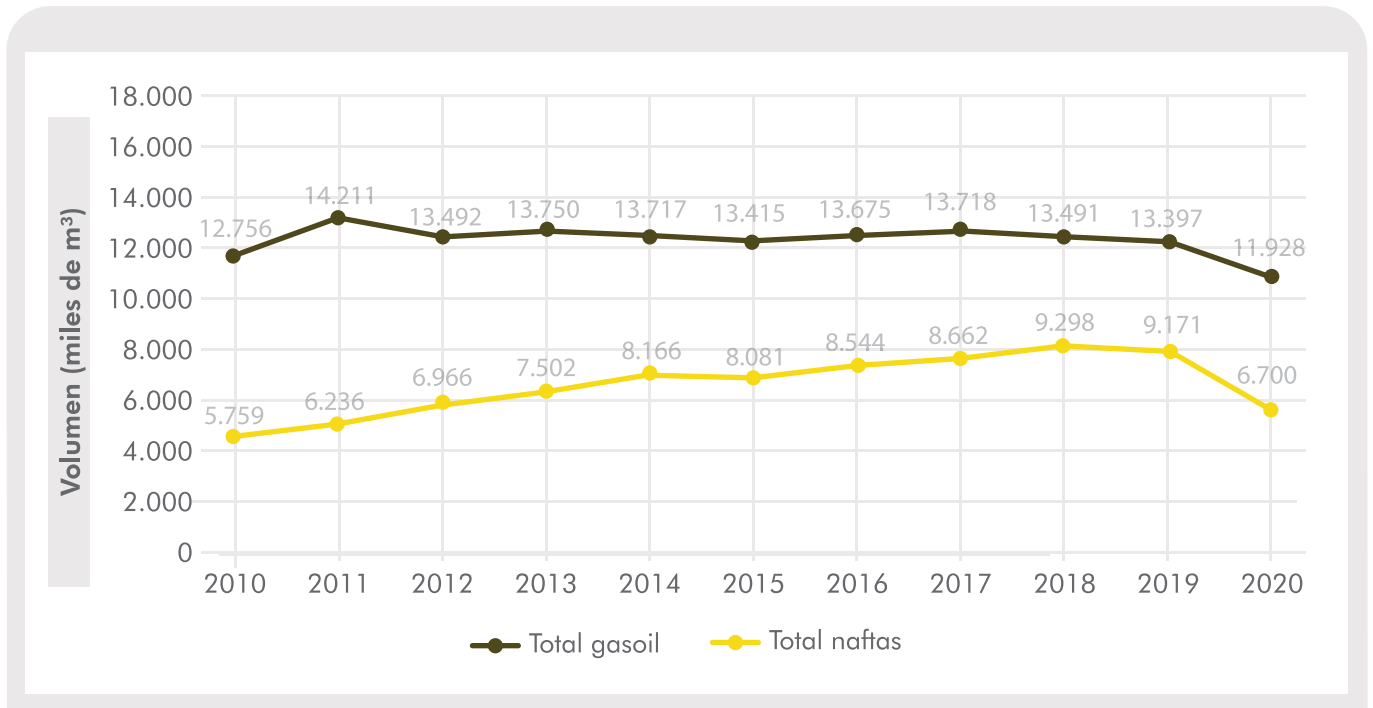
Año	Gasoil			Naftas			Totales	
	Gasoil grado 1 (agrodiesel)	Gasoil grado 2 (común)	Gasoil grado 3 (ultra)	Nafta grado 1 (común)	Nafta grado 2 (super)	Nafta grado 3 (ultra)	Total Gasoil	Total Naftas
2010	0	12.860	915	279	4.696	1.262	13.775	6.237
2011	0	12.731	1.479	205	5.028	1.733	14.210	6.966
2012	0	12.231	1.260	131	5.545	1.827	13.491	7.503
2013	0	12.210	1.540	123	6.090	1.954	13.750	8.167
2014	0	11.594	2.123	29	6.159	2.356	13.717	8.544
2015	0	11.754	1.661	27	6.161	1.892	13.415	8.080
2016	0	11.304	2.371	34	6.198	2.432	13.675	8.664
2017	0,95	10.669	3.047	17	6.388	2.894	13.717	9.299
2018	0	10.092	3.399	9	6.668	2.669	13.491	9.346
2019	0,46	10.038	3.358	0	6.878	2.294	13.396	9.172
2020	0,11	9.169	2.759	0	5.046	1.654	11.928	6.700

Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

Por su parte, la demanda de gasoil estuvo estancada durante la década analizada y, especialmente, entre 2012 y 2019. En el año 2020 disminuyó el consumo, como muestra la figura 21 (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

Figura 21

Venta de los principales combustibles líquidos en el mercado interno (2010-2020).



Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

La comercialización de los combustibles líquidos ha sido uno de los sectores más golpeados por la pandemia producto de la reducción en la circulación de vehículos, principalmente de uso doméstico.

Las ventas totales de naftas disminuyeron 26,9 % en 2020 con respecto al año anterior y las de gasoil cayeron un 11 %, lo que significó la caída más importante desde 1994 para ambos combustibles (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

3.2.4.2 Gas natural

En la tabla 8 se presenta la demanda de gas natural entregado por tipo de usuario entre 2010 y 2020. En este período, las ventas totales de gas natural aumentaron 7,8 % en términos absolutos.

Las centrales eléctricas, que consumen el 35 % del gas natural entregado, tuvieron un incremento del 23,8 % en la demanda. La industria, que es responsable del 31 % de las ventas totales, tuvo un aumento del 5,9 % en el consumo de este combustible. Los usuarios residenciales, que consumen el 23 % del total, aumentaron su demanda un 4,7 %. Por su parte, los usuarios del tipo comercial, que representan el 2,7 % de la demanda, consumieron 11,4 % menos en 2020 con respecto a 2010, un período en el que hubo años con aumento y otros con disminución del consumo.

Tabla 8

Gas natural entregado por tipo de usuario, en millones de m³ (2010-2020).

Año	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales eléctricas	Subdistribuidor de gas	Gas natural comprimido	Total	Variación interanual (%)
2010	9.182	1.248	429	12.038	11.519	727	2.664	37.807	
2011	9.552	1.255	426	12.512	12.951	879	2.761	40.336	6,7
2012	10.032	1.343	444	11.661	14.350	937	2.785	41.552	3,0
2013	10.491	1.344	446	12.391	14.472	1.012	2.759	42.915	3,3
2014	10.108	1.326	442	12.478	14.543	1.001	2.853	42.751	-0,4
2015	10.229	1.334	431	12.632	14.916	1.047	2.981	43.570	1,9
2016	10.835	1.368	479	12.084	16.002	1.090	2.827	44.685	2,6
2017	9.606	1.271	446	12.516	17.278	1.044	2.551	44.712	0,1
2018	9.568	1.257	432	13.193	17.189	1.045	2.401	45.085	0,8
2019	9.228	1.418	428	13.457	15.393	986	2.465	43.375	-3,8
2020	9.610	1.105	318	12.752	14.260	855	1.869	40.769	-6,0
Variación 2019-2020 (%)	4,1	-22,1	-25,7	-5,2	-7,4	-13,3	-24,2	-6,0	
Variación 2010-2020 (%)	4,7	-11,5	-25,9	5,9	23,8	17,6	-29,8	7,8	

Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

Las ventas totales de gas natural aumentaron hasta el año 2018. Esta tendencia se vio interrumpida en 2019 y finalizó el período con una caída interanual del 6 % producto de la pandemia. En simultáneo, durante 2020 se observó un cambio en el consumo, ya que cayó toda demanda de gas natural vinculada a la actividad económica mientras que creció la demanda residencial producto de una mayor permanencia de las personas en sus hogares (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

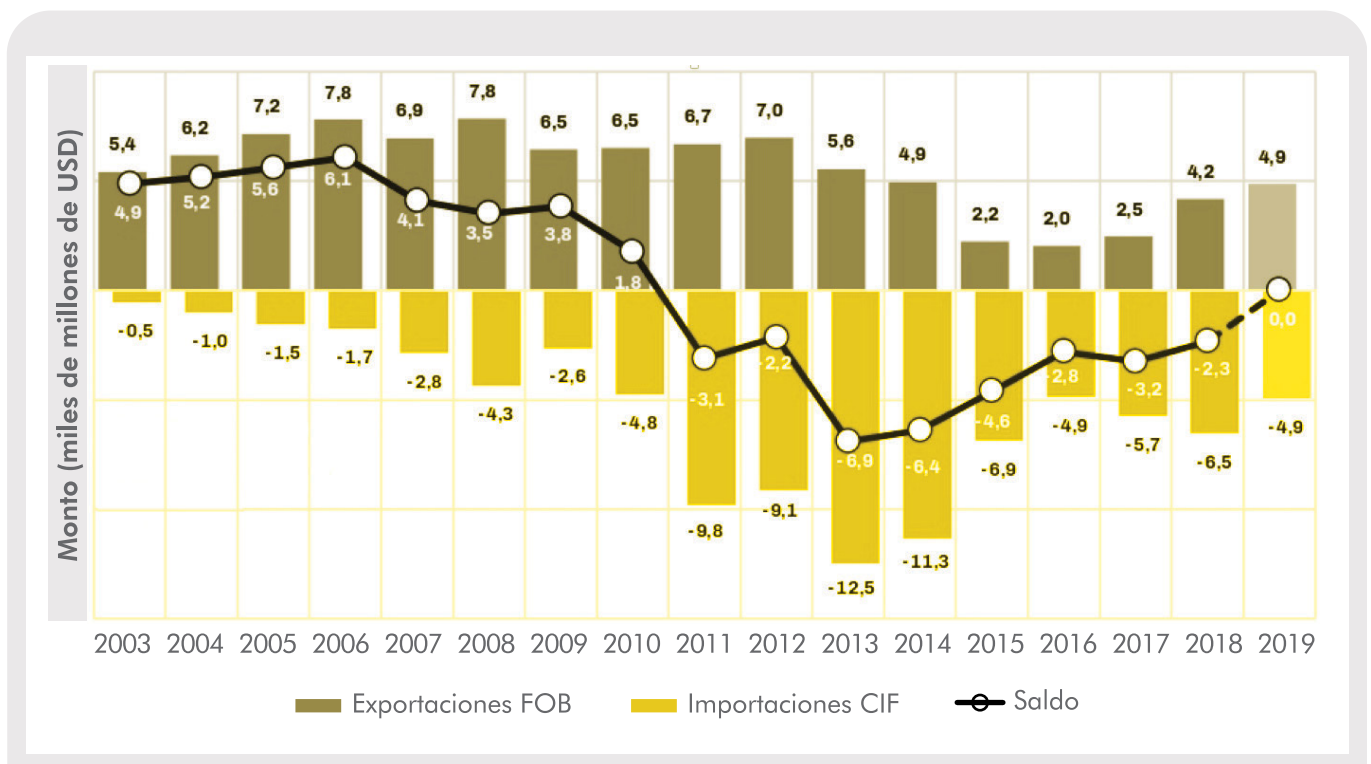
3.2.5

Balanza comercial energética de Argentina

La balanza comercial energética de Argentina mostró años de prosperidad entre 2003 y 2010 y un saldo deficitario desde 2011. No obstante, la disminución de las importaciones, en especial de GNL, y un leve incremento de las exportaciones llevaron al cierre de 2019 a un déficit de solo 72 millones de USD, que muestra una muy significativa diferencia respecto a los 2.282 millones de USD de déficit registrados en el año 2018 (figura 22) (RunRun Energético, 2020).

Figura 22

Balanza comercial energética de Argentina (2002-2019).



Fuente: RunRun Energético (2020), en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

Esta notable diferencia en el saldo se debe, en gran medida, a una disminución en la incidencia de las importaciones. En el caso del gas, no solo se logró reducir la cantidad de cargamentos de GNL, sino que además fueron adquiridos a valor más bajo que en los años anteriores. La mejora de la balanza comercial energética del país también respondió al incremento de las



Fuente: (<https://www.runrunenergetico.com/wp-content/uploads/2022/11/8-8-660x400.jpg>).

exportaciones, particularmente del gas natural.

En el análisis del comportamiento durante la última década, se observa un decrecimiento de las exportaciones hasta 2016, cuando comenzaron a aumentar (aunque en 2019 todavía mostraban niveles menores a los del año 2010). Por su parte, las importaciones mantienen una tendencia negativa desde 2014 hasta la actualidad. En 2020 las exportaciones se redujeron significativamente menos que las importaciones (-19,3 % y -40,6 %, respectivamente) en relación con 2019, lo que resultó en un superávit comercial energético de 928 millones de USD. Argentina no tenía superávit energético desde el año 2010 (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

El desempeño en comercio exterior de 2020 estuvo marcado por la performance económica, comercial y logística del país, al mismo tiempo que los muy bajos precios internacionales de los productos energéticos jugaron un papel relevante en la determinación de los valores exportados e importados.

La importación de petróleo fue nula en los años 2019 y 2020. Las compras de GNL de 2020 presentaron un nivel similar a las del año 2019 pero fueron 63 % inferior a la media observada entre 2011 y 2018.

Como se ha mencionado, el comercio exterior energético se ha visto fuertemente impactado por la pandemia de COVID-19. Una de las características de la producción argentina fue que, a pesar de los precios internacionales bajos, pudo colocar saldos exportables de petróleo y de gas a Chile.

En 2020 las exportaciones de petróleo aumentaron 18,2 % con respecto al año anterior, mientras que las de gas natural se redujeron 28,6 % (tabla 9). En relación al año 2010, las exportaciones de petróleo en 2020 fueron 15,3 % inferiores, con la particularidad de que en el primer año de la serie se observó el máximo de la década. Las exportaciones de petróleo en 2020 fueron superiores al promedio de la década (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

Tabla 9**Exportaciones argentinas de petróleo y gas (2010-2020).**

Año	Petróleo (miles de m ³)	Gas (millones de m ³)
2010	5.315	401
2011	3.454	152
2012	3.825	69
2013	2.533	60
2014	2.675	29
2015	2.341	23
2016	2.970	28
2017	1.724	68
2018	3.592	422
2019	3.808	1.848
2020	4.503	1.320
Variación 2019-2020 (%)	18,3	-28,6
Variación 2010-2020 (%)	-15,3	229,2

Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

La tabla 10 muestra las exportaciones de petróleo por cuenca y tipo de crudo. El 63 % de las exportaciones del año 2020 se debe a los envíos de crudo tipo Escalante de la cuenca Golfo San Jorge, que fueron prácticamente iguales a los del año 2019. A su vez, esta cuenca también exportó crudo del tipo Cañadón Seco por 324.000 m³ lo que representó el 7,2 % del total exportado. En total, la cuenca Golfo San Jorge logró envíos al exterior por 3.173.000 m³, cubriendo el 70,5 % del total exportado.

Tabla 10**Exportaciones de petróleo por cuenca, en miles de m³ (2019-2020).**

	2019	2020	Participación en 2020 (%)
Cuenca Austral - Santa Cruz - Offshore	133	242	5
Cuenca Austral - Santa Cruz - Onshore	328	276	6
Cuenca Austral - Tierra del Fuego - Offshore (Hidra)	46	85	2
Cuenca Austral - Tierra del Fuego - Onshore (San Sebastián)	352	162	4
Cuenca Golfo San Jorge - Chubut (Escalante)	2.856	2.849	63
Cuenca Golfo San Jorge - Chubut (Cañadón Seco)	0	324	7
Cuenca Neuquina - Neuquén (Medanito)	84	337	7
Cuenca Neuquina - Río Negro (Medanito)	9	228	5
Total	3.808	4.503	100

Fuente: Elaborado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (2021), en base a Secretaría de Energía.

Las ventas al exterior de crudo de la Cuenca Austral sumaron 765.000 m³ de los cuales 518.000 m³ fueron producidos en la provincia de Santa Cruz y 247.000 m³ en la provincia de Tierra del Fuego. Estos envíos representaron el 11,5 % y 5,5 % del total, respectivamente.

Por otra parte, los envíos de petróleo tipo Medanita de la cuenca Neuquina sumaron 564.000 m³ de los cuales 337.000 m³ fueron producidos en la provincia del Neuquén y 228.000 m³ en la provincia de Río Negro. Estos envíos representaron el 7,5 % y 5,1 % del total, respectivamente (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2021).

3.2.6

Evolución de los precios internacionales de los hidrocarburos

La reactivación económica que siguió a la devaluación de 2002 tuvo lugar en un contexto de aumento del precio internacional del petróleo. La disminución de la oferta interna de hidrocarburos agudizó la necesidad de recurrir a la importación, con la consecuente pérdida del autoabastecimiento energético. En este marco, comenzó la explotación de los yacimientos no convencionales, principalmente del reservorio Vaca Muerta (Fucks, 2015).

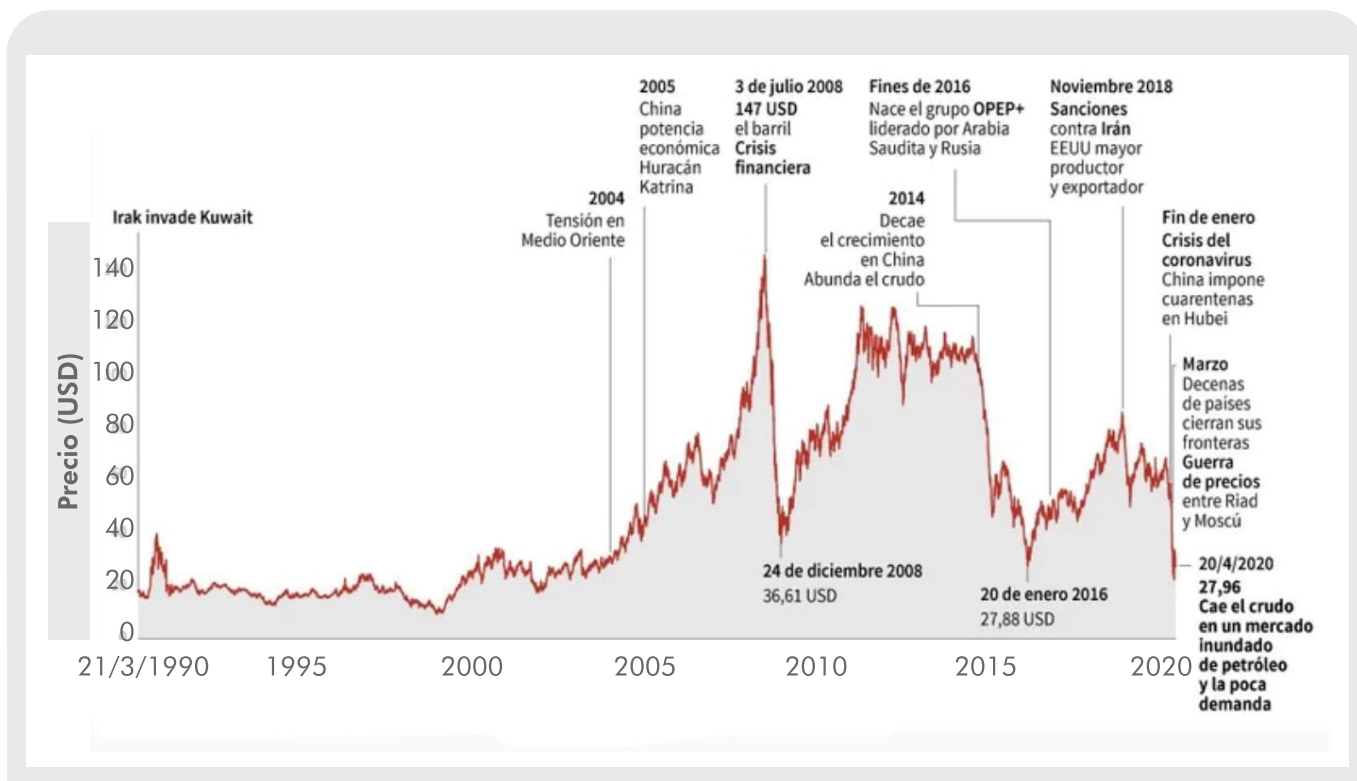


Fuente: (<https://www.elextremosur.com/files/image/15/15513/601b0798b733b.jpg>).

Desde el año 2006, el precio del petróleo para el mercado interno estuvo subsidiado a 42 USD el barril, mientras que el precio internacional osciló entre un 50 % y un 126 % por sobre este valor. De 2011 a 2014, el valor internacional se mantuvo por arriba de los 90 USD el barril (figura 23).

Figura 23

Precio internacional del petróleo Brent del Mar del Norte, en USD.



Fuente: Todo Noticias, 2020.

La baja de las cotizaciones internacionales del petróleo crudo registradas en el período 2014-2017 (cuando el valor descendió de 100 a 26 USD aproximadamente) generó una brusca caída de las inversiones en perforación para la producción no convencional de hidrocarburos, en particular por parte de YPF, mayor operadora hasta esa fecha. Esta empresa redujo un 35 % el número de equipos y un 50 % sus operaciones (Landriscini, 2019).

Los bajos valores internacionales del petróleo registrados desde finales de 2014 desaceleraron el ritmo de producción en Vaca Muerta, a pesar de la vigencia de un precio interno, denominado "barril criollo", que intentó separar la actividad doméstica de las variaciones externas (Giuliani, 2017).

En 2017, tuvieron una incidencia positiva el progresivo ascenso de los precios internacionales del petróleo crudo y el renovado protagonismo del gas, asociado al anuncio del subsidio a la producción de nuevos proyectos en reservorios no convencionales (Resoluciones 46/2017 y 419/2017 del entonces MINEM que retomaron los criterios del Plan Gas, que vencía en



Fuente: (https://www.clarin.com/img/2019/12/16/aunque-la-actividad-petrolera-deja___NzqlyFW_1256x620__1.jpg).

diciembre de 2017, extendiéndolos en valores decrecientes hasta 2021 (Landriscini, 2019).

A comienzos de 2020, la cotización internacional del petróleo disminuyó hasta alcanzar los mínimos históricos. Esta pronunciada baja del precio del barril se debió principalmente a la combinación de dos hechos: la guerra de precios entre Arabia Saudita y Rusia, que condujo a un incremento de la producción; y la crisis generada por la pandemia por COVID-19, que disminuyó muy significativamente la demanda de hidrocarburos (El Mundo, 2020). A ello se sumó la falta de capacidad de almacenamiento del excedente, lo que provocó un derrumbe del precio del petróleo en el mes de abril (El País, 2020).

En Estados Unidos, el precio de la versión West Texas Intermediate (WTI) se derrumbó un 306 % y pasó de 55,9 USD a -37,63 USD para su entrega en mayo. Ello se debió a que los productores de petróleo pagaban a los compradores para que se llevaran el producto, por temor a que la capacidad de almacenamiento se les agotase en mayo (BBC Mundo, 2020).

En este contexto, las empresas productoras de crudo recortaron la actividad en Vaca Muerta en espera de que el Gobierno y las provincias definieran un precio sostén para el “barril criollo”, en torno a 45 USD. El barril interno serviría para incentivar la producción de Vaca Muerta, que requiere un precio mayor a 40 USD para ser rentable (Todo Noticias, 2020).

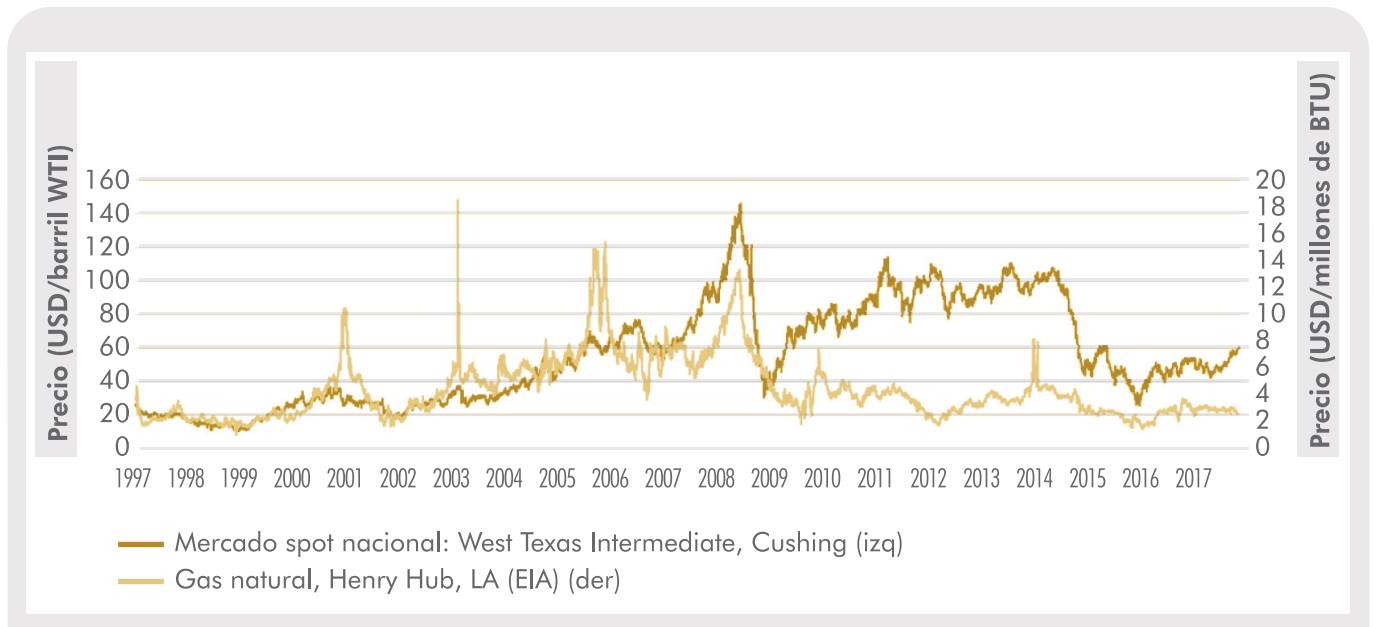
En mayo, el Poder Ejecutivo Nacional anunció que se fijaría por decreto un “barril criollo” a 45 USD, con el objeto de asegurar la continuidad de la producción, los puestos de trabajo y las regalías (Infobae, 2020).

El Gobierno de Arabia Saudita anunció que recortaría la producción de petróleo a 7,5 millones de barriles diarios, generando un repunte de los precios internacionales del crudo. La cotización del WTI alcanzó los 25,41 USD y la del Brent los 30 USD (Revista Dinero, 2020).

Al observar el precio del petróleo crudo WTI y el del gas natural Henry Hub (HH) en Estados Unidos, se distinguen dos intervalos con comportamientos diferentes. En el período 1997 a 2008, los precios se mueven en la misma dirección, mientras que desde 2009 se aprecia un debilitamiento en ese movimiento conjunto (figura 24) (Chen & Nava, 2018).

Figura 24

Evolución del precio del petróleo crudo y del gas natural en Estados Unidos.



Nota: BTU= Unidad Térmica Británica.

Fuente: Chen y Nava, 2018.

La relación entre los precios de ambas materias primas implicaba que la evolución de los precios del gas natural podía predecirse directamente como una proporción de los precios del petróleo crudo o, de forma indirecta, como proporción del precio de otros combustibles competidores en el mercado final. La ruptura de esa relación coincidió con un rápido aumento de la producción de ambas materias primas como consecuencia del uso comercial de la fracturación hidráulica y de la perforación horizontal, lo que se ha denominado “el boom del esquisto” (Chen & Nava, 2018).

Dado el aumento de los precios del crudo y el fuerte crecimiento que experimentó la producción de gas natural con posterioridad a 2008, cada vez resultaba más complicado sustituir el gas natural por productos del petróleo. Por consiguiente, el precio del gas natural debía reflejar la dinámica de su propio mercado. Los bajos precios han estimulado un mayor consumo de gas natural, sobre todo en los sectores eléctrico e industrial (Chen & Nava, 2018).

3.2.7

Principales actividades económicas asociadas con la producción no convencional de hidrocarburos

3.2.7.3

Transporte terrestre y marítimo de gas y petróleo

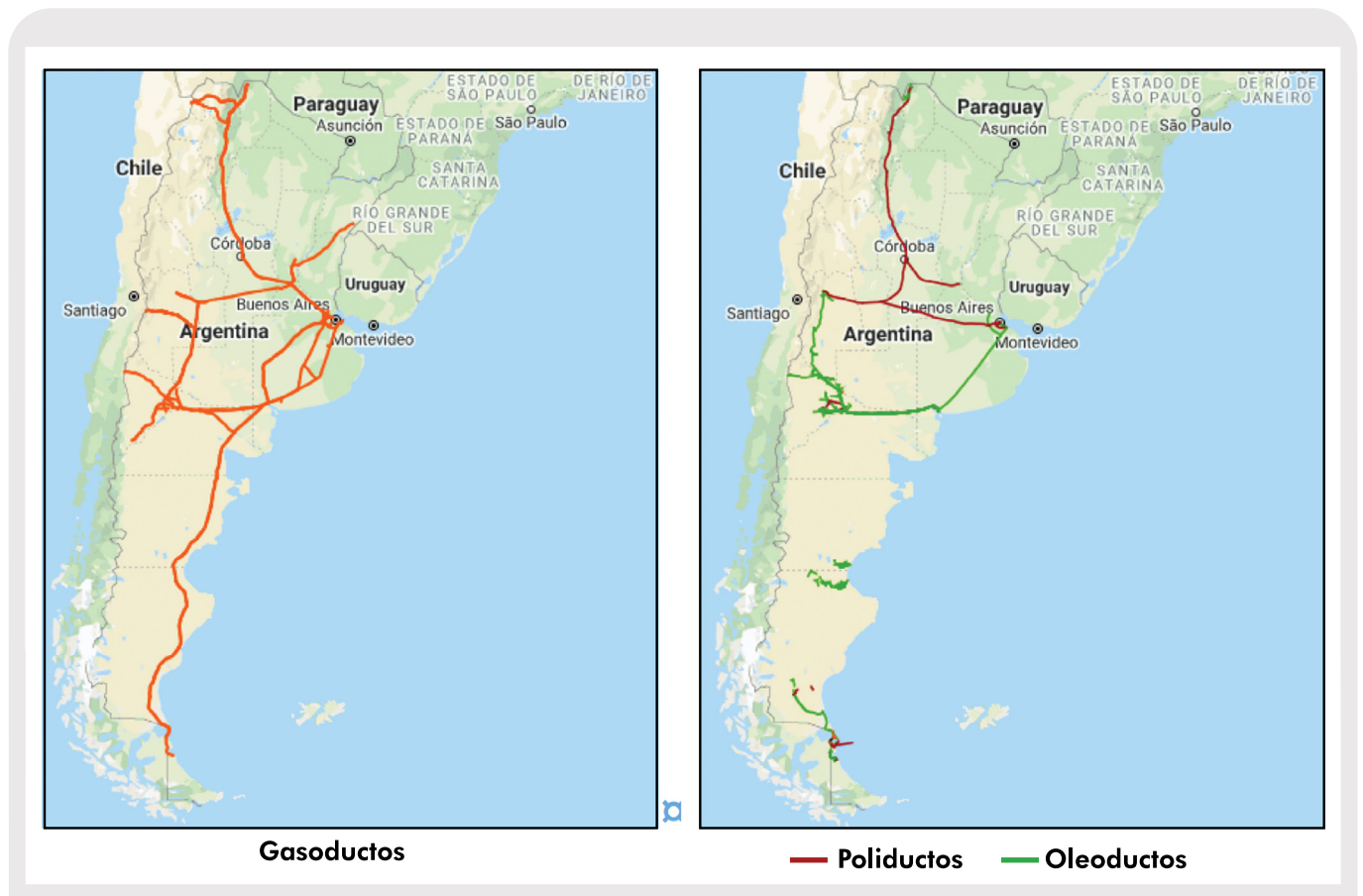
Todo el transporte de hidrocarburos está regulado por la Ley 17319, que establece las condiciones para que el Poder Ejecutivo nacional otorgue su concesión, confiriendo el derecho de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión; obras portuarias, viales y férreas; infraestructuras de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema.

El Decreto 44/1991 reglamenta el transporte de hidrocarburos realizado por medio de instalaciones permanentes y fijas (Decreto 44, 1991).

La Disposición 123/2006 de la Subsecretaría de Combustibles establece la adecuada gestión ambiental en una concesión del transporte de hidrocarburos líquidos en el marco de la Ley 17319 y del Decreto 44/1991. Para ello, los concesionarios deben presentar, ante la autoridad de aplicación, informes de monitoreo ambiental, estudios ambientales y el plan de contingencias para todas las instalaciones involucradas de acuerdo con la etapa que corresponda: anteproyecto, construcción, operación, desafectación y abandono (Disposición 123, 2006).

Figura 25

Transporte de hidrocarburos por ductos.



Fuente: Secretaría de Energía, 2020a.

Existe un registro de empresas de transporte de hidrocarburos por ducto (Secretaría de Energía, 2020d) y también empresas especializadas en el transporte de hidrocarburos por camión, indispensables para su distribución.

Si bien Argentina cuenta con un extenso sistema de transporte y distribución de hidrocarburos, ya en 2015 se destacaba la necesidad de ampliar los gasoductos San Martín (Buenos Aires - Tierra del Fuego), Neuba II (Cuenca Neuquina - Buenos Aires) y Norte (Salta - Buenos Aires). Asimismo, se acentuaba la antigüedad de los gasoductos y plantas compresoras de Transportadora Gas del Norte (TGN) y Transportadora Gas del Sur (TGS), ya que tienen más de 40 años (Scandizzo, 2019).

El éxito en la producción de hidrocarburos no convencionales, depende del desarrollo de una red de transporte eficiente, que garantice la exportación de los excedentes de gas que permitirían convertir al país en un oferente clave en el mercado internacional a mediano y largo plazo.

En Vaca Muerta, desde el inicio de su explotación se evidenció la necesidad de contar con infraestructura de transporte que la una con los puertos oceánicos argentinos y con los

principales centros de consumo del país. El puerto de Bahía Blanca, ubicado a alrededor de 600 km de la formación, emergió como la puerta oceánica más conveniente para la entrada de insumos de perforación y el despacho de las exportaciones de petróleo y gas. La Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el principal aglomerado urbano del país, con su importante cordón industrial, se encuentra a unos 1.200 km al noreste. Otros centros urbanos e industriales de peso como las ciudades de Córdoba y Rosario se ubican a distancias similares (Calzada & Sigaudó, 2019).

3.2.7.4

Poder multiplicador de la actividad en la economía nacional, provincial y local

En un estudio de 2014 sobre los impactos económicos del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014), el IAPG concluyó que el desarrollo en escala de Vaca Muerta incrementaría el PBI de Neuquén entre un 75 % y 100 %, crearía entre 40.000 y 60.000 nuevos puestos de trabajo (lo que representa aproximadamente el 10 % de la población de la provincia), aumentaría la recaudación fiscal entre un 55 % y un 80 % y generarían distintas externalidades positivas para la región.

En la cadena de valor del petróleo y el gas, las pequeñas y medianas empresas tuvieron un importante papel, sujeto a los vaivenes de la actividad. En el desarrollo de Vaca Muerta y de la actividad en otras formaciones geológicas, las pymes contribuyeron a la innovación y bajaron los costos, ya que por ser empresas de menor tamaño resultaron más flexibles y competitivas. También contribuyeron al aumento de empleo directo e indirecto, tanto en la industria manufacturera como en la de servicios.

Las pymes relacionadas con el sector hidrocarburífero han efectuado inversiones productivas, bienes de capital, plantas y recursos humanos, sumando tecnología, y se han adaptado a los requerimientos técnicos, de calidad, de seguridad industrial y de gestión ambiental que las empresas petroleras exigen. Esto incluye cambios en los procesos productivos, logísticos, financieros, soluciones jurídicas, etcétera. Sin embargo, algunos acuerdos entre las petroleras y el Estado fijaron un tipo de cambio de combustibles más bajo que el de la importación o exportación, lo que afectó a las pymes.

También sucedió que, ante situaciones de crisis en el sector, algunos exempleados crearon empresas de servicios petroleros que se sustentaron en contratos de uno o dos años que la “empresa madre”, por ley, debía asegurar. Sin embargo, al vencimiento de los contratos iniciales muchas de estas pymes no pudieron continuar por ser desplazadas por competidores que las aventajaron en los procesos licitatorios, entre otras dificultades que tuvieron que enfrentar (Giuliani, 2017).

Mediante la sanción de la Ley 2246 de la provincia del Neuquén se creó en el año 1998 el Centro PyME-ADENEU, que tiene por misión el fortalecimiento y la regeneración de la totalidad del tejido empresarial pyme, incluyendo a las empresas en funcionamiento de todos los sectores existentes en la provincia, así como también a los emprendedores que deseen crear una empresa con apoyo especializado. En este ámbito, las empresas pymes de bienes y servicios de la cadena de valor del petróleo y gas de la provincia del Neuquén se interconectan para crear sinergias, innovación y complementación. Se destacan unas 800 empresas dentro de la cadena de valor, distribuidas en ingeniería y construcciones, operación y mantenimiento, logística y transporte, servicios de soporte a la industria, servicios ambientales y de seguridad e higiene (Centro PyME-ADENEU, s.f.). (Ley 2246, 1998).

La participación del sector de extracción de petróleo y de gas en el empleo de la provincia aumentó fuertemente desde el descubrimiento de Vaca Muerta. Neuquén una de las tasas de desempleo más bajas del país: 4,8 % en su ciudad capital, frente a la tasa nacional, que alcanzó el 9,1 % en el último cuatrimestre de 2018, según el INDEC (Diario La Nación, 2019).

Añelo, el pueblo más cercano a los mayores yacimientos de Vaca Muerta, registró una ola inmigratoria desde que comenzó el desarrollo de la formación, pasando de 2.500 habitantes en 2012 a 8.000 en la actualidad. Además, ingresan entre 5.000 y 6.000 operarios por día desde la ciudad de Neuquén (Diario La Nación, 2019).

Así, según los datos oficiales del Ministerio de Trabajo de la Nación, este sector pasó de representar el 14 % del empleo registrado de Neuquén entre 2007 y 2012 a constituir el 18 % en 2015. En 2016, este porcentaje descendió por primera vez desde 2011 producto de la caída económica y se ubicó en un 17%, todavía superior al registrado antes del descubrimiento de Vaca Muerta (Río Negro, 2018).

En la cuenca Neuquina, se estima que trabajan alrededor de 7.000 empleados jerárquicos (profesionales) y 23.000 operarios de base. Si bien hay equipos que trabajan tanto para las explotaciones convencionales como para las no convencionales, si se tienen en cuenta los empleados que tienen tareas específicas en las del segundo tipo (Vaca Muerta y otras formaciones no convencionales), estos oscilan entre los 4.000 y los 5.500 trabajadores (Diario La Nación, 2019).

La provincia, beneficiada con las regalías del sector de hidrocarburos que pagan las empresas, recibió por impuestos un 12 % del valor en boca de pozo de la producción no convencional



Fuente: (https://www.clarin.com/img/2019/12/16/vaca-muerta-es-la-segunda___iCKSSrCk_1256x620__1.jpg).

y se quedó con el 15 % de la producción convencional. En 2018, Neuquén aumentó un 43 % en relación con 2017. Estos ingresos son coparticipables y se reparten entre los municipios (Diario La Nación, 2019).

En 2019, la tasa de desempleo en Neuquén era del 3,5 % contra el 10,1 % registrado a nivel nacional. Estos desarrollos han traccionado el empleo total provincial, lo que le permitió diferenciarse de la tendencia nacional (Ferraris, 2019).

También se registraron efectos sobre las economías regionales. Los productores de frutas que no podían competir con los grandes emprendimientos exportadores negociaron con las empresas petroleras el alquiler de sus tierras para la explotación petrolera, a través de contratos de servidumbre. Las chacras alquiladas son “prestas al desmonte mientras avanza el paisaje extractivo, con sus altas torres petroleras, sus plataformas multipozos, y su larga fila de camiones de gran porte recorriendo los caminos, abriéndose paso entre las acequias” (Svampa & Viale, 2014). Con la explotación de recursos no convencionales, la producción de hidrocarburos avanza hacia el este de la cuenca Neuquina, sobre el Alto Valle, zona de chacras frutícolas, que producen el 80 % de las peras y las manzanas de Argentina (Forget et al., 2018).

El desarrollo de Vaca Muerta posicionó a Neuquén como la quinta provincia que más participó en el PBI del país, desplazando a Mendoza que tiene más del doble de población y una economía diversificada y con mayor capacidad exportadora (Río Negro, 2019).

Un ejemplo de iniciativa estatal para promover el efecto multiplicador de la actividad en la economía provincial es la sanción de la Ley 3032 de la provincia del Neuquén, que establece

que las personas físicas o jurídicas, que sean titulares, permisionarias o concesionarias de minas y/o áreas para prospección, exploración, explotación, transporte, fraccionamiento, distribución y refinerías de hidrocarburos líquidos o gaseosos, que realicen actividades sobre yacimientos ubicados en esa jurisdicción provincial, deben otorgar preferencia en la adquisición y locación de bienes y servicios a los proveedores y a los profesionales neuquinos. Esta ley alcanza también a los servicios complementarios de las actividades mencionadas (Ley 3032, 2016).

En el año 2018 se elaboró un informe en el ámbito de la Secretaría de Energía con el objeto de analizar el potencial impacto del desarrollo de Vaca Muerta sobre las economías de Neuquén y de Argentina, considerando el impacto que tendría sobre los sectores productivos, el bienestar de las familias y las variables macroeconómicas (Romero et al., 2018).

De acuerdo a las simulaciones realizadas con los escenarios de producción elaborados por el entonces MINEM, el desarrollo productivo de Vaca Muerta tendría un impacto positivo en el Producto Bruto Geográfico (PBG) de la provincia del Neuquén y en el PIB de Argentina. Según el Modelo insumo-producto (MMIP) el crecimiento anual esperado del PBG de Neuquén sería de alrededor del 5 %, mientras que el PBI nacional aumentaría anualmente 0,4 %.

Con relación al impacto sectorial, el mismo informe señala que el desarrollo de Vaca Muerta afectaría los requerimientos de logística, recursos materiales y humanos e infraestructura directamente relacionada con la producción. Además, concluye que se observaría significativos aumentos en los requerimientos de insumos de algunos sectores. En Neuquén, los sectores que observan mayor aumento en su producción acumulada son los metales comunes y productos de metal (137 %), motores, bombas y resto de industria (68 %) y minerales no metálicos (59 %). En Argentina, los sectores que presentan mayor crecimiento son el de transporte por tuberías (42 %) y el de generación, transporte y distribución de electricidad (41 %).

Asimismo, según distintos escenarios, el impacto de Vaca Muerta sobre empleo conllevaría un aumento de entre 24,2 % y el 31,5 % en la provincia del Neuquén y de entre 1,7 % y 2,4 % en Argentina (Romero et al., 2018).

3.2.7.5

Importancia de la producción no convencional de hidrocarburos en la economía nacional

Argentina cuenta con recursos por 23 billones de m³ de gas shale y por 27.000 millones de barriles de petróleo shale no convencional "técnicamente recuperables" (United States Energy Information Administration, 2013a).

De todas las formaciones, Vaca Muerta es la más importante, con casi nueve billones de m³ de gas shale (casi el 40 % del total) y 16.000 millones de barriles de petróleo shale (aproximadamente un 60 % del total). Esta formación cuenta con una cantidad de este tipo de gas no convencional similar a la que tiene Rusia en su conjunto y, en cuanto al petróleo no convencional, el volumen es similar al de Venezuela (Río Negro, 2018).

En 2012, según datos del Ministerio de Energía de Neuquén, el gas no convencional representaba cerca del 10 % de la producción total de gas de la provincia (Río Negro, 2018). En 2018, la producción de gas y de petróleo no convencionales se incrementó un 233 % y 81 %, respectivamente (Diario La Nación, 2019).

Vaca Muerta, que cuenta con más gas que petróleo, podría abastecer de gas al país, dependiendo del consumo, por varios centenares de años. Por esta característica, y teniendo en cuenta que Argentina importa más gas que petróleo, la producción de gas podría mejorar la balanza comercial energética, a través de la disminución de las importaciones y el crecimiento de las exportaciones.

Sin embargo, el impacto de esta formación en el PBI todavía no es relevante. El sector energético representa apenas un 6 % del PBI y esto incluye, además de todo el gas y del petróleo (convencional y no convencional), la generación de electricidad y la producción de biocombustibles. De todos modos, el desarrollo de Vaca Muerta incidiría a futuro en el aumento del PBI, tanto por su impacto directo en la producción de hidrocarburos (mayor extracción, transporte, separación y refinación), como por su efecto indirecto: los gastos en insumos nacionales (incluidos los salarios y los impuestos) elevan su capacidad y luego se materializan en un incremento de la producción en otros sectores (Diario La Nación, 2019).

Con la mayor producción de gas y de petróleo, se espera que el país tenga superávit energético como en 2006, cuando la diferencia entre exportaciones e importaciones del sector generaba un ingreso de 6.100 millones de USD.

Si un país deja de ser importador para convertirse en exportador neto de energía, se da una tendencia hacia la baja del precio interno del gas y de la electricidad. En Argentina, el gas natural es el principal insumo en la producción de los fertilizantes nitrogenados, que son los de mayor consumo en la siembra de maíz y de trigo. Esto significa que si se dispone de una oferta abundante de gas a precio competitivo, existe un gran potencial para incrementar la producción, con un impacto positivo en el sector agropecuario y, por lo tanto, en la economía nacional (Diario La Nación, 2019).

3.3

Aspectos ambientales relacionados con el agua en la producción no convencional de hidrocarburos

Los aspectos ambientales analizados a continuación refieren a la Formación Vaca Muerta, en función del conocimiento disponible sobre este reservorio que actualmente se encuentra en explotación, con posibilidades de expansión.

Con base en el importante historial con el que cuenta esta actividad extractiva en Estados Unidos, se toman en consideración criterios e informaciones difundidas por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (US EPA, por sus siglas en inglés) respecto de las instancias que integran el ciclo del agua en la producción no convencional de hidrocarburos.



Fuente: (<https://www.sei.org/wp-content/uploads/2021/05/gettyimages-1268511774-resized-2372x1576.jpg>).

3.3.1

Presión de la producción no convencional de hidrocarburos sobre los cuerpos de agua superficial y subterránea

Un informe publicado en 2013 por el Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería (ANI) en relación con los aspectos ambientales de la explotación de la Formación Vaca Muerta efectúa consideraciones sobre la significación del agua requerida para la fractura hidráulica de la roca que retiene los hidrocarburos que se buscan extraer (identificada por el vocablo inglés shale), procedimiento denominado *fracking*, y señala que el volumen demandado por cada pozo, estimado entre 25.000 m³ y 35.000 m³, no resulta significativo para la zona en análisis y no plantea ninguna competencia con la provisión de agua para otros usos. Las consideraciones hacen referencia a precisiones de la organización gubernamental provincial Corporación Minera del Neuquén en cuanto a que los requerimientos de agua para la producción no convencional de hidrocarburos estimada equivaldrían a menos del 0,2 % de los recursos hídricos superficiales disponibles, tomando como base sus caudales mínimos. Asimismo, se alude a la prohibición de la utilización de agua subterránea con aptitud para abastecimiento humano e irrigación de cultivos en las etapas de perforación y terminación de pozos, establecida en el Decreto 1483/12 de la provincia del Neuquén, que autoriza, para las etapas antedichas, solo la utilización de aguas subterráneas de alto tenor salino, no aptas para consumo humano (Academia Nacional de Ingeniería, 2013).

El informe de 2014 sobre los requerimientos de la explotación de Vaca Muerta, también publicado por el Instituto de Energía de la ANI, presenta una proyección del consumo de agua fresca para el período 2020-2030. Tal proyección indica que se alcanzaría un requerimiento promedio anual de agua fresca de 11,2 millones de m³. El informe también señala que el requerimiento previsto no significaría un problema para la disponibilidad hídrica, en razón de que los valores proyectados para 2030 constituyen el 0,02 % del caudal hídrico de la provincia del Neuquén y el 0,4 % del agua allí consumida (Academia Nacional de Ingeniería, 2014).

Esta información estaría en concordancia con datos presentados por la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén en 2018. Estos datos refieren demandas máximas atribuidas a usos convencionales del agua para las cuencas de los ríos Colorado, Limay y Neuquén y las disponibilidades hídricas remanentes estimadas sobre la base de tales demandas, considerando caudales correspondientes a condiciones de estiaje (Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén, 2018). La tabla 11 exhibe los datos mencionados.

Tabla 11

Disponibilidades hídricas remanentes para las cuencas de los ríos Colorado, Limay y Neuquén en condiciones de caudal mínimo.

Cuenca	Caudal mínimo	Uso	Demanda máxima	Disponibilidad remanente
<i>Río Colorado</i>	40 m ³ /s 1.261.440.000 m ³ /año	Abastecimiento humano	3.590.496 m ³ /año 0,3 % de caudal mínimo	1.239.653.767 m ³ /año 98,2 % de caudal mínimo
		Riego	8.342.804 m ³ /año 0,7 % de caudal mínimo	
		Industrial consuntivo y de mediano consumo	9.852.933 m ³ /año 0,8 % de caudal mínimo	
<i>Río Limay</i>	210 m ³ /s 6.622.560.000 m ³ /año	Abastecimiento humano	33.362.784 m ³ /año 0,5 % de caudal mínimo	6.516.599.040 m ³ /año 98,4 % de caudal mínimo
		Riego	67.785.282 m ³ /año 1 % de caudal mínimo	
		Industrial consuntivo y de mediano consumo	6.121.754 m ³ /año 0,1 % de caudal mínimo	
<i>Río Neuquén</i>	100 m ³ /s 3.153.600.000 m ³ /año	Abastecimiento humano	66.374.352 m ³ /año 2,1 % de caudal mínimo	1.324.512.000 m ³ /año 42 % de caudal mínimo
		Riego	1.757.950.796 m ³ /año 55,7 % de caudal mínimo	
		Industrial consuntivo y de mediano consumo	5.435.963 m ³ /año 0,2 % de caudal mínimo	

Fuente: Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén, 2018.

Además, la organización difundió información sobre el consumo de agua para estimulación hidráulica en 2015, en el área de concesión Loma Campana de la Formación Vaca Muerta. Los datos, desagregados por empresa, se presentan en la tabla 12.

Tabla 12

Consumo de agua para estimulación hidráulica en emprendimientos de explotación no convencional en Loma Campana (2015).

Empresas	Pozos	Cantidad de etapas de estimulación hidráulica	Volumen de agua para todas las etapas de estimulación hidráulica (m ³)
<i>YPF S. A.</i>	250	1.434	1.131.523
<i>Petrobras Argentina S. A.</i>	15	105	51.278
<i>Total Austral S. A.</i>	15	Sin datos	181.738
<i>Pan American Energy</i>	30	295	85.170
<i>O&G Developments LtD S. A.</i>	5	63	81.389
Total	315		1.531.099

Fuente: Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén, 2018.



Fuente: (<https://opsur.org.ar/wp-content/uploads/2020/12/Comarsa-Neuquen-scaled.jpg>).

3.3.2

Contaminación de los cuerpos de agua

La US EPA evaluó los potenciales impactos de la producción no convencional de hidrocarburos en dicho país sobre los recursos hídricos aprovechables para consumo humano sobre la base del ciclo del agua en la estimulación hidráulica. Tal ciclo comprende la captación del agua utilizada como fluido base de los fluidos de fractura hidráulica, la mezcla del agua con

materiales de sostén y aditivos químicos para preparar los fluidos, la inyección y el movimiento de los fluidos de fractura hidráulica a través del pozo de producción y de la formación rocosa objetivo, la recolección y el manejo en el sitio de los líquidos que regresan a la superficie después de la fractura hidráulica, su transporte para reutilización o disposición y, finalmente, la reutilización y disposición de los líquidos residuales de la fractura hidráulica. Entre los impactos potenciales del ciclo detallado sobre los recursos hídricos, se señalan las siguientes situaciones: derrames generados durante el manejo de fluidos de fractura hidráulica, aditivos químicos o aguas de retorno en grandes volúmenes o altas concentraciones de productos químicos que alcanzan aguas subterráneas; inyección de fluidos de fractura hidráulica en pozos de inadecuada integridad estructural que permiten el movimiento de gases o líquidos hacia aguas subterráneas; descarga de líquidos residuales inadecuadamente tratados a aguas superficiales; y disposición de líquidos residuales sobre el suelo que resulta en la contaminación de aguas subterráneas (United States Environmental Protection Agency, 2016).

Los materiales de sostén anteriormente mencionados están constituidos por arenas especiales, cuya función es mantener abiertas las fracturas generadas. El ya referido informe de 2014 del Instituto de Energía de la ANI sobre la explotación de la Formación Vaca Muerta estima que los requerimientos de arenas por fractura son del orden de 250 t/fractura para shale oil y de 150 t/fractura para shale gas, lo que permite proyectar un consumo de estos materiales de 3 millones de t en 2021 y de aproximadamente 7,5 millones de t en 2030 (Academia Nacional de Ingeniería, 2014).

Los aditivos químicos incorporados en los fluidos de fractura hidráulica utilizados en Estados Unidos incluyen diversos componentes destinados a cumplir funciones específicas. Entre estos, se pueden mencionar compuestos tales como el ácido clorhídrico, que actúa como disolvente del cemento y de fracciones minerales evitando obstrucciones; los biocidas, como el 2,2-dibromo-3-nitropropionamida y el glutaraldehído, cuyo fin es evitar o controlar desarrollos bacterianos; el persulfato de amonio, que funciona como reductor de viscosidad cuando se utilizan determinados fluidos de fractura hidráulica; el cloruro de colina, cuya misión es controlar la migración de arcillas; el ácido cítrico, para el control de la precipitación de compuestos de hierro, el etilenglicol, cuyo rol es evitar incrustaciones; los agentes reguladores de pH, como el carbonato de potasio, el hidróxido de potasio, el hidróxido de sodio y el ácido acético; y los inhibidores de corrosión como el metanol, el alcohol propargílico y el isopropanol (United States Environmental Protection Agency, 2016).

En la tabla 13 se exhiben componentes químicos de aditivos utilizados en fluidos de fractura hidráulica inyectados en al menos el 10 % de los pozos individuales de Estados Unidos desde el 1 de enero de 2011 hasta el 28 de febrero de 2013. Estos fueron identificados por la US EPA en una revisión del registro de información química FracFocus 1.0, que otorga acceso público a los datos sobre los compuestos químicos utilizados en la fractura hidráulica en ese país (United States Environmental Protection Agency, 2016).

Tabla 13

Componentes químicos de aditivos de fluidos de fractura hidráulica inyectados en al menos el 10 % de los pozos individuales de Estados Unidos (1/1/2011-28/2/2013).

Denominación química (Chemical Abstracts Service Registry Number ¹)	% de uso en pozos individuales acorde a FracFocus 1.0
Metanol (67-56-1)	72
Destilados livianos de petróleo hidrotratados (64742-47-8)	65
Ácido clorhídrico (7647-01-0)	65
Agua ² (7732-18-5)	48
Isopropanol (67-63-0)	47
Etilenglicol (107-21-1)	46
Persulfato de amonio (7727-54-0)	44
Hidróxido de sodio (1310-73-2)	39
Goma guar (9000-30-0)	37
Cuarzo fino granular ² (14808-60-7)	36
Glutaraldehído (111-30-8)	34
Alcohol propargílico (107-19-7)	33
Hidróxido de potasio (1310-58-3)	29
Etanol (64-17-5)	29
Ácido acético (64-19-7)	24
Ácido cítrico (77-92-9)	24
2-Butoxietanol (111-76-2)	21
Cloruro de sodio (7647-14-5)	21
Solvente nafta (petróleo), aromático pesado (64742-94-5)	21
Naftaleno (91-20-3)	19
2,2-Dibromo-3-nitrilopropionamida (10222-01-2)	16
Resina fenólica (9003-35-4)	14
Cloruro de colina (67-48-1)	14
Metenamina (100-97-0)	14
Carbonato de potasio (584-08-7)	13
1,2,4-Trimetilbenceno (95-63-6)	13
Cloruro de benzalconio (68424-85-1)	12
Nonilfenoxipolietoxietanol (mezcla) (127087-87-0)	12
Ácido fórmico (64-18-6)	12
Clorito de sodio (7758-19-2)	11
Nonilfenoletoxilato (9016-45-9)	11
Sulfato de tetrakis(hidroximetil)fosfonio (55566-30-8)	11
Polietilenglicol (25322-68-3)	11
Cloruro de amonio (12125-02-9)	10
Persulfato de sodio (7775-27-1)	10

¹ CASRN (por sus siglas en inglés) asignado por el Chemical Abstracts Service, perteneciente a la American Chemical Society.

² El agua y el cuarzo fino son reportados como ingredientes en aditivos, adicionalmente al fluido base y a las arenas sostén.

Fuente: United States Environmental Protection Agency, 2016.

El informe del Instituto de Energía de la ANI de 2013 sobre los aspectos ambientales de la explotación de la Formación Vaca Muerta señala que los aditivos químicos del fluido de fractura hidráulica están destinados a mejorar el proceso y a evitar daños por corrosión y por oxidación

a la estructura del pozo, controlando riesgos posteriores de fugas y a incrementar la eficiencia de cada fractura al reducir la pérdida de carga por fricción. Respecto del riesgo de que estos componentes se filtren con potencialidad de impacto sobre el agua subterránea, el informe señala que muchos de los componentes químicos en cuestión son utilizados en la zona de Vaca Muerta en la producción convencional de hidrocarburos. Tanto en este tipo de producción como en la no convencional, los productos químicos y las cantidades utilizadas están sujetos a aprobación por parte de la autoridad competente (Academia Nacional de Ingeniería, 2013).

El documento también efectúa consideraciones respecto de la posibilidad de comunicación entre los acuíferos para potencial uso humano y los fluidos de fractura hidráulica o los que se extraigan. Al respecto, el informe menciona la diferencia entre las profundidades a la que se encuentra la Formación Vaca Muerta y las de los reservorios no convencionales de Estados Unidos. En tal sentido, se señala que los escasos acuíferos potencialmente aprovechables para uso humano en la región de Vaca Muerta alcanzan profundidades que no superan 250 m y están separados de los depósitos de shale por mantos rocosos de varios miles de metros de espesor. Por otra parte, desde el punto de vista tecnológico, el informe no asigna a la perforación de pozos de shale gas o de shale oil riesgos adicionales a los atribuibles a la perforación de pozos para la producción convencional de hidrocarburos (Academia Nacional de Ingeniería, 2013).

Con respecto a las profundidades de la Formación Vaca Muerta, una caracterización presentada en 2013 considera diversos parámetros para evaluar su calidad como reservorio no convencional y hace una comparación de sus magnitudes con las correspondientes a reservorios de tipo shale de Estados Unidos. La comparación de los intervalos de profundidad, establecida sobre la base de exploraciones realizadas por YPF, señala a la Formación Vaca Muerta como uno de los reservorios más profundos (Askenazi et al., 2013). En la tabla 14 se exhiben los intervalos de profundidad correspondientes a los reservorios de tipo shale estadounidenses, ordenados por profundidad mínima ascendente, y a la Formación Vaca Muerta, ubicándose esta última dentro de los tres reservorios con mayor profundidad mínima.

Tabla 14

Profundidades de los reservorios de tipo shale de Estados Unidos y de la Formación Vaca Muerta.

Formaciones		Intervalo de profundidad (km)
Reservorios de Estados Unidos	Fayetteville	0,3-2,1
	Lewis	0,9-1,8
	Marcellus	1,2-2,6
	Eagle Ford	1,2-4,2
	Woodford	1,8-3,4
	Barnett	2,0-2,6
	Haynesville	3,2-4,2
Vaca Muerta		2,0-3,5

Fuente: Askenazi et al., 2013.

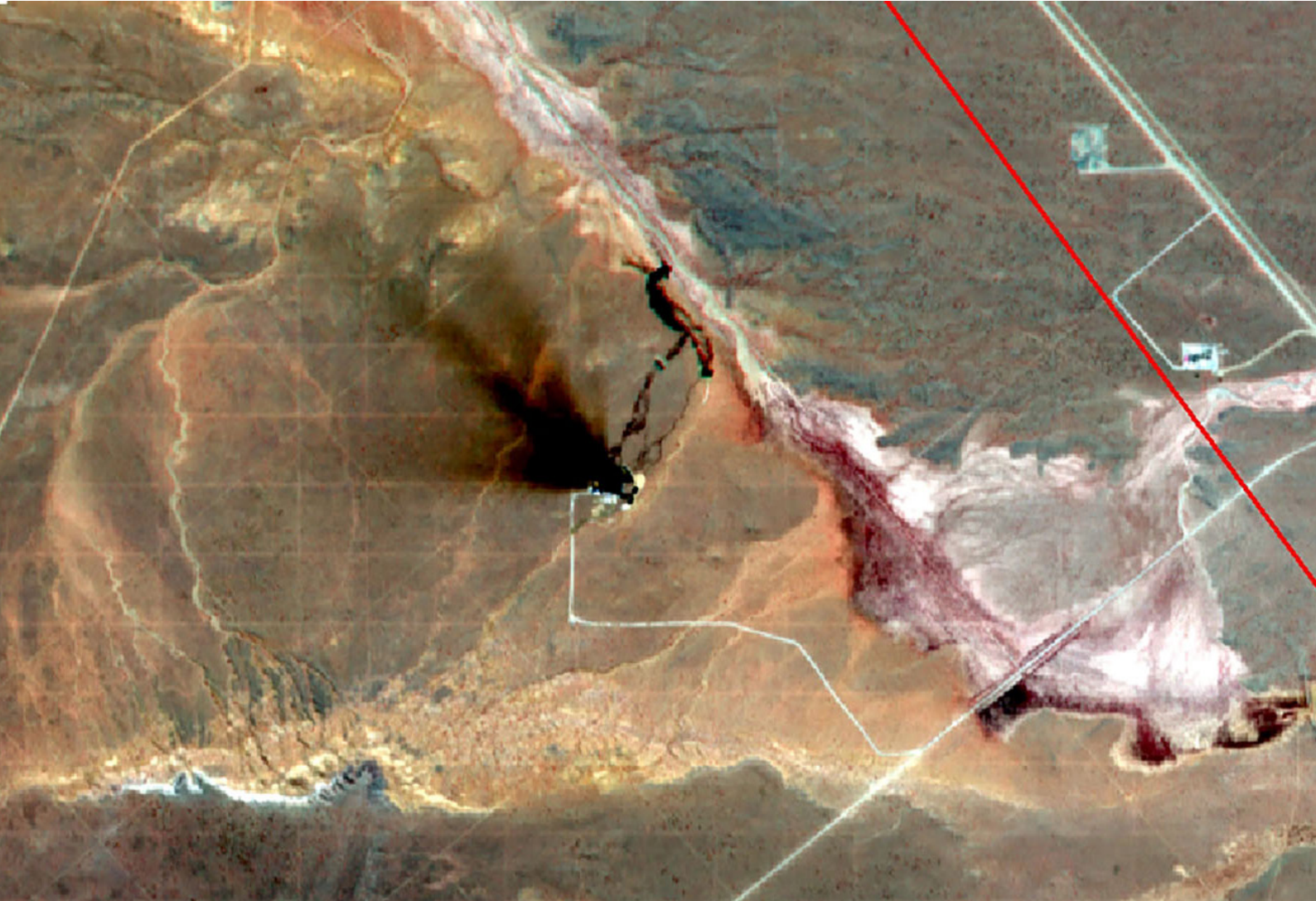
En relación con la hidrogeología de la región de Vaca Muerta, dos estudios señalan las características de dos importantes reservorios de agua subterránea dentro de la cuenca Neuquina: el Grupo Neuquén y la Formación Rayoso. Estos estudios aportan elementos sobre la profundidad del agua subterránea y su aptitud para consumo humano.

Un trabajo realizado por Alonso, Giusiano y Dufilho hace una caracterización hidrogeológica de la Formación Rayoso y de la sección inferior del Grupo Neuquén en la región centro norte de la provincia del Neuquén. Los autores señalaron el escaso conocimiento sobre las características y el comportamiento de las unidades acuíferas, en una zona en la que coexisten poblaciones que se abastecen de agua subterránea con un importante desarrollo de la producción de hidrocarburos. El informe identifica la ubicación de unidades acuíferas con salinidad apta para el consumo humano, considerando como valor límite para tal aptitud 1.000 ppm en términos de salinidad equivalente de cloruro de sodio. A partir de métodos indirectos de uso en la industria petrolera y de información obtenida de diferentes pozos de agua ubicados en el área de estudio, la caracterización realizada ubica las principales unidades acuíferas con salinidad apta para consumo humano a profundidades situadas en los intervalos 200 mbbp-500 mbbp (metros bajo boca del pozo), para la Formación Rayoso, y 300 mbbp-600 mbbp, para el Grupo Neuquén (Alonso et al., 2016).

Por su parte, el estudio del Sistema Acuífero Grupo Neuquén y Formación Rayoso, desarrollado por Gabriel Meconi sobre la base de información de origen petrolero y de trabajos hidrogeológicos realizados *ad hoc*, analiza un área de 13.000 km² en el centro de la cuenca Neuquina y la describe como un sistema acuífero “multicapa” o “multiunitario”, con comunicación hidráulica entre las capas, irregularmente separadas por acuitardos y acuícludos. Este sistema tiene funcionamiento libre en las capas superiores y semiconfinado/ confinado a mayor profundidad, siendo surgente en depresiones como el Bajo de Añelo y presentando capas acuíferas profundas con salinidad relativamente baja hasta cientos de metros de profundidad. La salinidad suele corresponder a la condición de aguas salobres, que no resultan en dicho caso aptas para abastecimiento de poblaciones, mientras que, en otros sitios, el agua tiene menor salinidad (Meconi, 2016).

El informe técnico y legal sobre fractura hidráulica en Argentina, realizado por el Centro de Derechos Humanos y Ambiente y la organización ECOJURE, menciona que si bien el distanciamiento geológico entre los reservorios no convencionales y los acuíferos poco profundos impediría, en principio, el flujo de hidrocarburos hacia ellos, existen dudas sobre las fracturas practicadas y su posible extensión, como también sobre la formación de fracturas naturales y la posibilidad de que ambas situaciones den lugar a la liberación de hidrocarburos hacia la superficie. Al respecto, señala la importancia de la aplicación de la técnica microsísmica (monitorización microsísmica) para estimar consistentemente la propagación de las fracturas hidráulicas (Centro de Derechos Humanos y Ambiente & ECOJURE, 2013).

En el mismo informe se plantean dudas sobre la integridad estructural de los pozos en función del tiempo y sobre el riesgo de eventuales problemas motivados por su deterioro y se destaca la falta de estudios que aborden tal problemática (Centro de Derechos Humanos y Ambiente & ECOJURE, 2013).



Fuente: (https://fotos.greenpeace.org.ar/Prensa/FTP/20181025%20Derrame%20YPF%20Vaca%20Muerta/derrame_VM_despues.jpg).

En relación con los riesgos ambientales de la producción de hidrocarburos en la Formación Vaca Muerta y con los potenciales impactos sobre los recursos hídricos en particular, cabe mencionar el derrame de petróleo de grandes proporciones acontecido en octubre de 2018 en el área de concesión Bandurria Sur, cuyas imágenes satelitales fueron difundidas por Greenpeace Argentina y por la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) (Sanzillo & Hipple, 2019).

3.4

Aspectos sociales relacionados con el agua en la producción no convencional de hidrocarburos

Las actividades vinculadas con la explotación de recursos shale y tight en el país, al igual que la explotación de recursos convencionales, provocaron efectos sociales relacionados con el aumento del equipamiento y de los servicios requeridos, del personal directo e indirecto demandado, de las infraestructuras necesarias, etcétera.

Un claro ejemplo lo constituye la localidad de Añelo que, desde 2015, es considerada la Capital Nacional de los Hidrocarburos no Convencionales, a partir de la Ley 27190. Esta pequeña localidad agrícola sufrió grandes cambios por su localización en una zona de paso entre ciudades de mayor tamaño, como Neuquén y Rincón de los Sauces. En 2010, Añelo tenía 2.689 habitantes (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2010) y en 2019 la población alcanzaba los 7.500 habitantes, de los cuales alrededor de 3.000 son añelenses (Villalba, 2018). Para 2025, se prevé una población de más de 22.500 habitantes (Forget et al., 2018).

Este crecimiento estuvo asociado al acelerado aumento del sector industrial por la instalación de empresas internacionales y locales, que requirieron mano de obra poco calificada y profesionales para trabajar en Parque Industrial Municipal y en grandes operadoras. Además, en la provincia del Neuquén, por cada empleo directo en el sector se generaron otros tres puestos indirectos. En esta provincia, en 2013 las empresas operadoras generaron 14.000 puestos de trabajo que ascendían a 40.000 si se contabilizaban los empleados de las empresas prestadoras de servicios (Villalba, 2018).

La crisis habitacional, asociada a la explosión demográfica que implica la llegada de contingentes de individuos en busca de buenas oportunidades laborales, incide directamente en el incremento desmesurado de los precios de los alquileres.

Algo similar aconteció en Comodoro Rivadavia, que provee trabajadores a Cerro Dragón, el yacimiento de petróleo más importante del país y en el que opera un clúster de empresas. Hoy, ese clúster que concentra aproximadamente 20.000 trabajadores ha generado un significativo desorden social, producto de un crecimiento demográfico descontrolado. Allí se manifiestan distintos tipos de desigualdad. Por un lado, existe disparidad y heterogeneidad salarial entre los trabajadores del petróleo y los no petroleros, situación que aumenta el costo

de vida, ya que para determinar los precios se toman como referencias los salarios más elevados, correspondientes a los petroleros. Por otro lado, existe disparidad entre el Estado, las grandes empresas y las pequeñas y medianas empresas, ya que estas últimas son las que más sufren presiones sindicales y las más perjudicadas en las negociaciones con las grandes empresas (Acacio, 2015).

En estas ciudades emergentes de la producción de hidrocarburos, el aislamiento en el que se encuentran los trabajadores del petróleo, los períodos de inactividad que se alternan con períodos de largas jornadas laborales, los altos salarios que reciben y la poca oferta de esparcimiento traen aparejados (Acacio, 2015):

- o Criminalidad: Comodoro Rivadavia es una de las ciudades argentinas con el índice más alto de criminalidad (en 2012 fue casi tres veces superior al promedio nacional).
- o Trata de personas y prostitución: la acentuación de los estereotipos de la división sexual del trabajo se refleja en la percepción de que el trabajo petrolero es mero esfuerzo físico, lo que implica relaciones machistas a nivel urbano, en las que la mujer tiene pocas o ninguna posibilidad de inserción laboral. Se observan incrementos graduales de casos de VIH, de prostíbulos y de intercambios sexuales por objetos como celulares.
- o Juego: proliferación de casinos y de salas de juego en ciudades como Neuquén.

Los mayores conflictos registrados entre las comunidades indígenas y las grandes corporaciones se iniciaron a partir de la firma de la nueva Ley de Hidrocarburos y del pacto YPF-Chevron. Estas comunidades denunciaban la no aplicación del Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) ratificado por Argentina mediante la Ley 24071 de 1992, por el cual las comunidades indígenas deben prestar consentimiento previo, libre e informado ante cualquier cuestión que afecte la actividad en su territorio y ante el avasallamiento de los territorios comunales de distintas poblaciones originarias.

Este convenio establece el derecho de los pueblos originarios a participar en la utilización, la administración y la conservación de los recursos naturales existentes en sus tierras, que deberán ser especialmente protegidas. En el caso de que se hallen minerales o recursos del subsuelo, los Gobiernos deberán establecer procedimientos de consulta sobre la afectación de los intereses de esos pueblos antes de autorizar la prospección o explotación de los recursos y, de ser posible, los pueblos interesados deberán participar de los beneficios que reporte la actividad y recibir una indemnización equitativa por cualquier daño que pueda sufrir como resultado de la misma (Ley 24071, 1992).

En este contexto, las comunidades asociaban los problemas de salud que los aquejaban con la contaminación petrolera y denunciaban la recurrencia de derrames y “accidentes” ambientales. También se sumaron a la resistencia distintas poblaciones y organizaciones sociales: espacios asamblearios como Entre Ríos Libre de Fracking, la Asamblea Popular Colón y Asamblea Ciudadanía Concordia, entre otros (Acacio, 2015) (Valiente & Radovich, 2016). Una veintena de comunidades mapuches del Neuquén sostuvo conflictos con las industrias petroleras por el uso del suelo (Forget et al., 2018). Algunas de estas luchas llevaron a la

firma de actas de acuerdo de paz social y diálogo permanente, espacios de reclamo sobre la delimitación de la ocupación de sus comunidades. Habitantes de la localidad de Añelo y militantes de organizaciones sociales también han reclamado, por su parte, el derecho a un ambiente sano, al trabajo y a la salud.

Otros sectores de la población también manifestaron su posición en relación con el *fracking*. La ciudad de Cinco Saltos, en la provincia de Río Negro, por ejemplo, aprobó en diciembre de 2012 la primera normativa de ciudad anti-*fracking* de Argentina (Riffo, 2018).

Por su parte, Entre Ríos es pionera en sancionar una reglamentación de alcance provincial que prohíbe “la prospección, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos por métodos no convencionales, incluyendo la técnica de fractura hidráulica” (Ley 10477, 2017).

En relación con las áreas naturales, la actividad no convencional avanza en el área natural protegida Auca Mahuida, creada en 1996, por la provincia del Neuquén. El área fue concebida como reserva de usos múltiples, para la conservación del ecosistema y la protección de sistemas y procesos ecológicos, en una relación armónica entre las actividades humanas y el mantenimiento de los recursos (Forget et al., 2018).

Emprendimientos como Vaca Muerta ponen en evidencia que la forma y la magnitud de los cambios que se producen amenazan la sostenibilidad territorial. Sin embargo, la explotación energética histórica en la cuenca Neuquina ha sentado las bases y consolidado un sustrato rico en infraestructura, servicios, información y organización político-administrativa. Además, ha otorgado identificación con la actividad, permitiendo que esta región sea considerada como el corazón energético del país.

Por su parte, lo acontecido en Añelo evidenció la crisis de los servicios y de las condiciones sanitarias, que no alcanzaron para satisfacer las necesidades de las empresas y de los trabajadores que llegaban a la ciudad. Las empresas comenzaron a instalarse sobre la ruta provincial n° 7, que atraviesa la ciudad, y en el Parque Industrial Municipal. Las tierras municipales que se destinaron al uso industrial no contaban con los servicios básicos de luz, agua, gas ni cloacas y las instalaciones existentes funcionaban con generadores eléctricos propios y algunos paneles solares (Villalba, 2018).

Por este motivo, se elaboraron varios planes de ordenamiento. Uno de los más relevantes se realizó durante 2013-2014 en conjunto entre el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Fundación YPF y los Gobiernos nacional, provincial y municipal, en el marco de la Iniciativa Ciudades Emergentes y Sostenibles (ICES). Se elaboró un plan de desarrollo denominado Añelo Sostenible, Innovación para la Planificación de la Ciudad, con el objetivo de “planificar el desarrollo de la ciudad con equidad y con gestión adecuada de recursos que permitan construir un núcleo urbano sostenible en el largo plazo”. Este plan permitió avanzar en temas relacionados con el recurso agua para bebida, con el espacio público, con el saneamiento, etcétera.

3.5

Aspectos tecnológicos relacionados con el agua en la producción no convencional de hidrocarburos

3.5.1

Aspectos tecnológicos relacionados particularmente con el agua en la producción no convencional de hidrocarburos

Los aspectos tecnológicos analizados a continuación refieren a la Formación Vaca Muerta, de la misma forma que los aspectos ambientales evaluados previamente, en función del conocimiento disponible sobre este reservorio, que actualmente se encuentra en explotación, con posibilidades de expansión.

Con base en el importante historial con el que cuenta esta actividad extractiva en Estados Unidos, se toman en consideración criterios e informaciones difundidas por la US EPA respecto de las instancias que integran el ciclo del agua en la producción no convencional de hidrocarburos.

3.5.2

Requerimientos de agua

Los volúmenes de agua captados para la producción no convencional de hidrocarburos están destinados mayoritariamente a las operaciones de fractura hidráulica.

El agua es el fluido base de la mayoría de los fluidos de fractura hidráulica. Un fluido acuoso de fractura hidráulica típico está compuesto por agua (en un 90 % a 97), arenas de sostén (entre un 2 % y un 10 %) y aditivos químicos (2 % o menos). Los requerimientos de agua fresca para la fractura hidráulica dependen de factores tales como el tipo de pozo, el diseño de la fractura hidráulica y el tipo de fluido de fractura hidráulica (United States Environmental Protection Agency, 2016).

La referida proyección del consumo de agua fresca publicada en 2014 por el Instituto de Energía de la ANI en relación con los requerimientos de la explotación de la Formación Vaca Muerta considera las diferencias entre la producción de petróleo (shale oil) y de gas (shale gas) en cuanto a la demanda de agua fresca y a las posibilidades de reutilización del agua y tiene en cuenta la cantidad de pozos esperada, los tipos de pozos, la cantidad de etapas de fractura y el volumen de agua por etapa de fractura. Esto permite caracterizar los requerimientos de agua fresca en función de la densidad del fluido a extraer y modelar la reutilización del agua, procurando menores insumos de agua fresca por mejor eficacia de fractura y el incremento del nivel de reutilización del agua (Academia Nacional de Ingeniería, 2014). Los insumos estimados de agua fresca por fractura resultantes de esta modelación se exhiben en la tabla 15.

Tabla 15

Insumos de agua fresca por fractura estimados para Vaca Muerta.

Escenario de producción	Año	Insumo de agua fresca [m ³ /fractura]
Petróleo	2014	1.580
	2020	950
	2030	360
Gas	2014	1.050
	2020	680
	2030	240

Fuente: Academia Nacional de Ingeniería, 2014.

Respecto de las fuentes de agua fresca, la provincia del Neuquén establece la prelación de uso para abastecimiento humano, irrigación, uso terapéutico-termal, uso industrial, generación de energía hidráulica, estanques y piletas; existiendo en todos los casos la restricción de que el caudal máximo de captación no debe superar el 50 % del caudal afluente, con la ya referida prohibición expresa para la producción no convencional de hidrocarburos del uso de aguas subterráneas aptas para abastecimiento humano o irrigación (Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén, 2018).

El IAPG, en su práctica recomendada sobre la gestión del agua en la producción no convencional de hidrocarburos en el área de influencia de la cuenca Neuquina, ha señalado la importancia de considerar la posibilidad de utilización de aguas subterráneas de baja calidad, no aptas para uso humano o irrigación, en operaciones de perforación y de fractura hidráulica (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013).

3.5.3

Gestión ambiental del agua

La gestión ambiental del agua constituye una parte sustantiva de la gestión ambiental de la producción no convencional de hidrocarburos. Resulta relevante para tal gestión el diseño y la implementación de un programa apropiado de monitorización de la calidad de los recursos hídricos subterráneos y superficiales en el área de influencia de las actividades.

La US EPA ha identificado valores de toxicidad crónica oral para varios de los compuestos químicos utilizados en la producción no convencional de hidrocarburos en Estados Unidos. De los componentes listados en la tabla 13, reportados en el registro de información química FracFocus 1.0 como de mayor frecuencia de uso en fluidos de fractura hidráulica, nueve poseen valores de referencia de toxicidad oral crónica asociados a diversos efectos críticos (United States Environmental Protection Agency, 2016). La tabla 16 expone dichos valores de referencia.

Tabla 16

Valor de referencia de toxicidad crónica oral para algunos componentes químicos de aditivos de fluidos de fractura hidráulica reportados en al menos el 10 % de los pozos individuales de Estados Unidos según FracFocus 1.0.

Denominación química (CASRN) ¹	Valor de referencia de toxicidad crónica oral ² [mg/(kg x día)]	Efecto crítico
<i>Alcohol propargílico (107-19-7)</i>	0,002	Toxicidad renal y hepática
<i>1,2,4-Trimetilbenceno (95-63-6)</i>	0,01	Disminución de la sensibilidad al dolor
<i>Naftaleno (91-20-3)</i>	0,02	Decrecimiento del peso corporal final
<i>Clorito de sodio (7758-19-2)</i>	0,03	Efectos sobre el neurodesarrollo
<i>2-Butoxietanol (111-76-2)</i>	0,1	Deposición de hemosiderina en el hígado
<i>Cloruro de benzalconio (68424-85-1)</i>	0,44	Decrecimiento del peso corporal y de la ganancia de peso
<i>Ácido fórmico (64-18-6)</i>	0,9	Toxicidad reproductiva
<i>Etilenglicol (107-21-1)</i>	2	Toxicidad renal
<i>Metanol (67-56-1)</i>	2	Anomalía cervical

¹ Valor protector de la salud humana que describe la dosis diaria de exposición a una sustancia que es esperable que no cause un riesgo apreciable de efectos adversos.

Fuente: United States Environmental Protection Agency, 2016.

Algunos de los componentes listados en la tabla 16 (1,2,4-trimetilbenceno, naftaleno y metanol) integran la composición de un fluido de fractura hidráulica utilizado en agosto de 2012 en Neuquén, según lo publicado como ejemplo ilustrativo por el IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013).

La US EPA sostiene que la evaluación de los riesgos asociados con el uso de los compuestos químicos potencialmente peligrosos para la salud humana resulta más consistente si se realiza a nivel local o regional, dada la variabilidad de los compuestos químicos utilizados en los pozos y de las características específicas de sus locaciones. Tal evaluación requiere esfuerzos que podrían incluir la monitorización de aguas subterráneas y de aguas superficiales en el área de influencia de las actividades de fractura hidráulica y programas de investigación específicos para una mejor caracterización del destino ambiental y del transporte de los compuestos químicos usados y de sus riesgos para la salud humana (United States Environmental Protection Agency, 2016).

En este sentido, el análisis sobre la producción no convencional de hidrocarburos realizado por Ana Pechen, perteneciente al Centro de Investigación en Toxicología Ambiental y Agrobiotecnología del Comahue, menciona la necesidad de la monitorización de los recursos hídricos subterráneos y superficiales que incluya la determinación de todos los compuestos químicos utilizados en función de su toxicidad y de su movilidad, con el necesario el establecimiento de una línea de base previa al inicio de las operaciones de fractura hidráulica (Pechen, 2018).

Por su parte, el citado informe publicado en 2014 por el Instituto de Energía de la ANI señala entre los requerimientos tecnológicos, logísticos y de recursos humanos que plantea el desarrollo de la explotación de la Formación Vaca Muerta los inherentes a la programación y a la coordinación de la utilización local del agua; al sistema de monitorización y protección de acuíferos y napas freáticas; y al control, tratamiento y reutilización del agua recuperada (Academia Nacional de Ingeniería, 2014).

3.5.4

Preparación del fluido de fractura hidráulica

La preparación del fluido de fractura hidráulica es una operación compleja que se realiza en el sitio, hasta donde son transportados el agua utilizada como fluido base, las arenas de sostén y los aditivos químicos; y que requiere de un equipamiento múltiple para almacenar estos componentes, mezclarlos en las proporciones especificadas, presurizar el fluido de fractura hidráulica y transferirlo para su inyección en el pozo. Los aditivos químicos y las arenas sostén pueden ser mezcladas con el agua a diferentes tiempos y en cantidades distintas durante la fractura hidráulica, lo cual puede dar lugar a variaciones en la composición del fluido inyectado (United States Environmental Protection Agency, 2016).

La US EPA refiere que en Estados Unidos se ha reportado la ocurrencia de derrames de fluidos de fractura hidráulica y de aditivos durante la etapa de preparación, que han alcanzado aguas superficiales, con potencial de alcanzar aguas subterráneas. Para contrarrestar dichas pérdidas y sus impactos, se adoptan prácticas de prevención mediante sistemas de contención secundaria como revestimientos y bermas al efecto de evitar que alcancen el suelo, el agua subterránea o el agua superficial (United States Environmental Protection Agency, 2016).

El IAPG, en su práctica recomendada sobre la gestión del agua en la producción no convencional de hidrocarburos en el área de influencia de la cuenca Neuquina ha incluido consideraciones de buenas prácticas en lo referente al transporte hasta la locación del pozo de todos los componentes de los fluidos de fractura hidráulica y al manejo de dichos componentes antes, durante y con posterioridad a la operación de fractura hidráulica (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013).



Fuente: (<https://media.lmneuquen.com/p/882de383a0a3292c33706698bfdc8958/adjuntos/242/imagenes/004/181/0004181984/1200x675/smart/set-loma-campanajpg.jpg>).

3.5.5

Inyección y movimiento del fluido de fractura hidráulica

La US EPA refiere que en Estados Unidos se han reportado casos de impactos sobre el agua subterránea apta para consumo humano durante la inyección y el movimiento del fluido de fractura hidráulica. Esta casuística ha estado, en particular, asociada con fallas de integridad estructural de los pozos, pero ha habido situaciones de ingreso de fluido de fractura hidráulica al agua subterránea por realizarse la fractura en la proximidad de los acuíferos. De tal modo, el aseguramiento de la integridad estructural de los pozos y la existencia de una gran separación entre los acuíferos y la formación objeto de fractura constituyen factores importantes en la reducción de impactos sobre los acuíferos (United States Environmental Protection Agency, 2016).

3.5.6

Caracterización de las aguas que ascienden a la superficie

La US EPA denomina genéricamente como agua producida a las aguas de variada calidad que se generan como subproducto de la fractura hidráulica, que pueden contener: fluido de fractura hidráulica, agua de la formación rocosa y productos de reacción de los aditivos químicos del fluido de fractura hidráulica. El fluido acuoso que asciende inicialmente luego de la fractura hidráulica está conformado mayoritariamente por fluido de fractura hidráulica que retorna como consecuencia de liberarse al pozo de la presión aplicada; de allí la denominación de *flowback*. Ulteriormente, el fluido que alcanza la superficie contiene agua y cantidades significativas de hidrocarburos, que son separados y recolectados (United States Environmental Protection Agency, 2016).

El IAPG, de manera análoga, diferencia el fluido de retorno (*flowback*) del agua producida, a la que denomina agua de producción, señalando que no existe una diferenciación estricta de cuando el *flowback* cambia a agua de producción, ya que ambos coexisten como una mezcla. En cuanto al volumen del *flowback*, señala que, en reservorios de tipo shale, se han observado porcentajes del orden de 10 % al 40 % respecto del volumen de fluido de fractura hidráulica inyectado (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013).

En la tabla 17 se exhiben volúmenes de *flowback* registrados en 2015 en el área de concesión Loma Campana de la Formación Vaca Muerta, desagregados por empresa, presentados por la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén en 2018. El volumen total de *flowback* registrado alcanzó el 27,14 % del volumen total de agua utilizada para estimulación hidráulica (Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén, 2018).

Tabla 17

Volúmenes de *flowback* registrados en emprendimientos de explotación no convencional en Loma Campana (2015).

Empresas	Volumen de agua para todas las etapas de estimulación hidráulica (m ³)	Volumen de <i>flowback</i> (m ³)
YPF S. A.	1.131.523	371.947,90
Petrobras Argentina S. A.	51.278	351,00
Total Austral S. A.	181.738	35.523,00
Pan American Energy	85.170	7.208,90
O&G Developments LtD S. A.	81.389	583,00
Total	1.531.099	415.613,80

Fuente: Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén, 2018.

El agua producida puede contener diversos componentes, dependiendo de la preparación del fluido de fractura hidráulica y de las características del reservorio explotado. La US EPA ha detallado los grupos componentes reportados generalmente: sales (iones cloruro, bromuro, sulfato, sodio, magnesio y calcio), metales (bario, manganeso, hierro y estroncio), compuestos orgánicos de ocurrencia natural (BTEX –benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos–, aceites y grasas), materiales radioactivos (radio), compuestos químicos de los aditivos del fluido de fractura hidráulica y sus productos de reacción, y productos químicos de tratamiento del agua producida, uno de cuyos propósitos es su separación de los hidrocarburos (United States Environmental Protection Agency, 2016).

En la tabla 18 se exponen concentraciones mínimas y máximas recopiladas por la US EPA para varios constituyentes geoquímicos de aguas producidas en pozos de shale gas de Estados Unidos.

Tabla 18**Concentraciones mínimas y máximas para constituyentes geoquímicos de aguas producidas en pozos de shale gas de Estados Unidos.**

Constituyente	Unidad	Concentración mínima y máxima ¹
Alcalinidad	mg/l	160–188
Carbonatos ácidos	mg/l	ND–4.0002
Nitratos	mg/l	ND–2.670
pH	Unidades de pH	1,21–8,36
Fosfatos	mg/l	ND–5,3
Sulfatos	mg/l	ND–3.663
Radio ³	pCi/g	0,65–1,031
Aluminio	mg/l	ND–5.290
Boro	mg/l	0,12–24
Bario	mg/l	ND–4.370
Bromuros	mg/l	ND–10.600
Calcio	mg/l	0,65–83.950
Cloruros	mg/l	48,9–212.700
Cobre	mg/l	ND–15
Flúor	mg/l	ND–33
Hierro	mg/l	ND–2.838
Litio	mg/l	ND–611
Magnesio	mg/l	1,08–25.340
Manganeso	mg/l	ND–96,5
Potasio	mg/l	0,21–5.490
Sodio	mg/l	10,04–204.302
Estroncio	mg/l	0,03–1.310
Zinc	mg/l	ND–20

¹ Rangos resultantes de la recopilación de 541 datos.

² ND: no detectado.

³ Isótopo ²²⁶Ra.

Fuente: United States Environmental Protection Agency, 2016.

En su práctica recomendada sobre la gestión del agua en la producción no convencional de hidrocarburos en el área de influencia de la cuenca Neuquina, el IAPG ha mencionado determinaciones analíticas que podrían ser consideradas para caracterizar y monitorizar los fluidos de retorno de la fractura hidráulica. Asimismo, a modo de ejemplo, ha incluido algunos análisis fisicoquímicos realizados sobre tales fluidos (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013). En la tabla 19 se exhiben los resultados de tales análisis.

Tabla 19**Análisis fisicoquímico de un flowback.**

Determinación	Unidad	Resultado
pH (in situ)	Unidades de pH	6,93
Temperatura (in situ)	°C	16,50
Densidad a 17 °C	g/cm ³	1,064
Conductividad a 25 °C	μS/cm	176.000,00
Resistividad a 25 °C	Ω/m	0,057
Sulfuro de hidrógeno (in situ)	mg/l	0,40
Dióxido de carbono (in situ)	mg/l	112,64
Cloruros	mg/l	59.000,00
Sulfatos	mg/l	340,00
Carbonatos (in situ)	mg/l	No cuantificado
Carbonatos ácidos (in situ)	mg/l	419,60
Calcio	mg/l	11.422,80
Magnesio	mg/l	2.188,08
Sodio	mg/l	20.023,56
Hierro total (in situ)	mg/l	82,50
Hierro ferroso (in situ)	mg/l	60,00
Hierro férrico (in situ)	mg/l	22,50
Bario	mg/l	33,00
Potasio	mg/l	2.115,00
Total de sólidos disueltos	mg/l	95.624,54
Total de sólidos en suspensión (in situ)	mg/l	112,00
Dureza total	mg CaCO ₃ /l	37.500,00
Dureza cálcica	mg CaCO ₃ /l	28.557,00
Dureza magnésica	mg CaCO ₃ /l	8.971,10
Alcalinidad total	mg CaCO ₃ /l	344,10
Hidrocarburos totales	%/V	11,00
Sólidos sedimentables en 10 min	ml/l	<0,05
Sólidos sedimentables en 2 h	ml/l	<0,05

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013.

Por otra parte, el IAPG incluyó también como ejemplo resultados de determinaciones de materiales radioactivos de ocurrencia natural, que se exhiben en la tabla 20. Estos materiales, que son identificados como Materiales Radioactivos de Origen Natural (NORM, por sus siglas en idioma inglés), se encuentran presentes en las formaciones naturales, siendo típicamente transportados en muy bajas concentraciones desde la formación hasta la superficie con el agua de producción. Las formaciones deben ser evaluadas para determinar la posible existencia de NORM y sus concentraciones (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013).

Tabla 20

Análisis de material radioactivo.

Material radioactivo	Unidad	Fecha	
		22/10/2012	26/10/2012
Uranio	$\mu\text{g/l}$	24,0	22,3
²²⁶ Ra	pCi/l	303,5	213,5

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013.

En relación con la caracterización de las aguas generadas como *flowback* y agua de producción, se ha señalado que la variabilidad y la complejidad de su composición presentan dificultades tanto para el análisis cualitativo como para el cuantitativo. En este sentido, la cromatografía gaseosa ha presentado limitaciones en la determinación de cierto tipo de compuestos orgánicos, particularmente aquellos de mayor polaridad y no volátiles. Se ha mencionado que la aplicación de técnicas de cromatografía líquida de alta resolución acopladas con espectrometría de masas permitirá avanzar en el análisis de algunos de los aditivos del fluido de fractura hidráulica y de sus productos de transformación, lo cual posibilitará una caracterización más exhaustiva de estas matrices acuosas problemáticas (Pechen, 2018).

3.5.7

Manejo de las aguas que ascienden a la superficie

El manejo de las aguas que resultan de la producción no convencional de hidrocarburos, *flowback* y agua producida, comprende su recolección en el sitio y su transporte para su posterior reutilización o disposición, lo que demanda previsiones de almacenamiento en el sitio y de conducción desde este. La US EPA refiere que en Estados Unidos se ha reportado la ocurrencia de derrames en el transcurso de estas instancias de gestión, que han alcanzado aguas subterráneas e incluso han llegado a aguas superficiales (United States Environmental Protection Agency, 2016).

Al respecto, el IAPG ha incluido consideraciones sobre el manejo apropiado de los fluidos de retorno de la fractura hidráulica (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013).

3.5.8

Reutilización y disposición de las aguas que ascienden a la superficie

Las aguas resultantes de la fractura hidráulica, a las que se suele denominar líquidos residuales de la fractura hidráulica, pueden ser destinadas a reutilización en otras operaciones de fractura hidráulica, con o sin tratamiento previo, o ser dispuestas. La disposición de los líquidos residuales en Estados Unidos contempla como alternativas la inyección controlada en pozos profundos, la descarga con o sin tratamiento previo en cuerpos de agua superficiales y la descarga sobre el suelo en fosas de evaporación mediante irrigación. Las prácticas de disposición de líquidos residuales, tanto sobre el suelo como sobre cuerpos de agua superficiales, han provocado en algunas instancias impactos sobre la calidad de los recursos hídricos subterráneos y superficiales (United States Environmental Protection Agency, 2016).

Por su parte, el IAPG se ha referido a las posibilidades de tratamiento y de reutilización del *flowback* y del agua de producción generados en las operaciones de fractura hidráulica, para lo cual es necesario evaluar su calidad y la viabilidad de su adecuación a los requerimientos de los fluidos de fractura hidráulica. En general, establece para el destino del *flowback* el siguiente orden de prelación: reutilización en la locación del pozo; envío a instalaciones de tratamiento, con el objetivo de su reutilización o para su disposición como líquido residual; inyección en pozos sumideros habilitados. Dichos pozos, también denominados de inyección profunda, poseen condiciones de entrapamiento estructural y de roca sello que garantizan la estanqueidad de los fluidos dispuestos, imposibilitando su vinculación con las aguas dulces subterráneas (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013).

Respecto de la gestión de las aguas de retorno, las disposiciones legales y reglamentarias de la provincia del Neuquén establecen que estas deben ser sometidas en su totalidad a un sistema de tratamiento que habilite las alternativas de reutilización admitidas, la reutilización en la extracción de hidrocarburos y la reutilización en irrigación asociada con un proyecto productivo o de recomposición ambiental de un área intervenida; o la disposición final mediante la inyección en pozos sumideros. Estas disposiciones excluyen el vertido a cursos o cuerpos de agua aun con tratamiento previo. En lo concerniente a la disposición final, las reglamentaciones provinciales neuquinas establecen diversas condiciones para la autorización de un pozo sumidero. Dichas condiciones involucran requerimientos inherentes a la integridad física del pozo, a las características geológicas y al fluido a disponer (Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén, 2018). En la tabla 21 se exponen de manera sintética estos requerimientos.

Tabla 21**Condiciones para la aprobación de un pozo sumidero en la provincia del Neuquén.**

Aspectos considerados	Requerimientos
Integridad física del pozo	Perfil de cementación que demuestre una buena adherencia del cemento en los niveles punzados. Perfil de corrosión que demuestre la integridad y el espesor de la cañería. Pruebas de hermeticidad que demuestren el estado de estanqueidad del pozo. Perfil de tránsito de fluido que demuestre que el fluido inyectado ingresa solamente a los niveles pretendidos.
Características geológicas	Características de la formación sumidero. Características de la formación sello que aísla hidráulicamente el nivel que se utilizará como sumidero. Mapa isopáquico de la formación sumidero y de la formación sello. Perfil sísmico que demuestre la continuidad lateral de la formación sumidero y de la formación sello. Profundidad del Grupo Neuquén o niveles acuíferos, de la formación sumidero, de la formación sello y de los niveles a inyectar.
Fluido a disponer	Características y origen del fluido a inyectar, caudal y presión prevista. Análisis fisicoquímico del fluido a inyectar. Análisis fisicoquímico del agua de formación que se utilizará como sumidero. Análisis de compatibilidad de aguas entre el fluido a inyectar y el agua de la formación sumidero. Simulación de la inyección en la que se muestre el área que resultará invadida anualmente por la inyección y por las presiones generadas.

Fuente: Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén, 2018.

En la tabla 22 se exhiben los datos sobre la gestión del *flowback* registrados en 2015 en el área de concesión Loma Campana de la Formación Vaca Muerta, desagregados por empresa (Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén, 2018).

Tabla 22**Datos sobre la gestión del flowback registrados en emprendimientos de explotación no convencional en Loma Campana (2015).**

Empresas	Flowback generado (m ³)	Flowback reutilizado (m ³)	Flowback dispuesto en pozos sumideros (m ³)	S/D (m ³)
YPF S. A.	371.947,9	31.621,0	248.923,8	91.394,1
Petrobras Argentina S. A.	351,0	0,0	351,0	0,0
Total Austral S. A.	35.523,0	821,1	34.701,9	0,0
Pan American Energy	7.208,9	5.483,0	1.725,9	0,0
O&G Developments Ltd S. A.	583,0	0,0	583,0	0,0
Total	415.613,8	37.925,1	286.294,6	91.394,1
Porcentaje sobre flowback generado total		9,125 %	68,885 %	21,990 %

Fuente: Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén, 2018.

3.5.9

Protocolización y control de la gestión de residuos

En el estudio realizado en 2014 por la FARN sobre la producción no convencional de hidrocarburos, se identifica la problemática de la generación de grandes volúmenes de residuos y su gestión como uno de los grandes desafíos de esta actividad extractiva. Se mencionan los lodos y recortes generados en la perforación de los pozos, a los que se identifica como *cutting*, y los flujos de retorno de la fractura hidráulica, planteándose la necesidad de fortalecer los aspectos vinculados con la gestión de todos los residuos, tanto en lo concerniente a las alternativas de reutilización como a la disposición final, a fin de darles un destino adecuado y evitar daños ambientales (Fundación Ambiente y Recursos Naturales, 2014).

El ya citado análisis de Ana Pechen sobre la producción no convencional de hidrocarburos señala también los grandes volúmenes de residuos asociados con esta actividad extractiva, e identifica entre las fuentes potenciales de contaminación de los recursos hídricos a la acumulación de residuos peligrosos en las cercanías de los sitios de disposición de aguas residuales. En tal sentido, considera que todo plan de perforación de pozos requiere una instancia previa de evaluación y de autorización de los protocolos de manejo de residuos y de la implementación de controles exhaustivos para prevenir el daño ambiental (Pechen, 2018).

La necesidad de la protocolización y del control de la gestión de los residuos de la producción no convencional de hidrocarburos es extensiva a las operaciones ejecutadas por empresas prestadoras de servicios. Al respecto, cabe mencionar que en diciembre de 2018 el vertedero operado por la empresa prestadora de servicios Treater, destinado a la disposición de residuos de *fracking* provenientes de diversas empresas operantes en la explotación de Vaca Muerta, fue motivo de objeciones (Sanzillo & Hipple, 2019).

3.6

Aspectos institucionales y legales relacionados con el agua en la producción no convencional de hidrocarburos

3.6.1

Organizaciones de gestión y regulación hídrica

A partir de la reforma constitucional de 1994, ha quedado expresamente establecido que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”. También la jurisdicción, es decir la potestad de reglamentar las relaciones emergentes de su aprovechamiento, defensa y conservación, corresponde a las provincias, puesto que es una potestad inherente al dominio (Pochat, 2005).

El Decreto 50/2019 establece que cada provincia tiene su autoridad de aplicación en materia de recursos hídricos. La organización gubernamental nacional con competencia en recursos hídricos es la Secretaría de Infraestructura y Política Hídrica (SlyPH), que asiste en la elaboración, propuesta y ejecución de la política hídrica nacional y ejerce como contralor del accionar de algunas organizaciones de cuenca (Decreto 50, 2019).

El COHIFE, conformado por los Estados provinciales, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y el Estado nacional, fue creado como instancia federal para el tratamiento de los aspectos de carácter global, estratégico, interjurisdiccional e internacional de los recursos hídricos, tal como lo establecen el Acuerdo Federal del Agua, firmado en 2003 (Consejo Hídrico Federal, 2003a) y la Ley 26438, sancionada en 2008 (Ley 26438, 2008). Una de sus funciones es promover el desarrollo armónico e integral del país en materia de recursos hídricos en el marco de los Principios Rectores de Política Hídrica de la República Argentina, con el objeto de alcanzar una gestión integrada de los recursos hídricos respetando el dominio originario de las provincias sobre estos.

Los Principios Rectores de Política Hídrica brindan lineamientos para integrar aspectos técnicos, sociales, económicos, legales, institucionales y ambientales del agua y promueven la creación de organizaciones de cuenca interjurisdiccionales como unidades de gestión (Consejo Hídrico Federal, 2003b). El alcance de las competencias de las distintas organizaciones de cuenca está sujeto al acuerdo entre las jurisdicciones que las conforman.

Actualmente, existe explotación no convencional de gas natural en el ámbito del Comité Interjurisdiccional del Río Colorado (COIRCO), de la Autoridad Interjurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) y de la Comisión Regional del Río Bermejo (COREBE) (Secretaría de Energía, 2020a).

Además, en las cuencas de las dos primeras organizaciones gubernamentales se explota petróleo de manera no convencional. En 2019, también se otorgaron concesiones para la explotación de hidrocarburos en el ámbito de la COREBE, de la Comisión Interjurisdiccional Argentina de la Cuenca del Río Pilcomayo y del Sistema Desaguadero, que no cuenta con una organización de cuenca formalmente constituida (Secretaría de Energía, 2020a).

Es particular el caso del COIRCO, ya que las provincias que lo conforman (junto con el Estado nacional) delegaron en este facultades en materia ambiental y, pocos años después, la organización fue incorporado al sistema de contralor técnico operativo de las actividades de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos (reguladas por la Ley 17319 y sus normas complementarias) que se desarrollen o produzcan consecuencias en la cuenca del río Colorado, constituyendo conjuntamente con la Subsecretaría de Combustibles una Comisión Técnica Fiscalizadora (Comité Interjurisdiccional del Río Colorado, 1997).

3.6.2

Legislación internacional, nacional y provincial en materia de recursos hídricos

Normativa internacional

El 21 de marzo de 1991, Argentina aprobó, a través de la Ley 23922, el Convenio de Basilea sobre el Control de los Movimientos Transfronterizos de los Desechos Peligrosos y su Eliminación, adoptado en la ciudad suiza homónima el 22 de marzo de 1989, y en vigor desde 1992 (Ley 23922, 1991). El convenio incluye en la categoría de sustancias que hay que controlar a las mezclas y emulsiones de desechos de aceite y agua, o de hidrocarburos y

agua (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, 2014). Su implementación en Argentina se articula a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MAyDS).

Mediante la Ley 24292, se aprobó el Convenio Internacional sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra la contaminación por Hidrocarburos, adoptado por la Conferencia de la Organización Marítima Internacional (OMI) en 1990, por la cual se faculta al Poder Ejecutivo para que proceda a reglamentar un sistema nacional para hacer frente a los sucesos de contaminación marina y costera por hidrocarburos y un plan nacional de preparación y lucha para afrontar esas contingencias. Además, se establece como autoridad de aplicación al Ministerio de Defensa, a través de la Prefectura Naval Argentina (Ley 24292, 1993).

Por otra parte, pueden generarse conflictos entre la explotación de hidrocarburos y la preservación de los humedales a la que hace referencia la Convención sobre los Humedales de Importancia Internacional, conocida como Convención Ramsar, que sirve de marco para la acción nacional y la cooperación internacional en pro de la conservación y del uso racional de estas áreas y de sus recursos (Ramsar, 2020). Al respecto, Astelarra, De la Cal y Domínguez señalan denuncias y acciones públicas como reacción a la contaminación producida por la explotación petrolera en la Reserva Provincial Laguna Llanquanelo, en Mendoza (Astelarra et al., 2017).

Asimismo, Argentina ha aprobado el Acuerdo Marco sobre Medio Ambiente del Mercosur, reafirmando el compromiso enunciado en la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (Ley 25841, 2003). Entre los principios del Acuerdo Marco se encuentran la protección del ambiente, la incorporación del componente ambiental en las políticas sectoriales y la inclusión de las consideraciones ambientales en la toma de decisiones, la internalización de los costos ambientales mediante instrumentos económicos y regulatorios de gestión y la participación de la sociedad civil en el tratamiento de las cuestiones ambientales.

Normativa nacional y provincial

La normativa nacional vigente establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren (Ley 24430, 1994) (Ley 24145, 1992) (Ley 26197, 2006).

A partir de la Ley 26197 las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas (Ley 26197, 2006). Esta ley establece que pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce millas marinas medidas desde las líneas de base (Ley 23968, 1991). A partir de las doce millas marinas y hasta el límite exterior de la plataforma continental, los yacimientos de hidrocarburos que allí se ubiquen pertenecen al Estado nacional.

En relación con el cuidado del ambiente y, en particular, de los recursos hídricos, el artículo 41 de la Constitución Nacional establece que todos los habitantes tienen derecho a un ambiente sano, equilibrado y apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo. En el mismo artículo señala que “corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquéllas alteren las jurisdicciones locales” (Ley 24430, 1994).

La Ley General del Ambiente establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sustentable (Ley 25675, 2002).

La Ley de Residuos Peligrosos considera como tales a “todo residuo que pueda causar daño, directa o indirectamente, a seres vivos o contaminar el suelo, el agua, la atmósfera o el ambiente en general” (Ley 24051, 1992). La autoridad de aplicación será la organización de más alto nivel con competencia en el área de la política ambiental.

Mediante la Ley de Residuos Peligrosos se establece la obligatoriedad de obtener un certificado ambiental que acredite la aprobación del sistema de manipulación, transporte, tratamiento o disposición final de los residuos peligrosos, identificando a las mezclas y emulsiones de hidrocarburos y agua como uno de ellos.

En 2006, fueron aprobadas las Normas Argentinas Mínimas para la Protección Ambiental en el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías (NAG 153) (Resolución 3587, 2006).

Por su parte, la Ley de Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios establece los presupuestos mínimos de protección ambiental sobre la gestión integral de residuos de origen industrial y de actividades de servicio. La autoridad de aplicación es el área ambiental determinada por el Poder Ejecutivo y, entre sus competencias, debe entender en la determinación de políticas en materia de residuos industriales y de actividades de servicio, en forma coordinada con las autoridades con competencia ambiental de las provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (Ley 25612, 2002).

El Decreto 50/2019 de la Administración Pública Nacional establece que la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo, ejerce las funciones de autoridad de aplicación en materia energética (Decreto 50, 2019). La Secretaría de Energía debe entender en el relevamiento, la conservación, la recuperación, la defensa y el desarrollo de los recursos naturales en el área de energía; promover la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente; así como asistir al Ministerio en materia de investigación y desarrollo tecnológico.

En 2004, la Secretaría de Energía aprobó nuevas Normas para la Presentación de los Estudios Ambientales Correspondientes a los Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación de Hidrocarburos (Resolución 25, 2004), a partir de las facultades otorgadas por la Ley 17319 (Resolución 105, 1992) (Resolución 252, 1993) (Ley 17319, 1967).

Actualmente, existe un proyecto de ley de presupuestos mínimos de protección ambiental para la producción no convencional de hidrocarburos en el Congreso de la Nación (Honorable Cámara de Diputados de la Nación Argentina, 2018).

Este proyecto de ley prevé la presentación de una evaluación de impacto ambiental previa a la ejecución de proyectos de exploración y explotación en yacimientos y reservorios no convencionales. Esta evaluación debe contener: declaración jurada con información sobre volumen y fuente de provisión de agua a utilizar en las etapas de perforación y terminación de pozos; autorización de la autoridad competente para el uso del agua y el vertido de efluentes; declaración jurada de la composición de los fluidos o sustancias químicas utilizadas en la perforación y la estimulación de los pozos, así como de las sustancias químicas utilizadas en la terminación del tipo de pozos estimulados con fractura hidráulica; ubicación, tamaño, forma, profundidad, características del tratamiento de impermeabilización utilizado, tiempo de operación y saneamiento para el abandono de las piletas de almacenamiento de agua para la terminación de pozos mediante estimulación o fractura hidráulica; y descripción del sistema de tratamiento del agua de retorno (*flowback*) utilizada en la estimulación o fractura hidráulica del pozo.

Las autoridades de aplicación para dicha ley serán: a) la autoridad que establezca cada provincia, cuando el impacto ambiental de la actividad hidrocarburífera no convencional a desarrollar no exceda los límites de su jurisdicción; y b) la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (actualmente, MAyDS), cuando la actividad exceda los límites de una jurisdicción provincial, tenga carácter de binacional, afecte áreas protegidas por ley nacional o áreas del mar territorial sujetas a jurisdicción nacional (Honorable Cámara de Diputados de la Nación Argentina, 2018).

Respecto de la normativa nacional relativa específicamente a los recursos hídricos, se encuentra vigente la Ley 25688, aún no reglamentada, que establece presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional. Por su parte, los Principios Rectores de Política Hídrica, convalidados por el Acuerdo Federal del Agua, brindan lineamientos para alcanzar una gestión eficiente y sustentable de los recursos hídricos de todo el país (Dardis, 2003).

Existen además otras normativas nacionales que regulan actividades vinculadas con los hidrocarburos, como resoluciones nacionales de la Secretaría de Energía (autoridad de aplicación en materia energética) y de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, actualmente con rango de Ministerio (Rodríguez López & Burucua, 2015).

Existe una complementación de normativa de distintos niveles de gobierno, destinada a propiciar un desarrollo sostenible, que regula la actividad del sector de hidrocarburos y busca proteger el ambiente, en general, y los recursos hídricos, en particular.

En algunos casos, la política provincial o municipal en relación con la explotación de hidrocarburos no convencionales no ha acompañado a la política nacional. Tal es el caso de la provincia de Entre Ríos que, como se ha señalado, prohíbe la prospección, la exploración y la explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos por métodos no convencionales (Villalba,

2018). Mediante la Ley Provincial 10477 se busca la protección de las aguas pluviales, superficiales y subterráneas, incluyendo las del Acuífero Guaraní, y se invita a las provincias asentadas sobre el Sistema Acuífero Guaraní a legislar su protección (Ley 10477, 2017).

Casos similares se han presentado en distintos municipios patagónicos, en los que se señala que la actividad podría atentar contra la sustentabilidad de actividades económicas tradicionales del lugar (turismo, producción de frutas finas, etcétera). A fines de 2012, tuvo una significativa exposición el caso de Cinco Saltos, en la provincia de Río Negro. Allí la intendente, fundamentando su accionar en el dominio provincial de los recursos, vetó una ordenanza del Concejo Deliberante que prohibía la exploración y explotación de petróleo y gas no convencionales en la ciudad ubicada en la cuenca Neuquina (Rebossio, 2013).

En la provincia del Neuquén, pionera en la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el país, la localidad de Añelo fue declarada, como ya se mencionó, “Capital Nacional de Hidrocarburos no Convencionales”, mediante la Ley 27190 (Ley 27190, 2015).

En materia ambiental, Neuquén cuenta con la Ley General de Ambiente de la Provincia, cuyo objeto es establecer, en el marco de la política de desarrollo provincial, los principios rectores para la preservación, la conservación, la defensa y el mejoramiento del ambiente para lograr y mantener una óptima calidad de vida de sus habitantes (Ley 1875, 1990).

La Ley General de Ambiente de la Provincia ha sido sufriendo modificaciones y actualizaciones, mediante las cuales se incorporaron procedimientos de evaluación de los impactos ambientales; normas de fiscalización y de control ambiental; normas y procedimientos que regulan la protección ambiental durante las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos; normas para el manejo de los residuos especiales y normas para los procedimientos para la exploración y la explotación en yacimientos no convencionales (Ley 1875, 1990) (Ley 2267, 1998). Además, se aprobaron las normas ambientales para el abandono de pozos (Decreto 1631, 2006).

De acuerdo con la Ley 1926, la Secretaría de Energía y Minería de la provincia ejercerá el poder de policía en materia de hidrocarburos en el territorio provincial, teniendo entre sus competencias la regulación del cumplimiento de la protección del ambiente y la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos de la provincia. Entre las facultades de la autoridad de aplicación estará realizar inspecciones para evaluar el buen uso de estos recursos en relación con las técnicas de perforación, a fin de evitar la contaminación, la depresión y la depredación de los recursos hídricos subterráneos (Ley 1926, 1991).

La Ley Provincial 2600 creó el Registro de Control Ambiental de la Actividad Hidrocarburífica en el ámbito de la Subsecretaría de Medio Ambiente, en el que deben inscribirse las empresas que desarrollen actividades de reconocimiento, exploración, perforación o explotación de hidrocarburos líquidos o gaseosos, su almacenamiento y/o transporte, a las que se les exige la presentación de un Certificado de Aptitud Ambiental de la Actividad Hidrocarburífera. Entre las condiciones a cumplir para su obtención, se encuentra la presentación de un listado de insumos químicos y aditivos utilizados, que permita su fácil identificación y categorización, como peligroso o no, según las normativas vigentes (Ley 2600, 2008).

El Decreto 790/99, que reglamenta el Código de Aguas de la Provincia del Neuquén (Ley 899, modificada por Ley 2613), establece un Sistema de Coordinación Institucional en Materia Hídrica (SCIMH), con el objeto de lograr un manejo coordinado y eficiente del recurso hídrico en sus distintos usos. En su artículo 103 señala que las concesiones de explotaciones de hidrocarburos darán origen al sistema de coordinación institucional con la participación de las autoridades en materia de energía y ambiente de la provincia y deberán considerar, entre otros, el caudal asignado, el lugar de utilización y el sistema de control de los acuíferos.

En 2004 fue sancionada la Ley 2453 mediante la cual la provincia asume en forma plena el dominio y la jurisdicción sobre los yacimientos de hidrocarburos alojados en su territorio, quedando transferidos todos los permisos de exploración y las concesiones de explotación y transporte de hidrocarburos otorgados por el Estado nacional, sin que ello afecte los derechos adquiridos por sus titulares. Según establece el artículo 6, los titulares de los derechos de explotación tendrán la libre disponibilidad sobre los hidrocarburos que extraigan y podrán transportarlos, industrializarlos y comercializarlos, de la misma manera que a sus derivados, sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo provincial (Ley 2453, 2004).

La provincia del Neuquén cuenta con una serie de normativas de diferente jerarquía que complementan las leyes hasta aquí señaladas, como la Disposición 29/12 de la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, que aprueba la Norma de Procedimientos para las Prácticas de Recuperación Asistida para la extracción de hidrocarburos, todo tipo de inyectores y pozos sumideros, que fue elaborada a partir de la modificación y adecuación de las prácticas recomendadas por el IAPG para el aseguramiento y control de barreras de aislación en pozos inyectores, en función de los criterios de la autoridad de aplicación neuquina.

Las expectativas de la provincia respecto de la producción de hidrocarburos están también explicitadas en los Lineamientos para el Plan Director del Desarrollo Neuquino, que para los recursos no renovables prevé:

- profundizar y mejorar la explotación responsable de los recursos no renovables, la exploración y la explotación de nuevas áreas hidrocarburíferas y gasíferas;
- gestionar ante las autoridades nacionales la reestructuración del precio del gas y del petróleo en boca de pozo; y
- fomentar la producción de gas explorando áreas de arenas compactas y campos de baja porosidad (Gobierno del Neuquén).

Como ya fue señalado, la cuenca Neuquina abarca también territorio de las provincias de Mendoza, Río Negro y La Pampa, y se encuentran en explotación yacimientos no convencionales en la cuenca Austral (provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego) y en la cuenca del Golfo San Jorge (provincias de Chubut y Santa Cruz) (Villalba, 2018). La tabla 23 recoge la normativa ambiental y de recursos hídricos correspondiente a las provincias que conforman estas cuencas.

Tabla 23**Normativa ambiental nacional y de provincias con producción no convencional de hidrocarburos.**

Jurisdicción	Año	Nombre	Normativa
Nación	2002	Ley General de Ambiente	Ley 25675
	2002	Ley de Gestión de Cuencas	Ley 25688
		Principios Rectores de Política Hídrica	
Chubut	1995	Código del Agua	Ley XVII-N° 53 (antes Ley 4148)
		Código Ambiental	Ley XI - N° 35 (antes Ley 5439)
La Pampa	2000	Ley Ambiental	Ley 1914 (modificada por Ley 2299)
	2010	Código de Aguas	Ley 2581
Mendoza	1974	Extracción de Aguas Subterráneas	Ley 4035
	1884	Ley General de Aguas	
	1992	Ley de Ambiente	Ley 5961
	1996	Contaminación Hídrica	Resolución 778
Neuquén	1975	Código de Aguas	Ley 899 (modificada por Ley 2613)
	1990	Ley General de Ambiente	Ley 1875
Río Negro	1993	Ley Ambiental	Ley 2631
	1995	Ley de Aguas	Ley 2952 (complementada por Ley 3183)
Santa Cruz	1982	Ley de Aguas	Ley 1451
Tierra del Fuego	1992	Protección del Medio Ambiente Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur	Ley 35
	2016	Ley Marco de Gestión Integral de los Recursos Hídricos	Ley 1126

Bibliografía

Acacio, J. A. (27 de agosto de 2015). Fracking e hidrocarburos no convencionales: hacia la construcción de un estado de la cuestión en la escena argentina. Obtenido de Universidad Nacional de Cuyo: https://bdigital.uncu.edu.ar/objetos_digitales/7297/mesa11-acacio.pdf

Academia Nacional de Ingeniería. (2013). Aspectos Ambientales en la Producción de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales. El caso particular de "Vaca Muerta" en la Provincia de Neuquén. Buenos Aires. Obtenido de <https://acading.org.ar/wp-content/uploads/2021/06/IE-N4-Aspectos-ambientales.pdf>

Academia Nacional de Ingeniería. (2014). Requerimientos para el desarrollo del reservorio de Vaca Muerta (Neuquén/Argentina). Buenos Aires. Obtenido de <https://acading.org.ar/wp-content/uploads/2021/06/IE-N5-Requerimientos.pdf>

Alonso, M., Giusiano, A., & Dufilho, C. (2016). Caracterización Hidrogeológica de la Formación Rayoso y del Grupo Neuquén en el Sector Centro Norte de la Provincia del Neuquén. Catamarca. Obtenido de https://www.researchgate.net/profile/Ana_Dufilho/project/Hidrogeologia-de-la-Provincia-de-Neuquen/attachment/593400bb1042bfac8917fb66/AS:501508212441088@1496580283095/download/CARACTERIZACION_HIDROGEOLOGICA....pdf?context=ProjectUpdatesLog

Arroyo, A., & Perdriel, A. (2015). Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe. Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Obtenido de <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/37629>

Asamblea General de las Naciones Unidas. (2010). Desarrollo Sostenible. Obtenido de <https://www.un.org/es/ga/president/65/issues/sustdev.shtml>

Askenazi, A., Biscayart, P., Cánova, M., Montenegro, S., & Moreno, M. (2013). Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. Sección Argentina de la Sociedad Internacional de Ingenieros en Petróleo. Obtenido de https://www.spe.org.ar/locker/pdf/SPE_JJPP0003.pdf

Astelarra, S., De la Cal, V., & Domínguez, D. (2017). Letras Verdes. Revista Latinoamericana de Estudios Socioambientales. Obtenido de <https://revistas.flacsoandes.edu.ec/letrasverdes/article/view/2689/1961>

Banco Mundial. (s.f.). PIB per cápita (US\$ a precios actuales) - Argentina. Recuperado el 1 de septiembre de 2021, de Datos: <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PCAP.CD?locations=AR>

BBC Mundo. (2020). Obtenido de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-52362339>

Blanco, G., Arias, D. M., Villar Laz, C., & Quiroga, C. (2018). El petróleo en Neuquén. 100 años de historia (1918-2018). (F. d. Neuquén, Ed.) Centro de Estudios de Historia Regional.

Bnamericas. (12 de febrero de 2020). Bajo la lupa: Las lecciones del impacto ambiental del fracking en Argentina. Recuperado el 18 de marzo de 2020, de <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/bajo-la-lupa-las-lecciones-del-impacto-ambiental-del-fracking-en-argentina>

Bolsa de Comercio de Rosario. (2019). Argentina: Producción de gas natural y petróleo en 2018. Boletín Semanal. Recuperado el 17 de mayo de 2019

- Bravo, V. (2013). Una opinión sobre el Fracking. Obtenido de <http://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2016/12/IDEE-2013-11-1.pdf>
- Brown, S., & Yücel, M. (2008). What drives natural gas prices? . The Energy Journal, 45-60.
- Calzada, J., & Sigauco, D. (2019). Vaca Muerta: un desafío logístico. Bolsa de Comercio de Rosario. Obtenido de <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/vaca-muerta-un>
- Centro Argentino de Ingenieros. (2014). Obtenido de http://www.cai.org.ar/wp-content/uploads/biblioteca/ing2014/ponencias/DE/Matus_CA.pdf
- Centro de Derechos Humanos y Ambiente & ECOJURE. (2013). Fracking Argentina. Informe técnico y legal sobre la fracturación hidráulica en Argentina. Córdoba. Obtenido de <https://center-hre.org/wp-content/uploads/2013/10/Fracking-Report-CEDHA-final-24-oct-2013-SPANISH.pdf>
- Centro PYME ADENEU. (2020). Obtenido de <http://www.adeneu.com.ar/mision-y-objetivos>
- Centro PyME-ADENEU. (s.f.). Centro PyME-ADENEU. Recuperado el 06 de 2020, de <http://www.adeneu.com.ar/logo>
- Chen, K., & Nava, M. (2018). bbvaresearch.com. Obtenido de https://www.bbvaresearch.com/wp-content/uploads/2018/03/180314_US_NaturalGasPrices_esp.pdf
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (s.f.). Acerca de Desarrollo Sostenible. Recuperado el 1 de septiembre de 2021, de <https://www.cepal.org/es/temas/desarrollo-sostenible/acerca-desarrollo-sostenible>
- Comité Interjurisdiccional del Río Colorado. (17 de marzo de 1997). Acta acuerdo. Obtenido de <https://www.coirco.gov.ar/download/institucionales/institucionales-ctf/CTF%201997-03-17%20Acta%20Acuerdo.pdf>
- Consejo Hídrico Federal. (2003a). Acuerdo Federal del Agua. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Obtenido de <http://www.cohife.org/advf/documentos/2018/09/5ba526f774c23.pdf>
- Consejo Hídrico Federal. (2003b). Principios Rectores de Política Hídrica de la Argentina. Obtenido de <http://www.cohife.org/s60/principios-rectores-de-politica-hidrica>
- Dardis, N. V. (2003). Principios Rectores de Política Hídrica: 10 años de participación y consenso. Obtenido de <http://www.cohife.org/advf/documentos/2018/08/5b71e65594326.pdf>
- Decreto 1277. (25 de julio de 2012). Reglamento del Régimen de la Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/200000-204999/200130/norma.htm>
- Decreto 1631. (2006). Obtenido de http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar/MARCOLEGAL/DECRETOS_PROVINCIALES/Dec1631_06.pdf
- Decreto 44. (1991). Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/5000-9999/5351/norma.htm>
- Decreto 50. (2019). Obtenido de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/224026/20191220>
- Decreto 790. (1999). Obtenido de http://www.alimentosargentinos.gob.ar/bpa/Aguas_de_riego/Neuquen/Ley_Aguas_899_NQ.pdf
- Diario La Nación. (21 de abril de 2019). Vaca Muerta: el fuerte crecimiento esperado aún no impacta en la economía. La Nación. Obtenido de <https://www.lanacion.com.ar/politica/vaca-muerta-el-fuerte-crecimiento-esperado-aun-no-impacta-en-la-economia-nid2240089>
- Dirección Nacional de Información Energética. (2019). Mapas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Obtenido de Secretaría de Energía: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sig/mapas_tematicos/11_exploracion_y_produccion_de_hidrocarburos/11_3_cuencas_productivas_neuquina/mapa_exp_c_neuq_2019_300dpi.pdf

Dirección Nacional de Relaciones Económicas con las Provincias. (2014). Necesidades Básicas Insatisfechas. Información censal del año 2010. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, Subsecretaría de Relaciones con Provincias. Obtenido de <http://www2.mecon.gov.ar/hacienda/dinrep/Informes/archivos/NBIAmpliado.pdf>

Disposición 123. (2006). Obtenido de <http://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/115000-119999/119420/norma.htm>

Disposición 29. (2012). Obtenido de http://hidrocarburos.energianequen.gov.ar/MARCOLEGAL/DISPOSICIONES_PROVINCIALES/Dis29_12.pdf

El Mundo. (9 de marzo de 2020). El coronavirus desata la mayor caída del precio del petróleo en 29 años. Obtenido de <https://www.elmundo.es/economia/macroeconomia/2020/03/09/5e65a04521efa07c798b463d.html>

El País. (27 de abril de 2020). El precio del petróleo se hunde de nuevo ante la falta de espacio para almacenar el crudo que no se consume. Obtenido de <https://elpais.com/economia/2020-04-27/la-falta-de-espacio-para-almacenar-el-petroleo-sobrante-hunde-de-nuevo-los-precios.html>

Embid, A., & Martín, L. (2017). El Nexo entre el agua, la energía y la alimentación en América Latina y el Caribe. Planificación, marco normativo e identificación de interconexiones prioritarias. Obtenido de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/41069/1/S1700077_es.pdf

Ferraris, M. (2019). La experiencia de Argentina en la exploración, desarrollo y producción de gas natural no convencional en la provincia de Neuquén. Visita de la Delegación de Colombia al Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la provincia de Neuquén. Recuperado el 18 de marzo de 2020, de www.energianequen.gov.ar/adjuntos/20190911/2-%20Presentación%20M%2012-09.pdf

Fioriti, M. J., & Mugetti, A. (2019). Argentina, el agua. Instituto Argentino de Recursos Hídricos y Foro Argentino del Agua.

Fondo para los Objetivos de Desarrollo Sostenible. (s.f.). Objetivos de Desarrollo del Milenio. Recuperado el 1 de septiembre de 2021, de <https://www.sdgfund.org/es/de-los-odm-los-ods>

Forget M, Carrizo S.C. , Villalba S. (2018). (Re)territorializaciones energéticas en Neuquén, Argentina. *Tabula Rasa*(29), 347-365. doi: <https://doi.org/10.25058/20112742.n29.16>

Fucks, D. (2015). El impacto del marco jurídico del sector hidrocarburífero en la evolución de las regalías provinciales: Argentina (1967-2014). Universidad Torcuato Di Tella. Departamento de Ciencia Política y Estudios Internacionales. Licenciatura en Ciencia Política. Obtenido de <https://repositorio.utdt.edu/handle/20.500.13098/1938>

Fundación Ambiente y Recursos Naturales. (2014). Estudio exploratorio sobre petróleo y gas no convencional en Latinoamérica: caso argentino. Obtenido de https://issuu.com/fundacion.farn/docs/2014_estudio_exploratorio_sobre_pet

Fundación Aquae. (s.f.). El agua, clave para un desarrollo sostenible. Recuperado el 1 de septiembre de 2021, de <https://www.fundacionaquae.org/agua-clave-desarrollo-sostenible/>

Giuliani, A. M. (2017). La explotación de hidrocarburos en Argentina, en el marco de la Governance. El caso de Vaca Muerta. *Administración Pública y Sociedad*, 49-61. Obtenido de <https://revistas.unc.edu.ar/index.php/APyS/article/view/16813>

Gobierno del Neuquén. (s.f.). Lineamientos para el Plan Director de Desarrollo Neuquino. Obtenido de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/lineamientos_para_el_plan_director_del_desarrollo_neuquino.pdf

Heredia, F. (27 de febrero de 2020). Las petroleras piden volver al barril criollo para blindar Vaca Muerta del efecto coronavirus. *La Política Online*. Obtenido de <https://www.lapoliticaonline.com/nota/124873-las-petroleras-piden-volver-al-barril-criollo-para-blindar-vaca-muerta-del-efecto-coronavirus/>

Honorable Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (2018). Presupuestos mínimos de protección ambiental para la actividad hidrocarburífera no convencional. Creación de la comisión asesora para el desarrollo sostenible. Obtenido de <https://www.diputados.gov.ar/proyectos/proyecto.jsp?exp=4960-D-2018>

Honorable Legislatura de la Provincia del Neuquén. (s.f.). Obtenido de <http://www.cec-neuquen.com/sites/cec-neuquen.com/files/fondo%20desarrollo%20sustentable.pdf>

Infobae. (6 de mayo de 2020). El Gobierno fijará por decreto un “barril criollo” a USD 45 a cambio de que las petroleras no despidan personal. Obtenido de <https://www.infobae.com/economia/2020/05/07/el-gobierno-fijara-por-decreto-un-barril-criollo-a-usd-45-a-cambio-de-que-las-petroleras-no-despidan-personal/>

Instituto Argentino de la Energía General Mosconi. (2021). La producción de hidrocarburos en Argentina. Informe de Hidrocarburos. Año 2020. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. Obtenido de <https://www.iae.org.ar/wp-content/uploads/2021/03/Informe-anual-de-hidrocarburos-2020.pdf>

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. (2013). Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina. Obtenido de https://www.iapg.org.ar/sectores/practicas/VF_PR_11.pdf

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. (2014). Análisis y Proyección de Impactos Económicos Esperados del Desarrollo de los Hidrocarburos No Convencionales en Argentina. Obtenido de <https://www.iapg.org.ar/download/1000pozos.pdf>

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. (2020). Obtenido de http://www.iapg.org.ar/web_iapg/

Instituto Geográfico Nacional. (s.f.). Límites, superficies y puntos extremos. Obtenido de www.ign.gov.ar/NuestrasActividades/Geografia/DatosArgentina/LimitesSuperficiesyPuntosExtremos

Instituto Nacional de Estadística y Censos. (2010). Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. Obtenido de <https://www.indec.gov.ar/indec/web/Nivel4-CensoNacional-3-999-Censo-2010>

Instituto Nacional de Estadística y Censos. (2013). Estimaciones y proyecciones de población 2010-2040. Total del país (Primera ed.). Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Obtenido de https://www.indec.gov.ar/ftp/cuadros/publicaciones/proyeccionesyestimaciones_nac_2010_2040.pdf

Instituto Nacional de Estadística y Censos. (2021a). Evolución de la distribución del ingreso (EPH). Cuarto trimestre de 2020. Ministerio de Economía. Obtenido de https://www.indec.gov.ar/uploads/informesdeprensa/ingresos_4trim20F7BE1641DE.pdf

Instituto Nacional de Estadística y Censos. (2021b). Incidencia de la pobreza y la indigencia en 31 aglomerados urbanos. Segundo semestre de 2020. Ministerio de Economía. Obtenido de https://www.indec.gov.ar/uploads/informesdeprensa/eph_pobreza_02_2082FA92E916.pdf

Instituto Nacional de Estadística y Censos. (2021c). Mercado de trabajo. Tasas e indicadores socioeconómicos (EPH). Primer trimestre de 2021. Ministerio de Economía. Obtenido de https://www.indec.gov.ar/uploads/informesdeprensa/mercado_trabajo_eph_1trim21F7C133BA46.pdf

Instituto Nacional de Estadística y Censos. (2021d). Complejos exportadores. Año 2020. Ministerio de Economía. Obtenido de https://www.indec.gov.ar/uploads/informesdeprensa/complejos_03_21311B84F340.pdf

Instituto Nacional de Estadística y Censos. (abril de 2021e). Censo Nacional Agropecuario 2018. Obtenido de https://www.indec.gov.ar/ftp/cuadros/economia/cna2018_resultados_definitivos.pdf

Instituto Nacional del Agua. (2010). Prospectiva hídrica.

Jovanovich, O., Aguilar, M., Castellanos, J., Hazaña, G., Kullock, D., & Pierro, N. (2015). Planificación estratégica de la región Vaca Muerta. Proyecto versus incertidumbre a nivel socio-territorial. La Plata, Argentina. Obtenido de <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/51345>

Landriscini, G. (2019). Internacionalización e innovación en los reservorios no convencionales de hidrocarburos en Vaca Muerta. Un desafío para las pequeñas y medianas empresas. *Revista Pymes, Innovación y Desarrollo*, 6(3), 86-121. Obtenido de <https://revistas.unc.edu.ar/index.php/pid/article/view/24699>

Ley 10477. (2017). Obtenido de <http://argentinambiental.com/legislacion/entre-rios/ley-10477-prohibicion-la-prospeccion-exploracion-explotacion-hidrocarburos-liquidos-gaseosos/>

Ley 17319. (1967). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-17319-16078>

Ley 17319. (23 de junio de 1967). Ley de Hidrocarburos. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/norma.htm>

Ley 1875. (1990). Obtenido de <https://ambiente.neuquen.gov.ar/ley-1875-t-o-2267/>

Ley 1926. (1991). Obtenido de <http://hidrocarburos.energianeuenquen.gov.ar/MARCOLEGAL/LEYESPROVINCIALES/Ley%201.926.pdf>

Ley 2183. (1996). Obtenido de <http://200.70.33.130/index.php/normativas-provinciales/leyes-provinciales/1474>

Ley 2246. (1998). Obtenido de http://www.adeneu.com.ar/descargas/TO_2246.pdf

Ley 2267. (1998). Obtenido de <http://200.70.33.130/index.php/normativas-provinciales/leyes-provinciales/753>

Ley 23922. (1991). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-23922-322>

Ley 23968. (1991). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-23968-367>

Ley 24051. (1992). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-24051-450>

Ley 24071. (1992). Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/470/norma.htm>

Ley 24145. (1992). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-24145-543>

Ley 24292. (1993). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-24292-704>

Ley 24430. (1994). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-24430-804>

Ley 2453. (2004). Obtenido de <http://hidrocarburos.energianeuenquen.gov.ar/MARCOLEGAL/LEYESPROVINCIALES/Ley%202.453.pdf>

Ley 25612. (2002). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-25612-76349>

Ley 25675. (2002). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-25675-79980>

Ley 25841. (2003). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-25841-91816>

Ley 2600. (2008). Obtenido de <http://200.70.33.130/index.php/normativas-provinciales/leyes-provinciales/737>

Ley 26197. (2006). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26197-123780>

Ley 26438. (2008). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26438-149387>

Ley 26741. (2012). Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/195000-199999/196894/norma.htm>

Ley 27007. (29 de octubre de 2014). Hidrocarburos. Ley 17319. Modificación. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/235000-239999/237401/norma.htm>

Ley 27190. (2015). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27190-253424>

Ley 3032. (2016). Obtenido de <http://200.70.33.130/images2/Biblioteca/3032.pdf>

Meconi, G. (2016). Sistema acuífero Grupo Neuquén y Formación Rayoso (S.A.Ne.Ra). Sistematización para uso sustentable en reservorios no convencionales de la cuenca Neuquina. Catamarca. Obtenido de <https://www.cohife.org/advf/NEUQUEN/E7.pdf>

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca. (29 de abril de 2021). Estimaciones Agrícolas. Informe semanal del 29/04/2021. Obtenido de https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/estimaciones/_archivos/estimaciones/210000_2021/210400_Abril/210429_Informe%20Semanal%20al%2029-04-2021.pdf

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2020a). Informe del estado del ambiente 2019. Obtenido de <https://informe.ambiente.gob.ar/>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2020b). Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina. Obtenido de https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20Second/Argentina_Segunda%20Contribuci%C3%B3n%20Nacional.pdf

Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina. (2017). Obtenido de <http://datos.minem.gob.ar>

Ministerio de Hacienda. (2019). Informes de cadenas de valor. Pesca. Obtenido de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspmicro_cadenas_de_valor_pesca_0.pdf

Mugetti, A., Gáspari, F., Cipponeri, M., & Díaz, L. (2021). Documento del contexto. Proyecto piloto: integración de datos sobre ecosistemas de aguas continentales en el proceso de toma de decisiones para su protección y/o restauración en Argentina. (Documento inédito). Foro Argentino del Agua y Red Argentina de Capacitación y Fortalecimiento en Gestión Integrada de los Recursos Hídricos.

Naciones Unidas. (1992). Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. Obtenido de <https://www.un.org/spanish/esa/sustdev/documents/declaracionrio.htm>

Naciones Unidas. (2015a). Objetivos del Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

Naciones Unidas. (2015b). Acuerdo de París. Obtenido de https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf

Naciones Unidas. (2019). Informe de Síntesis de 2018 sobre el Objetivo de Desarrollo Sostenible 6 relacionado con el agua y el saneamiento. Resumen ejecutivo. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/440339010/UN-Water-SDG6-Synthesis-Report-2018-Executive-Summary-SPA-pdf>

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. (2015). AQUASTAT Informes. Perfil de país - Argentina. Roma. Obtenido de <http://www.fao.org/3/ca0438es/CA0438ES.pdf>

Pechen, A. (2018). La explotación de los recursos hidrocarbúricos no convencionales. Centro de Investigación en Toxicología Ambiental y Agrobiotecnología del Comahue, Neuquén. Obtenido de <http://www.anfyb.com.ar/info/revistas/2018/4-Pechen-Final.pdf>

Perfil. (30 de marzo de 2020). El Gobierno está cada vez más cerca de reinstalar el "barril criollo" de petróleo. Obtenido de <https://www.perfil.com/noticias/economia/reinstalaran-barril-criollo-petroleo-para-que-no-caiga-produccion.phtml>

Pochat, V. (2005). Entidades de gestión del agua a nivel de cuencas: experiencia de Argentina. Serie Recursos Naturales e Infraestructura n.º 96, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Santiago de Chile. Obtenido de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6293/1/S05685_es.pdf

Pochat, V. (2012). Núcleo socio-productivo estratégico. Recursos hídricos. Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Plan Nacional de ciencia, tecnología e innovación productiva. Obtenido de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/recursos_hidricos_doc.pdf

Presidencia de la Nación. (2019). Balance de gestión en energía 2016-2019. Secretaría de Gobierno de Energía. Obtenido de http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub_.pdf

Presidencia de la Nación. (2021). Producción de gas convencional y no convencional. Obtenido de Presidencia de la Nación: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/prod-gas-conv-y-no-conv>

Presidencia de la Nación Argentina. (s.f.). Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible. Recuperado el 1 de septiembre de 2021, de <https://www.argentina.gob.ar/politicassociales/ods/institucional/17objetivos>

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. (2020). Informe sobre Desarrollo Humano 2020. La próxima frontera. El desarrollo humano y el Antropoceno. Obtenido de http://hdr.undp.org/sites/default/files/hdr2020_es.pdf

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (2014). Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación. Obtenido de <https://www.basel.int/Portals/4/Basel%20Convention/docs/text/BaselConventionText-s.pdf>

Ramsar. (2020). Obtenido de <https://ramsar.org/es/node/5696>

Rebossio, A. (10 de enero de 2013). Un municipio argentino prohíbe explotar hidrocarburos no convencionales. El País. Obtenido de https://elpais.com/sociedad/2013/01/10/actualidad/1357832271_632173.html

Resolución 105. (1992). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-105-1992-25949>

Resolución 1460. (2006). Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/121369/norma.htm>

Resolución 25. (2004). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-25-2004-91789>

Resolución 252. (1993). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-252-1993-26793>

Resolución 3587. (2006). Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/120370/norma.htm>

Revista Dinero. (5 de mayo de 2020). Precios del petróleo repuntan tras recorte de producción de Arabia Saudita. Obtenido de <https://www.dinero.com/internacional/articulo/precios-del-petroleo-hoy-12-de-mayo/286147>

Riffo, L. (2018). Hidrocarburos no convencionales, hegemonía y relación sociedad-naturaleza: análisis de las relaciones entre el Estado, las industrias culturales y los conflictos sociales en el avance de la frontera hidrocarburífera, entre 2009 y 2014, en Neuquén. Obtenido de <http://ridaa.unq.edu.ar/handle/20.500.11807/906>

Río Negro. (8 de marzo de 2018). El efecto Vaca Muerta y su impacto en la economía. Obtenido de <https://www.rionegro.com.ar/a-un-ano-del-anuncio-de-macri-radiografia-de-vaca-muerta-cual-es-su-dimension-y-como-impacto-en-la-economia-argentina-XA4570099/>

Río Negro. (19 de mayo de 2019). Neuquén superó a Mendoza y es la quinta economía del país. Obtenido de <https://www.rionegro.com.ar/neuquen-supero-a-mendoza-y-es-la-quinta-economia-del-pais-982918/>

Rodríguez López, D., & Burucua, A. (2015). Hidrocarburos. En Pasivos ambientales e hidrocarburos en Argentina. Análisis de casos y marcos jurídicos para un debate urgente. (págs. 85-92). Ediciones del Jinete Insomne. Obtenido de https://issuu.com/jineteinsomne/docs/pasivos_ambientales_web/3

Romero, C., Mastronardi, L., & Vila Martínez, J. (2018). Desarrollo de Vaca Muerta: Impacto económico agregado y sectorial. Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación. Obtenido de <http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/presentaciones/desarrollodevacamuerta.pdf>

RunRun Energético. (24 de febrero de 2020). La balanza energética argentina cerró cerca del equilibrio. Obtenido de <https://www.runrunenergetico.com/la-balanza-energetica-argentina-cerro-cerca-del-equilibrio-2/>

Sachs, J., Kroll, C., Lafortune, G., Fuller, G., & Woelm, F. (2021). Sustainable Development Report 2021. The Decade of Action for the Sustainable Development Goals. Cambridge University Press. Obtenido de <https://s3.amazonaws.com/sustainabledevelopment.report/2021/2021-sustainable-development-report.pdf>

Sanzillo, T., & Hipple, K. (2019). Financial Risks Cloud Development of Argentina's Vaca Muerta Oil and Gas Reserves. Obtenido de http://ieefa.org/wp-content/uploads/2019/03/Financial-Risks-Cloud-Development-of-Vaca-Muerta_March-2019.pdf

Scandizzo, H. (2019). Exportar Vaca Muerta. Energía extrema, infraestructura y mercados. Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental y Oilwatch. Obtenido de https://opsur.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/ExportarVM3_baja.pdf

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2015). Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Obtenido de <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Argnc3.pdf>

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2019). Tercer informe bienal de actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/tercer-informe-bienal>

Secretaría de Energía. (2019). Introducción a la generación distribuida de energías renovables. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/introduccion-a-la-generacion-distribuida-de-er.pdf>

Secretaría de Energía. (24 de marzo de 2020a). Visor SIG. Obtenido de <https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php?t=2>

Secretaría de Energía. (2020b). Obtenido de http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/infografias/lamina_dneype_C_01.pdf

Secretaría de Energía. (2020c). Obtenido de https://www.se.gob.ar/registroupstream/publico/login_emp.php

Secretaría de Energía. (2020d). Obtenido de <http://datos.minem.gob.ar/dataset/c126ad73-399a-4fa4-be8e-bd0142f3608c/archivo/5e6dc33f-ccf1-4a14-af1d-0c78e9dd7c3a>

Secretaría de Energía. (s.f.a). Datos de Reservas Comprobadas y Probables de Petróleo y Gas. Obtenido de Ministerio de Economía: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/reservas-de-petroleo-y-gas>

Secretaría de Energía. (s.f.b). Balances energéticos nacionales. Obtenido de Ministerio de Economía: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>

Sistema de Indicadores de Desarrollo Sostenible Argentina. (s.f.). Obtenido de <http://estadisticas.ambiente.gob.ar>

Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación e Instituto Nacional del Agua (2002). Sistemas de cuencas y regiones hídricas. Atlas digital de los Recursos Hídricos Superficiales de la República Argentina. Obtenido de https://www.gifex.com/detail/2019-01-01-15576/Cuencas_Hidrograficas_en_Argentina.html

Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación (2010). Mapa de isohietas de Argentina (mm). Obtenido de https://historiaybiografias.com/mapa_climas/

Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia del Neuquén. (2018). Gestión del agua en la actividad hidrocarburífera no convencional. Neuquén. Obtenido de <https://www.energianeququen.gob.ar/evento/7.pdf>

Svampa, M., & Viale, E. (2014). Maldesarrollo. La Argentina del extractivismo y el despojo. Buenos Aires: Katz Editores.

Todo Noticias. (20 de abril de 2020). Alerta Vaca Muerta: el petróleo toca un mínimo insólito en EE.UU. y cerró a -37 dólares. Obtenido de https://tn.com.ar/economia/alerta-vaca-muerta-el-petroleo-toca-su-minimo-en-tres-decadas-en-eeuu-y-cuesta-menos-de-5-dolares_1063138

United States Energy Information Administration. (2013a). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, DC.

United States Energy Information Administration. (2013b). Attachment B Risk Factors Used for Shale Gas and Shale Oil Formations in the EIA/ARI Resource Assessment. En Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, DC. Obtenido de <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf?zscb=79906188>

United States Energy Information Administration. (2015). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Washington, DC. Obtenido de https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf

United States Environmental Protection Agency. (2016). Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Washington, DC. Obtenido de <https://www.epa.gov/hfstudy>

Universidad Tecnológica Nacional. Facultad Regional Buenos Aires. (23 de febrero de 2018). La UTN Neuquén dictará la Tecnicatura Superior en Perforación y Terminación de Pozos Petroleros. Obtenido de Universidad Tecnológica Nacional. Facultad Regional Buenos Aires: <https://www.frba.utn.edu.ar/la-utn-facultad-regional-neuquen-abrio-nueva-tecnicatura-petrolera/>

Vaca Muerta News. (6 de junio de 2019). Cuáles son las empresas que operan en Vaca Muerta. Recuperado el 18 de marzo de 2020, de Cuáles son las empresas que operan en Vaca Muerta: http://www.vacamuertanews.com.ar/ver_noticia.php?id=20190606103501&fb_comment_id=1960596147373378_1970228946410098

Valiente, S., & Radovich, J. C. (2016). Disputas en el territorio por actividades tipo enclave en Norpatagonia y Patagonia Austral Argentina. *Cardinalis*(7), 35-67. Obtenido de <https://revistas.unc.edu.ar/index.php/cardi/article/view/16250>

Villalba, M. S. (2018). Hidrocarburos no convencionales en la Argentina: exploraciones en lo profundo, transformaciones en los territorios. *Territorios*, 39, 225-243. Obtenido de <http://www.scielo.org.co/pdf/terri/n39/0123-8418-terri-39-00225.pdf>

YPF. (2012). Estrategia de gestión 2013-2017. Plan de los 100 días. Obtenido de <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/HechosRelevantes/30-08-2012%20Presentaci%C3%B3n%20Plan%20Estrat%C3%A9gico.pdf>

Y-TEC. (s.f.). Innovación y desarrollo tecnológico para la industria energética. Y-TEC. Obtenido de https://www.ypf.com/Publicaciones/pdf/Folleto_Y-TEC_mayo.pdf

Y-TEC. Líneas estratégicas. (s.f.). Obtenido de <https://y-tec.com.ar/somos-y-tec/#lineas-estrategicas>



iarh@iarh.org.ar | iarh.org.ar