

INFORMES DE CADENAS DE VALOR

Ficha sectorial

Hidrocarburos

AÑO 7 - N° 62 – Abril 2022

Cierre estadístico diciembre 2021

ISSN 2525-0221



Ministerio de Economía
Argentina

Secretaría de
Política Económica

Subsecretaría de
Programación Regional y Sectorial

Autoridades y equipo de trabajo

Ministro de Economía

Martín Maximiliano Guzmán

Secretario de Política Económica

Fernando Morra

Subsecretaría de Programación Regional y Sectorial

Agustín Lódola

Directora de Información y Análisis de las Cadenas de Valor Sectoriales

Florencia Kohon

Directora de Información y Análisis Regional

Luciana Storti

Equipo de trabajo

Federico Cuervo

María Eugenia de Zavaleta

Breno Nunes Chas

Correo de contacto: ssprys@mecon.gov.ar

Este trabajo está disponible bajo la licencia Creative Commons Atribución-No Comercial-Licenciamiento Recíproco 4.0 Internacional.

Contenido

- 1 **Síntesis ejecutiva**
- 2 **Principales indicadores**
- 3 **Panorama local de la actividad hidrocarburífera**
- 4 **Dinámica de precios y producción internacional**
- 5 **Políticas públicas**
- 6 **Perspectivas de la actividad en Argentina**
- 7 **Anexo**



Síntesis ejecutiva

- Argentina se caracteriza por una **alta dependencia de los hidrocarburos en su matriz energética** (84%), principalmente del gas natural (55%) y luego del petróleo (29%).
- El horizonte de **reservas de hidrocarburos** (relación reservas y producción) se ubica en torno a **11,7 años para el crudo y 7,6 años para el gas natural**.
- El país cuenta con el yacimiento “Vaca Muerta”, la **2º reserva mundial de gas natural no convencional** y la **4º en crudo del mismo origen**. Ubicado en la provincia de Neuquén y parte de las provincias de Mendoza, La Pampa y Río Negro, **operan allí 31 empresas** que en conjunto extraen 27.673 m³/día de petróleo y 44.151.867 m³/día de gas (septiembre '21).
- Actualmente el país ocupa el puesto **29º de los países productores de petróleo**, ránking encabezado por Estados Unidos, Rusia y Arabia Saudita, donde los principales consumidores son Estados Unidos, China y Japón. En cuanto a la **producción de gas, la Argentina ocupa el puesto 20º**, en donde los principales productores son Estados Unidos, Rusia e Irán.
- La **producción de hidrocarburos viene cayendo** desde fines de la década de 1990, cuando Argentina era un país exportador pleno, para luego convertirse en un exportador puntual pero con récords de importaciones de gas (2014) y de petróleo (2017), necesarias para cubrir una ávida demanda de energía. En este trayecto existieron múltiples situaciones, desde la privatización de YPF y Gas del Estado en 1992 y la posterior expropiación en 2012, la desregulación y dolarización del sector, la desindustrialización que redujo la demanda, la disminución de inversiones en exploración con sobreexplotación de recursos de bajo riesgo o pozos ya maduros, diversos cambios en los esquemas tarifarios, inestabilidad macroeconómica e internacional.
- Con el fin de dar respuesta a la **problemática energética y de divisas**, se lanzaron dos importantes iniciativas. En primer lugar, el **Plan Gas** lanzado en octubre de 2020, mediante el cual se subastan volúmenes y contratos a mediano plazo brindando posibilidades de exportación. De esta manera se procuró impulsar la recuperación de la producción de gas y contar con previsibilidad en precios y cantidades, pero también explotar los yacimientos no convencionales. Por último, la **construcción del gasoducto “Néstor Kirchner”** (febrero 2022) que tiene como objetivo superar la limitación existente para evacuar la producción del gas extraído en la cuenca neuquina (“Vaca Muerta”), ampliando la capacidad de transporte del sistema de gasoductos y construyendo nuevos, a fin de contar con una mayor oferta de gas en los centros de consumo del país y tener posibilidades de exportación de los excedentes.

2

Principales indicadores

Importancia del sector de hidrocarburos argentino en el mercado mundial y en la economía nacional

Indicador		Participación en:	Fuente	Año	Participación	Rank
Mercado Mundial	Producción de Argentina	Producción petróleo crudo	International Energy Agency	2020	0,0%	29°
		Producción gas natural		2020	1,1%	20°
	Comercio	Exportaciones Mundiales de Aceites crudos de petróleo o de mineral bituminoso (NCM 270900)	COMTRADE	2020	0,2%	13°
		Exportaciones Mundiales de Gas de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (GLP) (NCM 271119)			2,8%	12°
		Exportaciones Mundiales de Gas de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (GN) (NCM 271121)			0,3%	19°
	Economía Nacional	VBP Petróleo y gas ⁽¹⁾	Particip. en VBP del Sector Minas y Canteras	INDEC	2021	82,9%
Particip. en VBP Nacional			2,4%			
VAB Petróleo y gas ⁽¹⁾		Particip. en VAB del Sector Minas y Canteras	INDEC	2021	81,8%	-
		Particip. en VAB Nacional			3,0%	

⁽¹⁾ A precios de 2004. Corresponde al sector "Extracción de carbón, lignito, turba; petróleo crudo y gas natural, y actividades relacionadas, excepto prospección". El Sector "Minas y Canteras" incluye "Extracción de Minerales Metalíferos. Explotación de minas y canteras n.c.p.".

Indicador		Fuente	Unidad de medida	2021	Var. % 2021/2020	Var. % 2021/2019	Var. % 2021/2016	Var. % 2021/2010
Producción*	Petróleo crudo	Secretaría de Energía	millones de m3	24,67	4,5%	-0,2%	-0,9%	-14,6%
	Gas natural			45.314,39	0,4%	-8,2%	0,6%	-3,8%
Refinación	Gas oil (Grado 2 y 3)	Secretaría de Energía	millones de m3	12,05	13,0%	3,8%	0,8%	-0,7%
	Naftas (Grado 2 y 3)			8,48	27,6%	-3,1%	0,9%	44,6%
	Fuel oil			1,37	-32,4%	-24,1%	-59,2%	-52,9%
Consumo interno	Ventas de Naftas	Ministerio de Economía	millones de m3	7,80	31,9%	-6,3%	-0,3%	38,8%
	Ventas de Gasoil			12,50	14,6%	1,6%	-0,4%	-0,7%
Exportaciones	Petróleo crudo	Secretaría de Energía	US\$ millones	1.456,31	53,4%	0,8%	97,8%	-42,2%
	Combustibles (GO+NF+Otros GO)			53,97	19,8%	141,1%	1.447,4%	575,9%
	Gas Natural			227,44	45,3%	-16,9%	1.200,4%	33,1%
	Gas Natural Licuado			0	-100%	-100%	0%	0%
Importaciones	Gas natural	Secretaría de Energía	US\$ millones	1.041,42	7,5%	-17,7%	20,7%	86,2%
	Gas Natural Licuado			1.092,45	386,6%	155,3%	16,7%	132,5%
	Combustibles (GO+NF+Otros GO)			2.357,89	237,2%	57,1%	43,6%	19,5%
Precios	Petróleo crudo (WTI)	Fondo Monetario Internacional	US\$/barril	67,6	74,7%	19,2%	59,4%	-14,8%
	Gas Natural (Henry Hub)		US\$/MBTU	3,9	96,8%	48,7%	61,3%	-11,9%
Empleo **	Extracción de petróleo y gas	OEDE-MTEySS	Puestos de trabajo	60.070	-3,0%	-8,3%	-4,7%	19,3%
	Refinación y comercialización			70.040	0,4%	-0,8%	-4,8%	5,4%
	Participación en empleo total		%	2,16%	-0,04 p.p.	-0,01 p.p.	0,00 p.p.	+0,14 p.p.

Notas:

* Producción: producción de petróleo crudo a octubre de 2021 y producción de gas natural a diciembre de 2021.

** Promedio primer semestre de cada año.

3

Panorama local de la actividad hidrocarburífera

Participación de los hidrocarburos según etapas del Balance Energético Nacional (BEN)⁽¹⁾ - Año 2020

Oferta primaria

Recursos naturales sin transformar (petróleo, gas, agua, viento, etc.).

Transformación

Plantas donde se modifica la energía que ingresa, mediante procesos físicos o químicos (refinerías, plantas de tratamiento de gas, centrales eléctricas, etc.).

Oferta secundaria

Producto de la transformación de fuentes primarias o secundarias (gas de redes, naftas, energía eléctrica, etc.).

Consumo

Uso de los recursos (primarios y secundarios) para consumo propio de las plantas de energía y de otros sectores económicos.

- El sector hidrocarburífero representa **84% de la oferta de energía primaria del país**. El restante 16% corresponde a energías renovables, hidráulica, y nuclear.
- De esta oferta primaria, **55 p.p.** corresponde a **gas natural** de pozo y **29 p.p.** a **petróleo**.

- Las **plantas de tratamiento de gas** aportan **49% de la producción secundaria de energía** y las **refinerías un 29%**. El resto corresponde a centrales eléctricas (18%) y otros centros de transformación (4%).
- El **90% de la oferta primaria de gas natural de pozo se destina a las plantas de tratamiento de gas** y el resto a consumo propio del sector energético.
- Para el **petróleo**, un **99% tiene como destino las refinerías**.

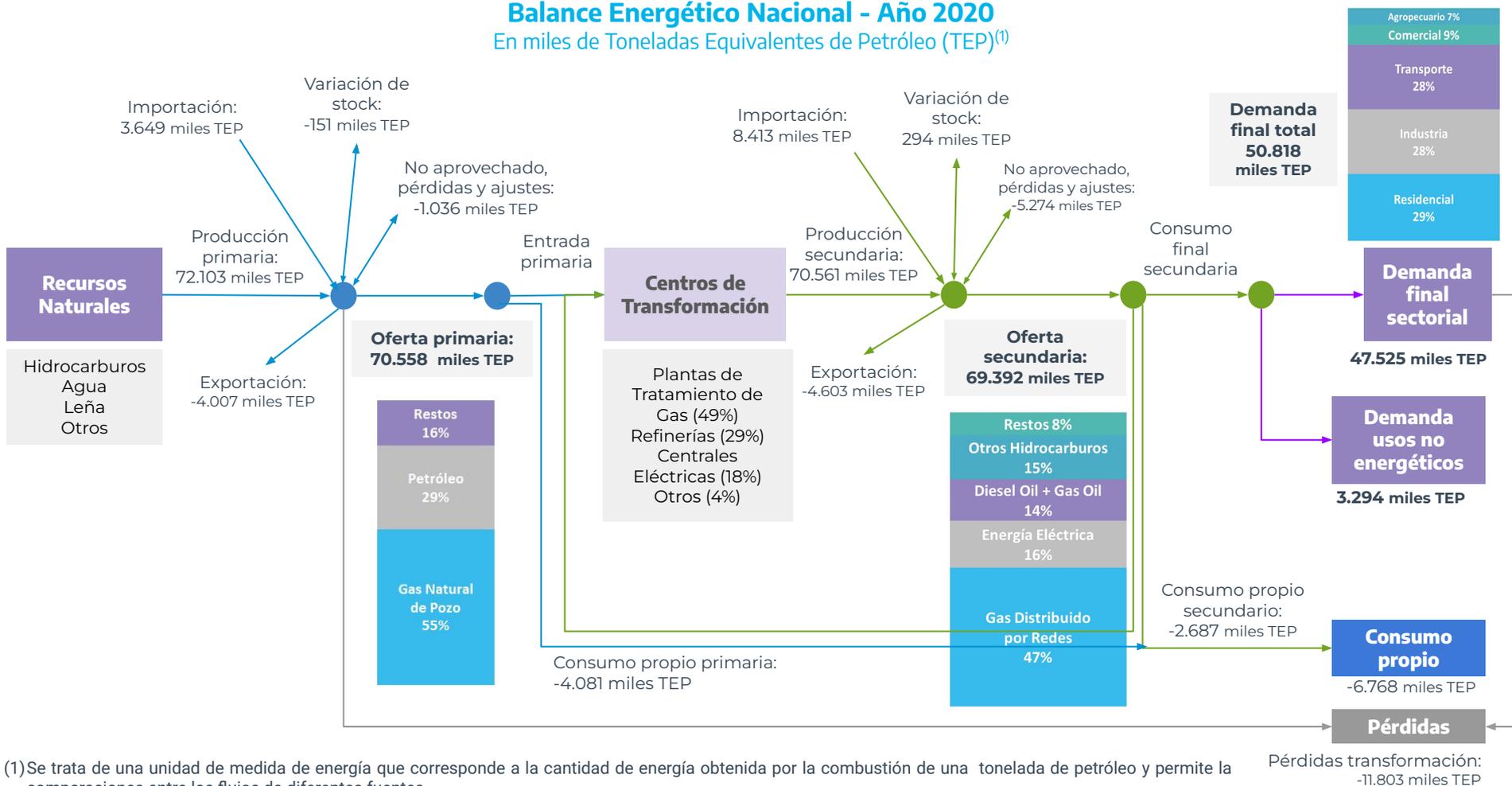
- Los **productos vinculados al sector hidrocarburífero representan 78%** de la **oferta secundaria** nacional.
- De este 78%, **52 p.p.** corresponde a **gas natural**, en particular gas distribuido por redes.
- El **petróleo** comprende el restante **25 p.p.**, y los principales productos son "Diesel Oil - Gas Oil" (14% de la oferta secundaria) y Motonafta Total (6%).

- No hay consumo final proveniente de la oferta primaria.
- Los productos vinculados a la oferta secundaria del **sector hidrocarburífero** aportan **71% del consumo final**.
- El **gas natural** representa **41%** del total y se destina al consumo residencial e industrial.
- El **petróleo** constituye **30%** del consumo, cuyo principal destino es el transporte y el agro.

(1) El Balance Energético Nacional (BEN) permite identificar, caracterizar y mensurar el sector energético de manera integrada, siendo la base de la información estratégica para la toma de decisiones. Contabiliza los flujos de energía desde su producción hasta su consumo final. Permite visualizar cómo se produce la energía, se exporta o importa, se transforma o se consume por los distintos sectores económicos. La oferta primaria junto a la secundaria conforman la Oferta Interna Total de energía disponible para ser transformada (refinerías, plantas de tratamiento de gas, usinas eléctricas, etc.), ser consumida en el propio sector energético (consumo propio), o ser consumida por los usuarios finales dentro del país (consumo final: residencial, industrial, comercial, etc.).

Balance Energético Nacional - Año 2020

En miles de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP)⁽¹⁾

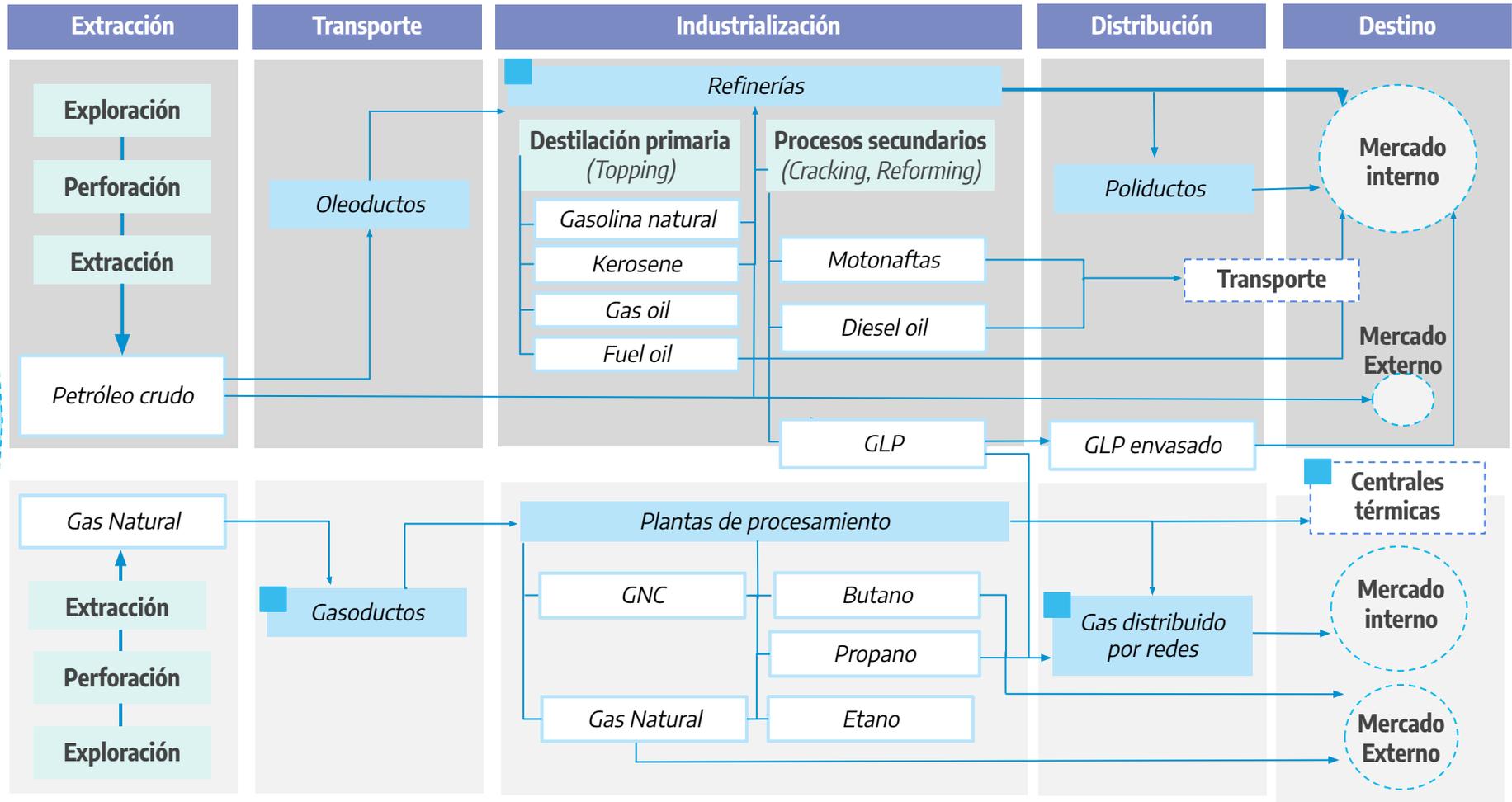


(1) Se trata de una unidad de medida de energía que corresponde a la cantidad de energía obtenida por la combustión de una tonelada de petróleo y permite la comparaciones entre los flujos de diferentes fuentes.

Fuente: SSPRyS con base en Secretaría de Energía.

Pérdidas transformación: -11.803 miles TEP

Petróleo
 Gas
 Proveedores de insumos, maquinarias y equipos. Servicios



Fuente: SSPRyS con base en información de la Secretaría de Energía.

■ Etapa productiva
 Producto
 ■ Importaciones

- La **estructura productiva** de la cadena se encuentra **altamente concentrada en empresas integradas verticalmente** a través de los distintos eslabones, debido a la gran escala requerida para la producción.
- **Es capital intensiva**, fundamentalmente en el primer eslabón de la cadena (exploración y producción) y en menor medida en la etapa siguiente, correspondiente al procesamiento.
- **El proceso es continuo y automatizado**, desde la extracción, el acondicionamiento y el transporte hasta la refinación.
- Así, se distinguen **cuatro etapas** diferenciadas en la actividad hidrocarburífera:
 1. **Extracción**, que requiere previa exploración y perforación;
 2. **Transporte**: remisión de los hidrocarburos desde la “boca de pozo” en yacimiento a las plantas procesadoras;
 3. **Procesamiento y/o acondicionamiento**: incluye la refinación y/o separación primaria de los mismos;
 4. **Comercialización**: distribución y venta de los subproductos obtenidos.
- **La primera etapa de exploración y perforación, que posibilita la extracción, es compartida entre petróleo y gas**, por las características de los yacimientos en el país.
- Una vez obtenidos los hidrocarburos, parte se **comercializa en crudo** o con un procesamiento mínimo al exterior transportados **por barco o ducto** y el resto se procesa o acondiciona para obtener distintos tipos de **subproductos** (combustibles y productos livianos).
- La etapa de **extracción de hidrocarburos** involucra empresas propiamente dedicadas a ello y prestadoras de **servicios auxiliares** (puesta a punto, mantenimiento, tratamiento de agua, etc.) que operan en distintos países del mundo. En Argentina, principalmente se encuentran operando: YPF, Pan American Energy, Total Austral, Tecpetrol, Vista Oil, Pluspetrol, Shell, Chevron, Pampa Energía, CGC, entre otras. En el sector servicios se encuentran las reconocidas Halliburton, Baker Hughes, Schlumberger, entre otras.

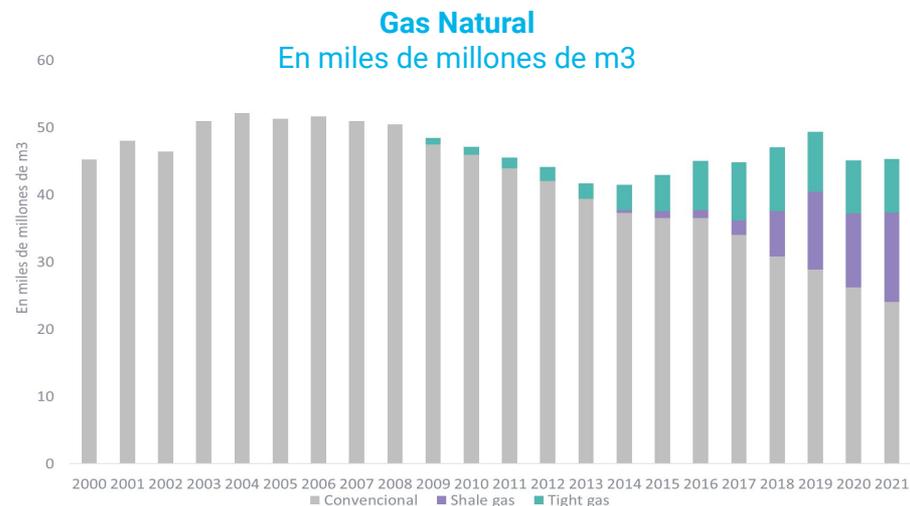
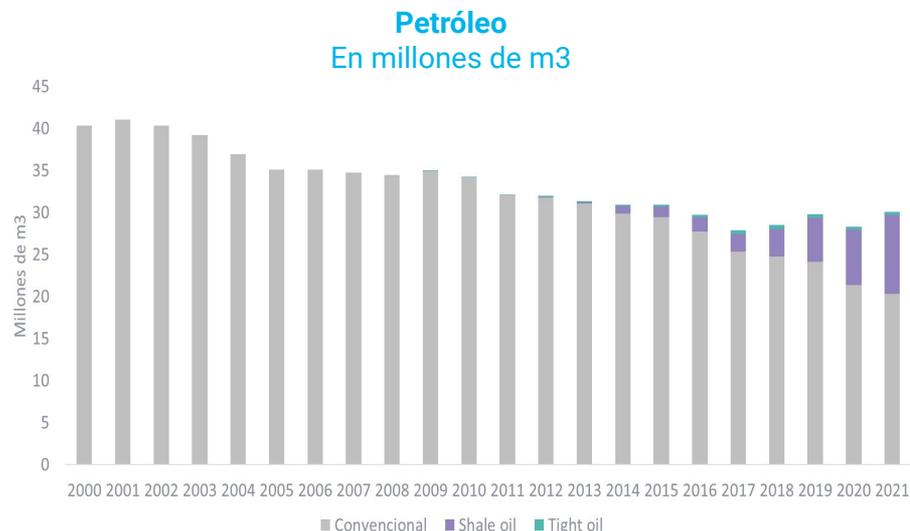
- En los dos hidrocarburos (gas y petróleo) la **división de procesos** comienza a darse a partir del **procesamiento**.
- El **gas** es extraído y transportado por ductos hasta las **plantas separadoras**, ubicadas en adyacencias de la **zona de extracción**, donde se separan los componentes livianos (gas natural: metano y etano), el **GLP** (propano y butano) y los gases más **pesados** (pentano y hexano) de uso industrial en plásticos, química, etc.
- El gas acondicionado se inyecta en **gasoductos troncales** y, previo paso por **plantas compresoras**, se remite a las **distribuidoras de red** para sus distintos consumos (residencial, comercial, industrial, uso petroquímico, generación eléctrica y transporte o GNC). El **GLP** separado es **comercializado a granel** para uso comercial, petroquímico o residencial. **Las transportistas operadoras de los gasoductos troncales** son las empresas TGS y TGN, en tanto **las distribuidoras** son Metrogas, Naturgy Ban, Camuzzi Gas Pampeana, Gasnor, Gasnea, Litoral Gas, Distribuidora Gas del Centro, Distribuidora Gas Cuyana y Camuzzi Gas del Sur.
- El **petróleo crudo** es extraído en los yacimientos y almacenado en las **terminales de despacho** para luego ser enviado a las **refinerías** por bombeo en **oleoducto**, por **camión** o directamente a otra terminal de despacho en un puerto, con el fin de transportarlo en **barco** directamente hasta la **planta refinadora o a un punto de ingreso al ducto**, aunque también puede tener destino de **exportación**.
- Finalmente, las **refinerías** procesan los crudos y obtienen **subproductos** para la industria petroquímica, plantas de lubricantes, operadores de residuos, centrales térmicas, estaciones de servicio y centros de logística (puertos y aeropuertos). Los principales refinadores y comercializadores son YPF con tres plantas (La Plata, Luján de Cuyo y P. Huinul), Raizen (Shell), Pan American Energy (Axion) y Refinor. También operan pymes como New American Oil, y RefiPampa.
- El **combustible** es utilizado mayormente en **transporte**, los destilados **medios** se re-procesan para obtener combustibles y también se destinan a la industria petroquímica, en cuanto a los destilados **pesados** (fuel oil) pueden utilizarse para **generación eléctrica** en centrales térmicas.

Empresa	Período Enero/Diciembre 2021				Período Enero/Diciembre 2021			
	Producción de crudo **		Producción de gas ***		Exportación crudo		Exportación gas	
	MMm3*	%	MMm3*	%	MMm3*	MMUS\$	MMm3*	MMUS\$
YPF SA	14,06	46,8%	12.536	27,6%	0,10	35,32	301,49	39,59
Pan American Energy SL	5,81	19,4%	4.881	10,7%	1,54	684,53	73,87	12,50
Vista Oil & Gas Arg SAU	1,74	5,8%	542	1,2%	0,48	195,36	-	-
Pluspetrol	1,57	5,3%	2.205	4,8%	-	-	-	-
Tecpetrol SA	0,89	3,0%	5.569	12,3%	0,37	129,45	-	-
Shell Argentina SA	0,88	3,0%	206	0,4%	-	-	-	-
Sinopec Argentina	0,81	2,7%	329	0,7%	-	-	-	-
Compañías Asociadas Petroleras	0,67	2,2%	40	0,0%	-	-	-	-
Total Austral SA	0,47	1,6%	11.277	24,9%	0,03	12,80	65,60	7,70
Petroquímica Comodoro Rivadavia	0,45	1,5%	256	0,5%	-	-	-	-
Capex SA	0,44	1,5%	610	1,3%	0,25	115,23	-	-
Chevron Argentina SRL	0,40	1,3%	114	0,2%	-	-	-	-
ExxonMobil Exploration Arg SRL	0,25	0,8%	336	0,7%	-	-	-	-
Enap Sipetrol Argentina	0,24	0,8%	1.189	2,6%	0,13	55,25	-	-
Petróleos Sudamericanos SA	0,18	0,6%	53	0,1%	-	-	-	-
Compañía General de Combustibles	0,15	0,5%	1.711	3,7%	0,24	104,53	59,28	8,66
Roch SA	0,12	0,4%	157	0,3%	0,11	46,99	-	-
Pampa Energía SA	0,00	0,0%	2.586	5,7%	0,06	27,92	192,16	32,48
Enarsa Energía Argentina SA (IEASA)	-	-	-	-	-	-	137,05	119,11
Total principales empresas	29,20	97,2%	44.597	97,7%	3,34	1.407,42	829,45	220,07
Total todos los operadores	30,38	100%	45.285	100%	3,46	1.456,31	875,78	227,44

* MMm3 = millones de metros cúbicos ** Producción petróleo SESCO + Tight y Shale capítulo IV *** Producción gas seco + Tight y Shale capítulo IV por empresa

Fuente: SSPRYs con base en Secretaría de Energía.

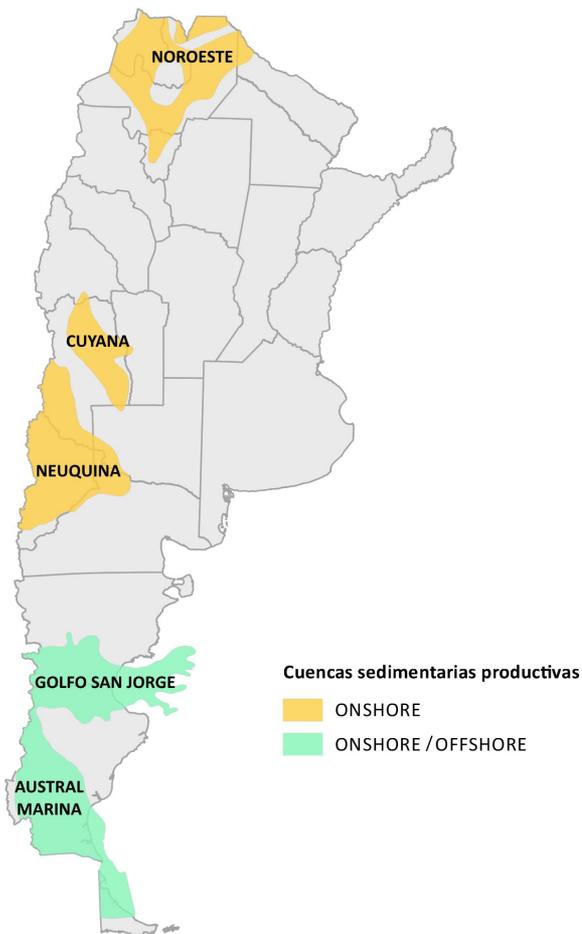
Evolución del volumen de producción de hidrocarburos (convencional, shale y tight). 2000-2021



Fuente: SSPRyS con base en Secretaría de Energía.

- La **producción de petróleo crudo** viene disminuyendo paulatinamente desde 2001, con alguna leve recuperación en 2018 y 2019. **Entre los años 2000 y 2019** tuvo lugar una **baja de 26% en el total de producción de crudos**, y a **2020 un 30%**. Así, los **crudos convencionales disminuyeron** desde el año 2000 un **40%** comparado con 2019, **47%** con 2020 y **50%** en 2021, pero los crudos de origen **no convencional** ganaron terreno en la producción desde 2009, hasta llegar a representar **25%** en 2020 y **32%** del total en 2021.
- En los últimos 20 años, la **producción de gas natural** mostró un pico de 52.156 MMm3 en 2004, para luego disminuir hasta 2019, cuando se lograron volúmenes cercanos al mismo (49.371 MMm3). El **gas no convencional** actualmente representa **47% del total producido** (en 2014 representaba 10%).

Distribución territorial de las cuencas



Fuente: SSPRyS.

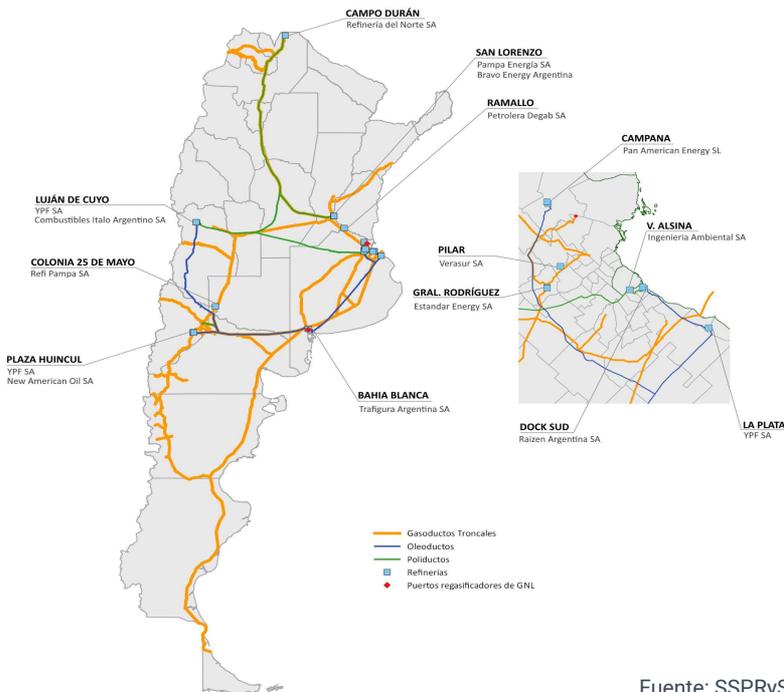
- La **producción de petróleo** crudo se distribuye principalmente en las **cuenas neuquina** y del **Golfo San Jorge**. En ambas se concentra **92%** del total.
- En el caso del **gas natural**, predominan la **cuenca neuquina** (64%) y la **Austral** (24%).
- En 2021, la producción de **petróleo recuperó lo perdido durante el 2020** y se encuentra levemente por encima de 2019 (+1%), explicado por la suba de la producción de la cuenca neuquina (+17%) compensada por la caída de las otras cuencas en la que sobresale Golfo San Jorge (-11%).
- Por su parte, la **producción de gas natural tuvo un retroceso mayor** (-8,2%) principalmente por una disminución del 6% en la cuenca neuquina en ese período. En 2021 la producción final fue levemente superior a la del año anterior (+0,4%), en donde un incremento de la producción de la cuenca neuquina (+4,5%) sostuvo la caída del resto de las cuencas.

Volumen de producción de hidrocarburos por cuenca. 2019-2021.

Cuenca	Petróleo (en miles m3)			Gas Natural (en millones m3)		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
Neuquina	13.569	13.540	15.914	30.756	27.689	28.931
Golfo San Jorge	13.327	12.353	11.879	4.681	4.158	3.941
Cuyana	1.356	1.184	1.166	50	49	49
Austral	1.252	919	894	12.040	11.534	10.858
Noroeste	284	291	242	1.843	1.706	1.535
Total	29.788	28.287	30.095	49.371	45.135	45.314

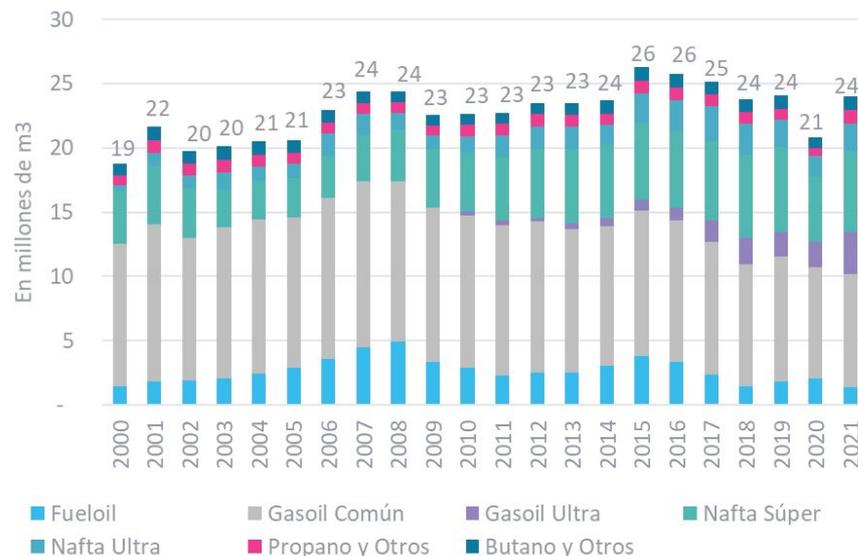
Fuente: SSPRyS con base en Secretaría de Energía.

Distribución de la red de ductos



Fuente: SSPRyS con base en Secretaría de Energía.

Subproductos obtenidos en refinación En millones de m3. 2000-2021

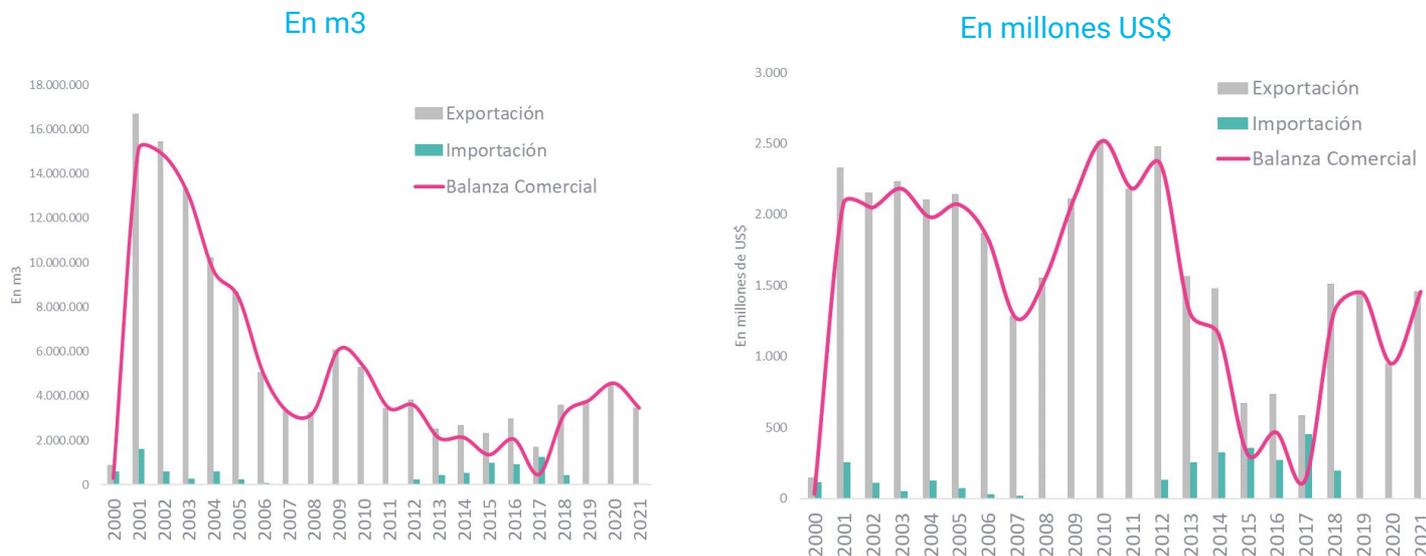


- El transporte de hidrocarburos parte de las cuencas hacia los centros de consumo y/o refinación.
- El parque refinador, que tiene una **capacidad anual de 36,5 millones de m3** o 626 kbd, se ubica cerca de los grandes centros de consumo o sobre las cuencas (Plaza Huincul, Luján de Cuyo y Campo Durán).

- La **producción de los principales combustibles alcanzó los 24 millones de m3** (+15,1% i.a. y -8,7% en relación al 2015).
- Los principales subproductos de este apartado son **el gasoil común** (aprox. 37% del total) y la **nafta súper** (27%) con una creciente participación del segmento premium de combustibles por la renovación del parque automotor.

- El **comercio exterior** de hidrocarburos presenta una marcada **caída de las exportaciones** de petróleo y gas natural a partir de 2005.
- A pesar de ser superavitario en todo el período, el balance comercial del **petróleo** registra una fuerte caída entre 2002 y 2017. A partir de entonces, el ciclo se revierte.
- La **principal variedad de crudo exportada es la “Escalante”**, proveniente del Golfo San Jorge y comercializado fundamentalmente por Pan American Energy (primera exportadora de petróleo del país y segunda productora detrás de YPF). Los envíos al exterior se basan en que no existe capacidad local de refinar este tipo de crudo, cuyos destinos son Emiratos Árabes Unidos y Estados Unidos en partes iguales (US\$ 867 millones total en 2021).

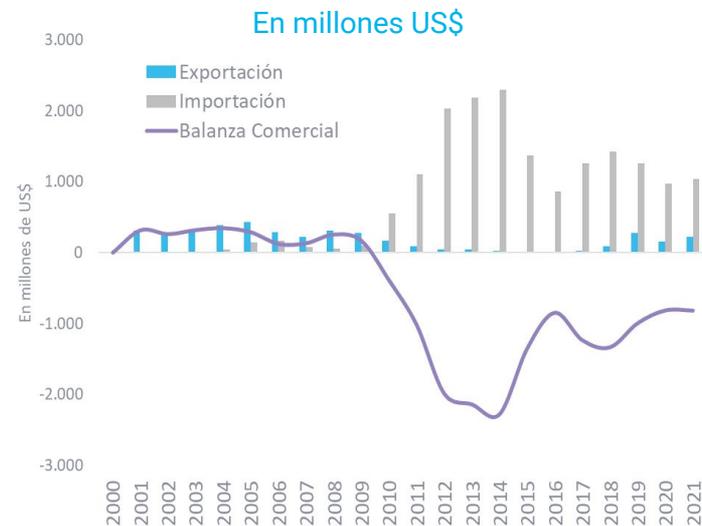
Evolución del comercio exterior de petróleo. 2000-2021



Fuente: SSPPyS con base en Secretaría de Energía.

- La comercialización del **gas natural** se ve afectada por un proceso de **crecimiento en los volúmenes importados** (principalmente Bolivia) y consecuentemente de los **montos desembolsados**, dados por una menor producción local y un mayor dinamismo en la actividad económica.
- Como consecuencia de ello, se generó un **crónico déficit externo**. En los últimos años este déficit se desaceleró producto del incremento de las exportaciones y de la caída de las importaciones, impulsadas principalmente por programas de incentivos y también por un retroceso de la actividad económica.
- También la reducción de las compras externas se explica por un incremento en la oferta local gracias al **aporte del gas no convencional**. En este sentido, YPF lidera las exportaciones de este hidrocarburo.

Evolución del comercio exterior de gas natural. 2000-2021

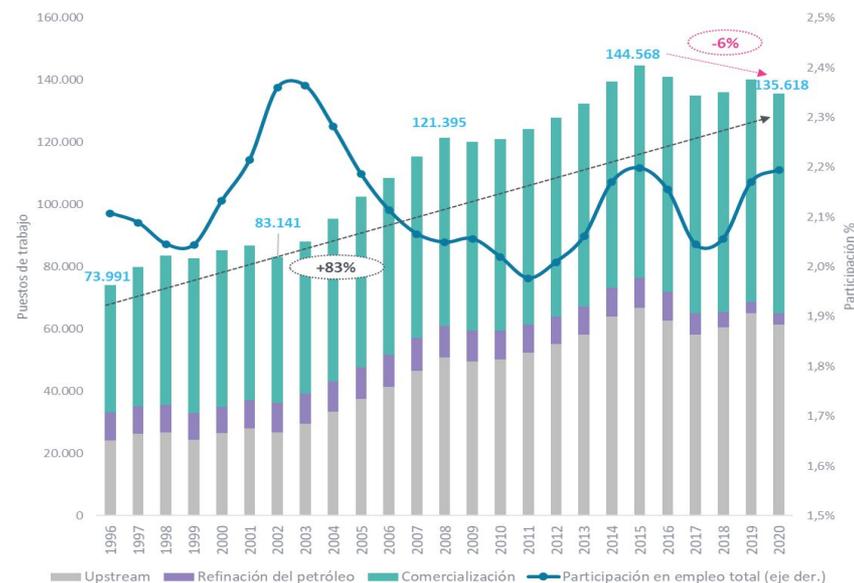


Fuente: SSPRyS con base en Secretaría de Energía.

A partir de 2016 comienza a caer el empleo privado registrado en el sector hidrocarburífero. Esto se explica por la reducción del número de pozos terminados, influida por la concentración de la explotación no convencional en detrimento del convencional, la disminución de la actividad en el segmento de refinación, el congelamiento del precio del barril de crudo y la baja de los precios del gas, junto con el impacto de la pandemia en 2020.

- La cadena posee un **denso entramado productivo** y, en términos de niveles de empleo, representa 2,1% del total nacional registrado privado (incluye extracción, refinación y comercialización).
- **55% del empleo** corresponde al eslabón de **downstream** (refinería y comercialización minorista y mayorista), mientras que el **resto** corresponde al **upstream** (intensivo en capital).
- En **2020**, el empleo mostró una caída menor que el promedio de la economía (-3,3% y -4,4% i.a., respectivamente). Esto se explica principalmente por la contracción en la actividad extractiva (-5,6%) y en la comercialización (-1,4%) compensada, en parte, por el aumento de contrataciones en la refinación (+0,7%).
- La **remuneración promedio** de los trabajadores registrados del sector hidrocarburos fue de \$113.126 (2020), un 97,4% superior en relación con la media nacional. Este **monto es dispar dentro de la cadena**: mientras que en el segmento extracción y refinación el salario promedio es \$202.017, en el segmento comercial llega a \$69.489.

Evolución del empleo privado registrado en Hidrocarburos* (puestos de trabajo y participación en el empleo total)



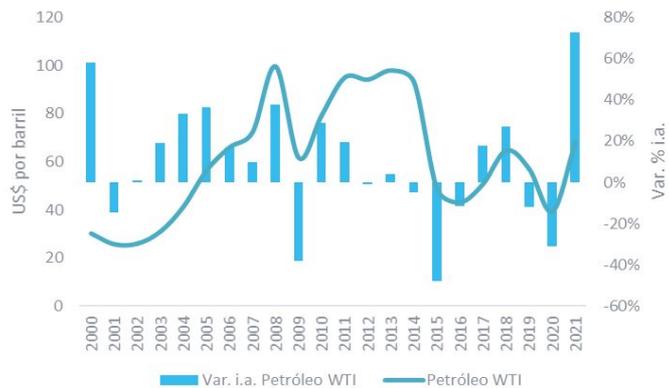
Fuente: SSPRyS con base en OEDE.

* El segmento **Upstream** está conformado por Extracción de petróleo crudo y gas natural (1110), servicios petroleros (1120). En tanto, **refinación** por refinación de petróleo (2320) y **Comercialización** venta al por menor de combustible (5050) y venta al por mayor de combustibles (5141).

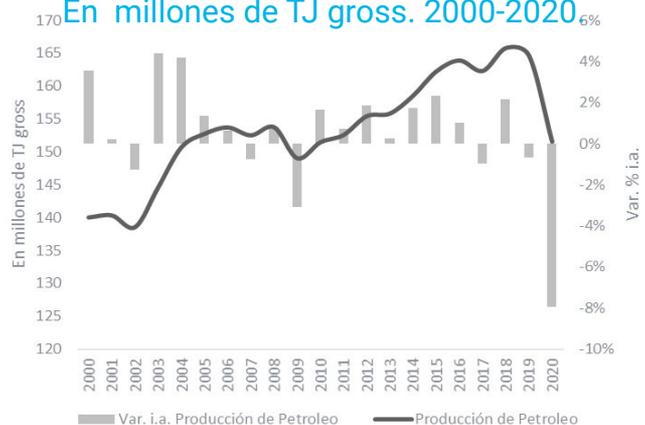
4

Dinámica de precios y producción internacional

Evolución de precio del crudo West Texas Intermediate (WTI). US\$ por barril. 2000-2021



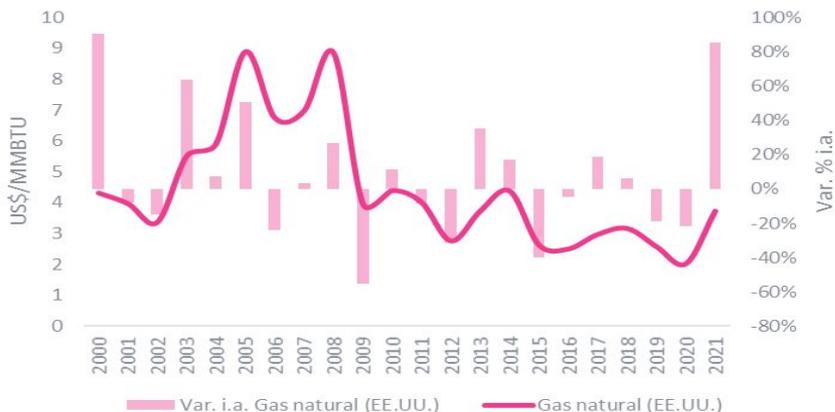
Evolución de la producción mundial de crudo En millones de TJ gross. 2000-2020



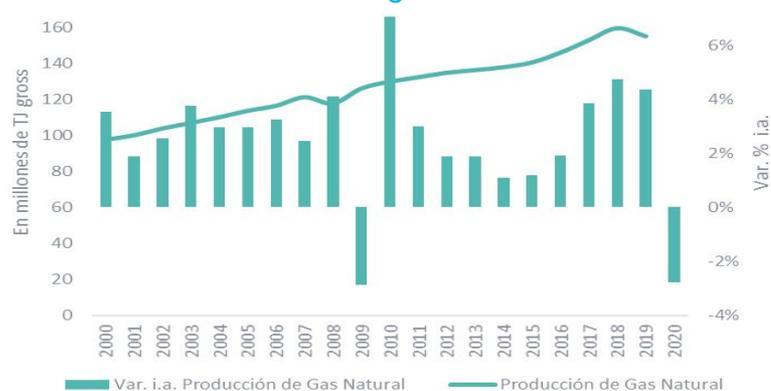
Fuente: SSPRYs con base en IEA, MECON y FMI.

- A partir de 2002 comienza una escalada en los precios de los hidrocarburos, que llevaría las cotizaciones mundiales entre **2008 y 2014 a máximos históricos**. Este auge se debió a diversos factores: reducción de stocks, aumento de la demanda (impulsada por China), conflictos bélicos y la incorporación en las carteras de inversión como activos financieros.
- En 2014 se revierte la tendencia al alza de las **cotizaciones** mundiales del **petróleo** iniciada en 2002. Comienza **un sendero decreciente**, llegando a US\$ 43,2/b en 2016. Este proceso se dió por la **desaceleración de la economía china**, la explotación de yacimientos no convencionales en EEUU, la reincorporación de Irán al mercado y la elevada oferta proveniente de la OPEP, entre otros.
- Entre 2015 y 2019, se registran dos dinámicas diferenciadas en el precio: una creciente en los primeros años (aunque permaneciendo en niveles inferiores a los del período anterior), para luego volver a caer, debido a cambios en el nivel de **producción y dinámica internacional**.
- En 2020, el petróleo tuvo una retracción en los precios (-30,8% i.a.) y en la producción (-7,9% i.a.) por **efecto de la pandemia y la crisis entre Arabia Saudita y Rusia por aumentar su nivel de producción**.
- Así, en 2020, la cotización del crudo se encontraba 6,9% por debajo del precio promedio histórico 1980-2020 (US\$ 42,6/b). No obstante, en 2021 volvió a valores pre-pandemia (US\$ 68,0/b).
- Los principales consumidores de crudo son EEUU, China y Japón y los primeros productores son EEUU, Rusia y Arabia Saudita.
- La **Argentina** ocupa el **puesto 29º** en el ranking de productores de petróleo.

Evolución del precio del gas natural Henry Hub US\$ por millón BTU. 2000-2021



Evolución de la producción de gas natural En millones de TJ gross. 2000-2020.



Fuente: SSPRyS con base en IEA, MECON y FMI.

- En la evolución de los **precios del gas natural** se verifican dos fases bien diferenciadas: en el período **2000-2008** las cotizaciones mostraron un **aumento** acumulado de 106%; en el lapso **2009-2021**, **retrocedieron** 63% en relación al pico histórico (2008) y 46% respecto al promedio del período anterior.
- Así, a partir de 2002 comienza una escalada en los precios del gas natural, que llevaría las cotizaciones mundiales entre **2008 y 2010 a máximos históricos**.
- Esta dinámica es muy similar a la **experimentada con el petróleo crudo debido a la fuerte correlación** existente entre ellos a lo largo del tiempo, tanto en materia de precios como del tamaño de los mercados.
- Sin embargo, a partir de 2008 **se registra una “desvinculación”** de precios: mientras los del crudo suben, los del gas natural retroceden notoriamente, por cambios en la oferta y la demanda, dado que se da un rápido aumento en la producción como resultado del **uso masivo de la fracturación hidráulica (fracking) y de la perforación horizontal**.
- **Estados Unidos pasa a ser un actor relevante en el mercado de gas natural**. Logró convertirse de un país consumidor a productor, sustituir importaciones y, en paralelo, incrementar sus exportaciones.
- **La Argentina se encuentra en el puesto 20° entre los productores de gas**, ranking liderado por EEUU, Rusia e Irán.

5

Políticas públicas

Principales hitos de la legislación de hidrocarburos (I)

- 1853** ■ En la Constitución Nacional no estaba determinado el dominio y explotación de los recursos naturales.
- 1887** ■ En la Ley 1.919 (Código de Minería) se determinó que las minas son **bienes privados de la Nación o de las Provincias, según el territorio en que se encuentren.**
- 1949** ■ En la reforma Constitucional se expresó que los **yacimientos de petróleo, de carbón y de gas son propiedad imprescriptible e inalienable de la Nación**, con participación del producto convenida con las provincias. La reforma fue derogada en el año 1956.
- 1967** ■ En la Ley 17.319 se estableció que los **yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos** situados en el territorio y en la plataforma continental, **pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional**, también reconoció un beneficio para las provincias en donde están los yacimientos.
- 1992** ■ La Ley 24.076 es el marco regulatorio posterior a la **privatización de Gas del Estado**. Estableció que las exportaciones de gas necesitan autorización del PEN y las importaciones no. Indicó que el Transporte y Distribución de gas natural deberá ser realizado por personas jurídicas de derecho privado. Fijó pautas y composición de la tarifa (PIST + Tarifa Transporte + Distribución) y creó el ENARGAS.
- 1992** ■ La Ley 24.145 **transfirió el dominio** público de los yacimientos de hidrocarburos del **Estado Nacional a las Provincias** donde se encuentran. También se declaró "**sujeto a privatización**" al Capital Social de **YPF Sociedad Anónima**.
- 1994** ■ La nueva Constitución fijó que corresponde a las **provincias el dominio originario de los recursos naturales** existentes en su territorio.
- 2004** ■ El Decreto 181 estableció que el **precio del gas** en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) será **fijado por la Secretaría de Energía** (Estado Nacional) en un **acuerdo entre productores.**
- 2007** ■ La Ley 26.197 dispuso que los **yacimientos** de hidrocarburos **pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.** Estableció que las provincias asuman el dominio y la administración de los yacimientos de sus territorios (incluye mar), y se le transfirieron los permisos de exploración y concesión para explotar hidrocarburos.
- 2012** ■ La Ley 26.741 declaró de interés público el autoabastecimiento de hidrocarburos y posibilitó la **expropiación del 51% del patrimonio de YPF SA y Repsol YPF Gas SA** (49% provincias integrantes de la OFEPI y 51% Estado Nacional).

Principales hitos de la legislación de hidrocarburos (II)

- Octubre 2014** ■ La Ley 27.007 diferenció los **plazos de concesión** de yacimientos convencionales (25 años) de los **no convencionales** (35 años) y las explotaciones en plataforma marítima (30 años), se contempló otorgar bonos adicionales para las reservas remanentes al final de la concesión. Modificó lo dispuesto en el Decreto 929/2013 para inversiones de US\$ 250 millones, le otorgó **libre disponibilidad de divisas** y **disponibilidad de exportación hasta el 20% de la producción** y 60% para los costa afuera.
- Marzo 2017** ■ La Resolución MEyM 46/2017 fijó las condiciones del **Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural de reservorios No Convencionales** dirigido a la cuenca neuquina. En la Resolución 447/2017 se lo extendió a la cuenca austral. Se aseguró un precio mínimo del gas de US\$ 7.50 MBTU en 2018, US\$ 7 MBTU en 2019, US\$ 6.50 MBTU en 2020 y US\$ 6 MBTU en 2021.
- Agosto 2019** ■ El Decreto 566 fijó precios del crudo local en US\$ 59 a tipo de cambio \$ 45,19 y precios para la nafta y el gasoil.
- Diciembre 2019** ■ La Ley 27.541 facultó al PEN para diseñar la política energética nacional, fijar pautas sobre el mercado interno y garantizar el abastecimiento de combustibles en el país. Determinó un **tope del 8% en derechos de exportación de hidrocarburos**.
- Mayo 2020** ■ El Decreto 488 ("*barril criollo*") fijó un **valor de comercialización local del barril del crudo de US\$ 45** y alícuotas de **derecho de exportación del 0%** cuando el Brent esté por debajo de US\$ 45/bbl y **del 8%** (máximo) cuando esté por encima de los US\$ 60/bbl.
- Noviembre 2020** ■ El Decreto 892 facultó a la SE para instrumentar el **Plan abastecimiento gas** y ofrecer **exportación en firme de 11 Mm3**.
- Diciembre 2020** ■ La Resolución SE 447/2020 **adjudicó 67.42 MMm3/d y 3.6 MMm3/d de gas para el período estacional invierno** a un precio promedio de US\$ 3.54 MMBTU en el marco del **Plan Gas vigente entre 2021 a 2024**. En marzo de 2021 se amplió el citado plan a un precio ponderado USD 4.7 MMBTU para expandir la oferta en el período invernal.
- Agosto 2021** ■ Mediante la Resolución 805 se alcanzó **80% de cobertura en subsidio al precio de la garrafa de 10 kg** incluida en el **Programa Hogar** (creado en marzo de 2015 por Decreto 470), donde también se fijaron precios máximos.
- Septiembre 2021** ■ La Resolución Conjunta 4/2021 fomenta las **inversiones hidrocarburíferas con destino de exportación**.
- Octubre 2021** ■ La Secretaría de Energía lanzó la **ronda 3 del Plan Gas** a un valor de pliego de US\$ 3,66 MMBTU con un contexto internacional de US\$ 80 bbl (Brent) y US\$ 30 MMBTU para el GNL en Asia. Se presentó el **Proyecto de Ley del Régimen de Inversiones Hidrocarburíferas**.

Principales hitos de los Derechos de Exportación de hidrocarburos

- 1967** ■ Ley 17.319 de Hidrocarburos: el PEN permite la **exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos por demanda interna** a precios razonables.
- 2002** ■ Ley 25.561 de Emergencia Económica: **crea el derecho de exportación para los hidrocarburos por el plazo de 5 años** y faculta al PEN a establecer la alícuota.
- 2002** ■ Decretos 310/2002 y 809/2002: fijan **derechos de exportación del 20%** para el **petróleo crudo** y del **5%** para **combustibles**.
- 2004** ■ Resolución MEyP 337/2004: eleva a **25%** la alícuota del derecho de exportación del petróleo crudo.
- 2004** ■ Resolución MEyP 532/2004: mantiene en **25% la alícuota para petróleo crudo** si el **precio WTI** es menor a **US\$ 32** por barril y establece escala de **alícuotas adicionales** cuando supere este valor (desde 3% hasta **20%** por encima de los **US\$ 45** por barril WTI).
- 2007** ■ Resolución MEyP 394/2007: alícuota de retención del **45% para la exportación de petróleo y derivados (incluye nafta)** si el precio **WTI** se ubicaba entre **US\$ 45 y US\$ 60,89 el barril**. Si este precio internacional era **superado** el cálculo de la retención era con **fórmula** que contenía dicho precio y un valor de corte fijado por el Estado Nacional. Los **combustibles líquidos pasaron así del 5% al 45%** de alícuota de derechos de exportación.
- 2014** ■ Resolución MEyFP 1077/2014: define al **precio internacional** del petróleo crudo al dado por el valor de referencia del Brent menos US\$ 8 y determina una alícuota de retención de 1%, siempre que este precio internacional no supere los US\$ 71 el barril.
- 2018** ■ Decreto 793/2018: fijó **hasta el 31/12/2020** derechos de exportación del **12%**.
- 2019** ■ **Ley 27.541** de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, en el Marco de la Emergencia Pública: estableció un **alícuota máxima de 8%** para las **exportaciones de hidrocarburos**.
- 2020** ■ Decreto 488/2020: fijó el **derecho de exportación para petróleo, gas y derivados** (anexo al decreto) en una **alícuota de 0% cuando el Precio del Brent** esté por **debajo de US\$ 45 por barril** y de **8% (máximo)** cuando esté **por encima de los US\$ 60 por barril**. Para los valores internacionales intermedios la alícuota se calcula con la fórmula del artículo 7 del citado decreto.

Plazos para la liquidación de divisas de exportación en el mercado local de los principales hidrocarburos

(Gas Natural - 2711.21.00.000T; Gas Natural Líquido - 2711.11.00.000D, Gas Licuado de Petróleo - 2711.19.10.00, Petróleo Crudo 2709.00.10.00)

- Abril 2016** ■ **30 días** (Resolución 57/2016).
- Agosto 2016** ■ **1.825 días** (Resolución 242 E/2016).
- Enero 2017** ■ **3.650 días** (Resolución 47 E/2017).
- Noviembre 2017** ■ Se **eliminó la obligación de liquidar divisas** en el mercado local (Decreto 893/2017, derogó art 1, Decreto 2581/1964).
- Septiembre 2019** ■ **180 días**. Restituyó transitoriamente la obligación de liquidar divisas, hasta el 31/12/2019 (Decreto 609/19). Fijó que el pago del estímulo a las exportaciones de la sección X del Código Aduanero estará sujeto a que el exportador haya negociado ingreso de divisas en el mercado de cambios (Decreto 661/19).

Requisito de conformidad previa del Banco Central para la compra de divisas

- **Restituye el requisito de conformidad** para la formación de activos externos; para la pre-cancelación de deudas; para el giro al exterior de utilidades y dividendos; para la realización de transferencias al exterior.
- Diciembre 2019** ■ Se elimina la fecha de caducidad al 31/12/2019 de liquidar divisas en el mercado de cambios y se prorroga por tiempo indeterminado (Decreto 91/2019) a raíz de que no se superó la crisis situación económico-financiera que motivara el dictado del Decreto 609/2019, resultando necesaria su continuidad

Régimen de fomento de inversión para las exportaciones

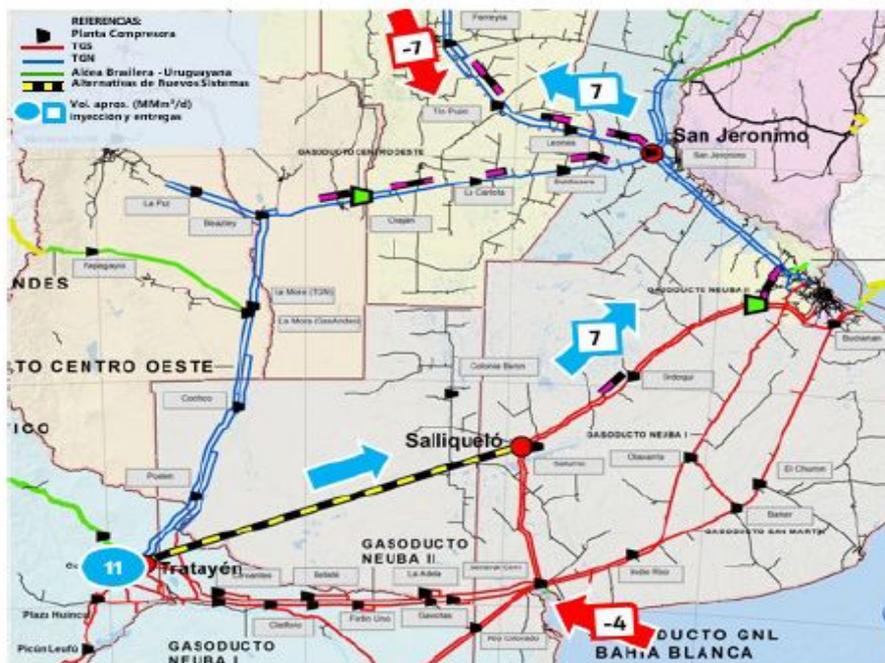
- Abril 2021** ■ Establece la **libre disponibilidad de hasta el 20% de las divisas obtenidas en las exportaciones** vinculadas a **proyectos de inversión que superen los US\$ 100 millones** por un plazo mínimo de 2 años (Decreto 234/2021).

- La **matriz energética** del país tiene un alto grado de dependencia de los hidrocarburos y particularmente del **gas natural**, que **supera el 50% de la oferta interna total de energía**. Este grado de penetración del gas natural se debe también a una **extensa red de distribución residencial**. Este consumo residencial de gas natural posee una **alta estacionalidad**, con picos durante la temporada invernal que afectan el suministro industrial y requiere de importaciones (gas Bolivia, GNL o combustibles líquidos), mientras que en verano existen excedentes.
- El **Plan Gas** es una iniciativa de la Secretaría de Energía que busca **saldar esos desequilibrios**, brindando un marco que **incremente la oferta con incentivos a la inversión**, a la vez que **abastezca eficientemente la demanda**, evitando interrupciones y protegiendo al consumidor residencial de la brecha de precios existente entre tarifas y costos.
- Algunas de las **ventajas del Plan Gas** son: brindar **precio y plazo a los productores**, mayor **previsibilidad** para sus inversiones, **estabilidad de la demanda base** minimizando cortes e interrupciones, **recomponer la actividad** de las compañías, **reorganizar las importaciones** y, en el largo plazo, **planificar obras de infraestructura**. Asimismo, **amortigua el impacto tarifario de la devaluación**, dado que el Estado cubre la diferencia entre el precio en AR\$ de la tarifa y en US\$ adjudicado al productor. El productor tiene que garantizar niveles de producción con inversiones (lo que genera empleo y desarrollo regional) para adquirir preferencias de exportación en firme de los excedentes del verano (hasta 11 MM m³/d).
- En octubre de 2020, se lanzó un Concurso Público Nacional para la adjudicación de un volumen de gas natural base total de **70 MMm³/día** para los años **2021 a 2024** y un **volumen adicional** para sus inviernos.
- En diciembre de 2020, se adjudicaron **67,42 MMm³/día** a un precio promedio ponderado de **3,54 US\$/MMBTU**, ofertado por 20 petroleras, cubriendo el **96,3%** del total disponible y **3,60 MMm³/día** adicionales para el invierno.
- A fin de completar el saldo restante, se lanzó la 2º ronda en marzo de 2021, en la cual se adjudicaron **4,5 MMm³/día adicionales** para invierno a un precio promedio ponderado de **4,728 US\$/MMBTU**.
- Para el transcurso del primer año de ejecución del Plan, la Secretaría de Energía, **estimó un ahorro en divisas de US\$ 1.150 millones** y que se **evitaran cortes de suministro eléctrico del 12% de la demanda**, durante los picos de consumo de junio de ese año. Por ello, en octubre de 2021, se lanzó una 3º ronda del plan con la idea de **incrementar la oferta de gas local en la temporada invernal del 2022** y aligerar las importaciones de GNL, gas de Bolivia y otros combustibles.

- La expansión de **producción local de gas encuentra limitada** por actual capacidad de transporte de la red de gasoductos, lo cual condiciona el abastecimiento de la demanda total nacional vía producción interna.
- Considerando las proyecciones de **demanda creciente y los cuellos de botella** limitantes de la expansión de la oferta actual, se requerirían **divisas** para solventar crecientes **importaciones de GNL y combustibles líquidos** para abastecer la demanda energética de los períodos invernales.
- En febrero de 2022 la Secretaría de Energía declaró de **Interés Público Nacional la construcción del gasoducto Néstor Kirchner** mediante la Resolución 67/2022 a fin de promover el desarrollo, crecimiento de la producción y abastecimiento de gas natural para garantizar el abastecimiento interno según las Leyes 17.319, 24.076 y 26.741.
- Este nuevo gasoducto, conjuntamente con la obra del gasoducto Mercedes-Cardales, **consolidará la interconexión** de los sistemas de transporte existentes, **permitirá evacuar** la creciente **producción de la cuenca neuquina** (promocionada por el Plan Gas Ar) y **satisfacer la demanda del anillo GBA**, llegando hasta San Jerónimo en la provincia de Santa Fé.
- **Objetivos del Plan Transport.AR:**
 - **Sustituir las importaciones de GNL** que hoy se requieren para cubrir los picos de demanda doméstica de gas natural.
 - **Reemplazar el combustible líquido** por gas natural de producción nacional en las centrales térmicas.
 - Enfrentar la **caída de la producción de gas en la cuenca NOA** y de nuestro tradicional proveedor, **Bolivia**, sustituyendo ese gas con el proveniente de la cuenca neuquina.
 - **Ampliar la capacidad del sistema de transporte** para abastecer con gas natural nacional a los grandes centros de consumo.
 - **Exportar** a países vecinos los excedentes de gas natural nacional y contribuir en su proceso de transición energética.
- El Estado Nacional estima **ahorrar US\$ 1.000 millones anuales** derivados de la sustitución por gas local a menor costo del gas importado de Bolivia, el GNL y los combustibles líquidos necesarios para la generación eléctrica. En tanto el **efecto neto sobre la balanza comercial energética** del desarrollo de dicha infraestructura sería de **US\$ 2.500 millones por año**, considerando la merma en la importación y el incremento en los volúmenes exportados.

- El plan de inversiones de Transport.Ar cuenta con dos etapas, abarcando tres años.
- La ampliación prevista para el tramo Mercedes-Cardales permitirá 15 MM m³/d adicionales, en tanto la ampliación de los tramos finales de TGS será de 9 MM m³/d, la reversión del gasoducto del Norte aportará 19 MM m³/d y los distintos loops en el gasoducto Centro-Oeste unos 2,2 MM m³/d.

Estimación de flujos de gas con obras hasta etapa intermedia



Estimación de flujos de gas con obras etapa final

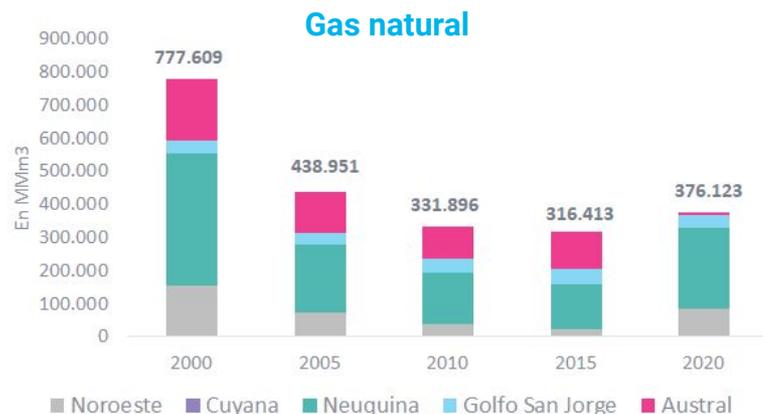
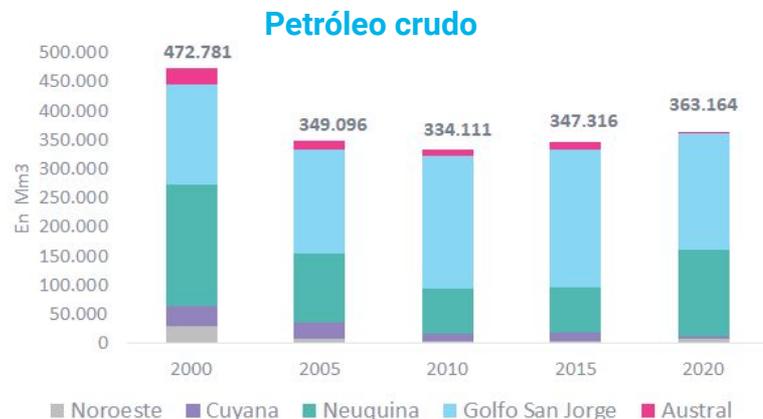


Fuente: Elaboración propia datos de ENARGAS.



Perspectivas de la actividad en Argentina

Evolución de las reservas de petróleo y gas natural, por cuenca. Años 2000-2020



Fuente: SSPRyS con base en Secretaría de Energía.

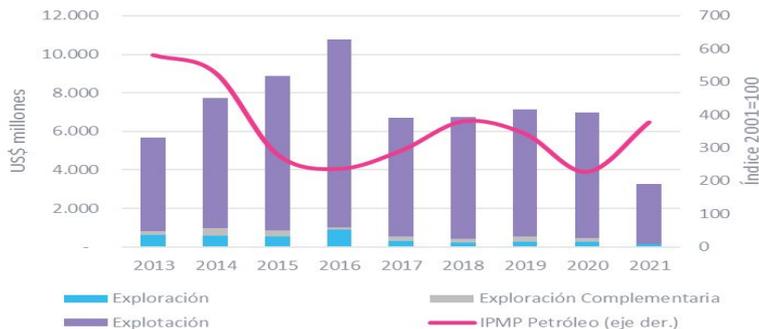
- En las **dos últimas décadas**, se observa un **caída en las reservas**, tanto de petróleo crudo como de gas natural. No obstante, **en 2020 se observa una recuperación**.
- En el año 2000, las **reservas en crudo** alcanzaban los 472,8 millones de m³, mientras que en 2020 llegaron a 363,2 millones m³ (**-23,2%**).
- Las **reservas de gas natural** experimentaron una dinámica similar hasta el año 2015. A partir de allí, se incrementaron hasta alcanzar los 376.123 mil millones de m³ (**+18,9% en relación a 2015 y -51,6% con respecto a 2000**).
- Este fuerte incremento se debe al **desarrollo del gas no convencional** en las cuencas neuquina (yacimiento de Vaca Muerta) y en el Golfo San Jorge.
- La **importancia de los no convencionales** se puede observar en su participación en las reservas. Para el año 2020, el aporte de éstos en el **petróleo crudo** alcanzó **28,5%** del total mientras que, para el **gas natural**, el aporte es aún mayor (**36,9%**).
- En términos de **años de horizonte** (relación reservas y producción), se registra un valor estable para ambas producciones, en torno **11,7 y 7,6 años** para crudo y gas natural, respectivamente.

Las inversiones en explotación en el sector hidrocarburífero estarían asociadas a los ciclos de los precios junto a otros factores, tales como la infraestructura, estructura de mercado, marco normativo, entre otros.

Inversiones hidrocarburíferas realizadas en 2021:

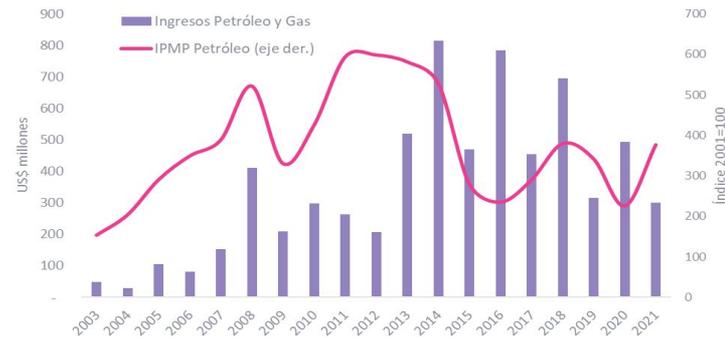
- Las **inversiones realizadas en 2021 alcanzaron los US\$ 3.248 millones, un 70% por debajo del récord de 2016 (US\$ 10.775)**. Respecto a 2020, cayeron un 53% y se encuentran 54% por debajo del promedio 2013-2021 (US\$ 7.097 millones).
- **La principal inversión realizada se orienta a la explotación en *upstream* (91% del promedio invertido en 2013-2021)**. Se destaca la perforación de pozos de petróleo y gas natural (47% del total).
- **La participación de la explotación fue incrementándose a lo largo de los años, pasando de 86% en 2013 a 95% en 2021**.
- Las inversiones vinculadas a las **explotaciones no convencionales** fueron predominantes por un largo del período. Mientras que en 2013, alcanzaban un 18% (US\$ 1.027 millones), en 2021 alcanzaron un 62% del total (US\$ 2.009 millones).

Evolución de Inversiones realizadas e Índice de Precios de Materias Primas (IPMP) Petróleo*



Fuente: SSPRyS con base en Secretaría de Energía y BCRA.

Evolución de los Ingresos por Inversiones Directas y de Portafolio de la Petróleo y Gas (MULC) y del IPMP Petróleo*



Fuente: SSPRyS con base en BCRA.

*El IPMP calculado por el BCRA pondera el petróleo (crudo) de acuerdo a su participación en las exportaciones (4,8%). Índice Diciembre 2001=100.



Anexo

- Acum: acumulado.
- AFIP: Agencia Federal de Ingresos Públicos.
- art.: artículo.
- BCRA: Banco Central de la República Argentina.
- BEN: Balance Energético Nacional.
- Brent: precio de petróleo Brent (mar del Norte)
- BTU: unidad térmica británica.
- DE: Derechos de Exportación.
- der.: derecho.
- EEUU: Estados Unidos de América.
- ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas.
- GLP: Gas Licuado del Petróleo.
- GNC: Gas Natural Comprimido.
- GNL: Gas Natural Licuado.
- GO: gasoil
- i.a.: interanual.
- INDEC: Instituto Nacional de Estadística y Censos.
- IPMP: Índice de Precios de Materias Primas - Banco Central de la República Argentina.
- kBd: kilobaudi.
- NF: nafta
- m³: metro cúbico.
- MBTU: mil unidades térmicas británicas (BTU).
- MEyFP: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.
- MEyM: Ministerio de Energía y Minería.
- MM BTU: Millones de unidades térmicas británicas.
- MM m³: millones de metros cúbicos.
- MMm³/d: millones de metros cúbicos por día.
- NCM: Nomenclatura Común del Mercosur.
- OEDE: Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial - Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social.
- OFEPHI: Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.
- OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo.
- PEN: Poder Ejecutivo Nacional.
- PIST: Punto de Ingreso al Sistema de Transporte.
- SIPA: Sistema Integrado Previsional Argentino.
- SSPrYs: Subsecretaría de Programación Regional y Sectorial.
- taa: tasa anual acumulativa.
- TCF: Trillion Cubic Feet.
- TCN: Tipo de cambio nominal.
- TGN: Transportadora de Gas del Norte S.A.
- TGS: Transportadora de Gas del Sur.
- TJ Gross: Terajoules Gross (valor calorífico).
- Trim.: trimestre.
- US\$/b: dólar por barril.
- US\$/BOE: dólares por barriles equivalentes de petróleo.
- US\$/millón BTU: dólar por millón de BTU.
- VAB: Valor Agregado Bruto.
- Var: variación.
- VBP: Valor Bruto de Producción.
- WTF: West Texas Intermediate.
- YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

Hidrocarburos no convencionales, shale y tight oil/gas.

- Los hidrocarburos no convencionales son petróleo y gas natural que no pueden ser explotados económicamente con las tecnologías de extracción tradicionales. Para lograrlo, es preciso aplicar procedimientos especiales para su recuperación a pesar de la existencia en grandes cantidades en la naturaleza debido a su localización, tipo de yacimiento y características físicas.
- El **shale oil/gas** son aquellas extraídas u originadas desde las **rocas generadora de petróleo/gas** mientras que el **tight oil/gas** se refieren a aquellas que se originan **desde rocas reservorio de baja calidad**.

Fracturación hidráulica (*fracking*):

- Técnica de extracción de petróleo y gas del subsuelo.
- Consiste en inyectar un fluido a alta presión directamente hacia la roca que formación contenedora del hidrocarburo., con el fin de fracturarla o romperla de manera que el hidrocarburo pueda fluir hacia la boca del pozo.

On-shore y Off-shore

- El término *on-shore* está vinculado con la exploración y explotación de hidrocarburos en tierra o continente.
- En cambio, *off-shore* (costa afuera) hace referencia a la exploración y producción de petróleo y gas en mar adentro en el cual se llevan a cabo mediante plataformas (pueden ser fijas o flotantes según la profundidad de las aguas donde se ejecuta la actividad).



Reconstrucción
argentina



Ministerio de Economía
Argentina

Argentina unida