



“1983-2023- 40 años de Democracia”

PROYECTO DE LEY

El Senado y La Cámara de Diputados de la Nación, sancionan con fuerza de
LEY

Capítulo I

Creación del “**Programa Especial de Promoción de las Inversiones para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales**”.

Artículo 1°: Créase el “Programa Especial de Promoción de las Inversiones para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales”. Dicho programa busca lograr el cumplimiento de los principios de política hidrocarburífera establecidos en el artículo 3° de la Ley 26.741 promulgada el 4 de mayo de 2012 y los establecidos en el artículo 2° del Decreto 929 del año 2013.

Artículo 2°: El programa creado en el artículo 1° está destinado a las regiones o cuencas de producción convencional que tengan una explotación en proceso de declinación continua en los últimos tres años (2020 a 2022). La Autoridad de Aplicación juntamente con las provincias que correspondan definirán las áreas que estarán sujetas a percibir los beneficios establecidos en la presente Ley.

Artículo 3°: El “Programa Especial de Promoción de las Inversiones para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” se implementará a través de “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales”, debiendo tener cada uno al menos un plazo de ejecución de CINCO (5) AÑOS. Serán presentados estos proyectos para su análisis a la Secretaría de Energía de la Nación, quien junto con las autoridades de aplicación de cada provincia donde se desarrolle el proyecto y estén inscriptos en el registro creado por el artículo 7° del Anexo I del Decreto 1277 del año 2012.

Capítulo II

Requisitos, condiciones de inclusión al programa y obligaciones.

Artículo 4°: Podrán INCORPORARSE al PROGRAMA creado en el artículo 1° de la presente, los sujetos que:

- a) sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el ESTADO NACIONAL, las PROVINCIAS o la CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES, según corresponda, y/o terceros asociados a tales titulares juntamente con éstos.
- b) que estén inscriptos en el REGISTRO NACIONAL DE INVERSIONES HIDROCARBURÍFERAS creado por el artículo 7° del ANEXO I del Decreto 1277 del año 2012,
- c) presenten un “Proyecto de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” que implique la realización de una inversión en moneda extranjera no inferior a un monto de DOLARES ESTADOUNIDENSES en la cuantía descrita en el cuadro siguiente y en función de los niveles de producción promedio de los años 2021 y 2022 del concesionario, y a ser invertidos durante los primeros CINCO (5) años del proyecto;

Tipo de Beneficiario	Promedio de Producción 2021-2022 en M³/Año del concesionario por provincia	Monto de Inversión del proyecto en 5 años en U\$S
A	Más de 1.500 M ³ .	U\$S 250.000.000
B	Entre 200 M ³ y 1499 M ³ .	U\$S 35.000.000
C	Menor a 199 M ³ .	U\$S 5.000.000

(el promedio de Producción 2021-2022 en M³/año se establece por concesionario de explotación y por provincia para donde se presente le proyectode Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales); y

d) el “Proyecto de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” debe realizarse en cuencas donde la producción por recuperación secundaria sea superior a la producción por recuperación primaria, y el porcentaje de agua de extracción sea superior al noventa y tres por ciento (93%), ambas condiciones para los dos últimos años calendarios (años 2021 y 2022).

Podrán presentarse “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” por un plazo de CUATRO (4) AÑOS contados a partir de la promulgación de la reglamentación de la presente Ley.

Artículo 5°: La inclusión en el “Programa Especial de Promoción de las Inversiones para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” implicará para los sujetos beneficiarios la obligación de cumplir con las inversiones, producción y aumento del empleo comprometidos en los “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en

Cuencas Maduras Convencionales”. Cada Proyecto para ser aprobado por la autoridad de aplicación deberá cumplir con los objetivos de:

- a) tener una producción incremental entre cada año calendario, en el/los yacimiento/s en donde se presenten los proyectos de al menos:

Tipo de Beneficiario	Promedio de crecimiento interanual
A	2,5 %
B	3,5 %
C	1,5 %

- b) incrementar la planta de personal asignada al/los yacimiento/s en donde se presenten los proyectos de acuerdo a lo establecido en la reglamentación.
- c) Desarrollar las inversiones comprometidas en el artículo 4° de la presente.

Capítulo III

Beneficios e Incentivos

Artículo 7°: Los sujetos incluidos en el presente “Programa Especial de Promoción de las Inversiones para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” gozarán por el término que dure el proyecto, en los términos establecidos en la Ley 17.319 y sus modificaciones, de los siguientes beneficios:

- a) Las inversiones de capital que se realicen para la ejecución del Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales gozarán del régimen optativo de amortización en el impuesto a las ganancias previsto en el presente artículo.

a.1. Los sujetos alcanzados por el presente artículo podrán optar:

a.1.1. La aplicación de las normas respectivas de conformidad con las disposiciones del impuesto a las ganancias que resulten aplicables según el tipo de bien del que se trate.

a.1.2. La aplicación del régimen especial de amortizaciones creado por la presente norma y que se describe a continuación:

a.1.2.1. Inversiones que se realicen en equipamiento, y obras civiles directas necesarias para lograr el cumplimiento de los objetivos establecidos en el artículo 5° de la presente: el cincuenta por ciento (50%) del monto total de cada

infraestructura o equipamiento, en el ejercicio fiscal en el que se produzca la habilitación respectiva o puesta en funcionamiento, y el cincuenta por ciento (50%) restante en parte iguales en los dos (2) años siguientes. Se entenderá por equipamiento a la adquisición de maquinarias, equipos, vehículos e instalaciones utilizados de forma directa en el proceso productivo de extracción y transporte de hidrocarburos.

a.1.2.2. el sujeto BENEFICIARIO de la presente deberá comunicar a la autoridad de aplicación y a la Administración Federal de Ingresos Públicos según estas establezcan en la reglamentación las inversiones de capital que se realicen para la ejecución de los “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales”.

a.1.2.3. De optarse por el procedimiento de amortización indicado en a.1.2.2 del presente artículo, resultarán de aplicación adicional las siguientes disposiciones:

- a) La amortización impositiva anual a computar por los bienes mencionados en a.1.2.1 no podrá superar, en cada ejercicio fiscal, el importe de la utilidad imponible;
 - b) El excedente que no resultare computable en un determinado ejercicio fiscal podrá imputarse a los tres (3) ejercicios fiscales siguientes, con igual limitación de no superación en cada uno de los ejercicios fiscales la utilidad imponible;
 - c) El plazo de cómputo de la amortización impositiva de los bienes no podrá exceder sus respectivas vidas útiles.
- b) Establézcase como máximo la alícuota determinada en el artículo 1° de la Ley 25.413 para los sujetos Beneficiarios, por su tipo, del “Programa Especial de Promoción de las Inversiones para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” que se describen a continuación y que se aplicarán sobre los créditos y débitos efectuados en cuentas, cualquiera sea su naturaleza, abiertas en las entidades regidas por la Ley de Entidades Financieras y que tengan como movimiento la jurisdicción provincial donde se desarrolla el “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales”.

Tipo de Beneficiario	Alícuota por mil (‰) máxima artículo 1° Ley 25.413
A	5,5 ‰
B	4,5 ‰
C	3,0 ‰

c) Cuando la producción nacional de hidrocarburos no alcance a satisfacer las necesidades internas de autoabastecimiento en los términos del artículo 6° de la Ley N° 17.319, los beneficiarios incluidos en el presente PROGRAMA gozarán, a partir del SEGUNDO año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales”, del derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en cada Proyecto, un precio no inferior al precio de exportación de referencia a efectos de cuya determinación no se computará la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables. Por reglamentación se establecerá un mecanismo de compensación pagadero en pesos.

En este supuesto, los productores de hidrocarburos enmarcados en el presente PROGRAMA, tendrán derecho prioritario a obtener divisas de libre disponibilidad a través del Mercado Único y Libre de Cambios por hasta un 100% (CIEN POR CIENTO) del precio obtenido por la comercialización interna del porcentaje de hidrocarburos susceptibles de exportación de acuerdo a lo dispuesto en el párrafo precedente, siempre que la ejecución del “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina.

d) Adicionalmente podrán solicitar los beneficios creados en:

d.1. el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 277/2022.

Modifícase al CINCUENTA POR CIENTO (50%) el porcentaje de Producción Incremental Trimestral respecto de su Línea Base como Volumen de Producción Beneficiado establecido en el ARTÍCULO 6° del DNU 277/2022 para los “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” presentados.

Determinese al DECRETO DE NECESIDAD Y URGENCIA N° 277/2022 como parte integrante de la presente ley.

d.2. el Título II, Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de

Hidrocarburos, de la Ley 27.007/2014; y el Capítulo III del Decreto 929/2013.

Modificase al CINCUENTA POR CIENTO (50%) el porcentaje establecido en el inciso a) del ARTÍCULO 19° de la Ley 27.007/2014 para los “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” presentados.

Modificase al CINCUENTA POR CIENTO (50%) la proporción del derecho a comercializar libremente en el mercado externo de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, establecido en el ARTÍCULO 6° del Decreto 929/2013 para los “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” presentados.

La reglamentación establecerá las adecuaciones reglamentarias de la Ley 27.007/2014 y el Decreto 929/2013, a los indicados en la presente Ley.

Capítulo III

Incumplimientos. Cesación de Derechos del beneficio. Complementariedad. Evaluación.

Artículo 8°: Los beneficios previstos en la presente Ley cesarán por las siguientes causales:

- a) Vencimiento del plazo de las concesiones de explotación.
- b) Caducidad de la concesión por los motivos contemplados en el artículo 80 de la Ley N° 17.319.
- c) Incumplimientos sustanciales al “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” declarados por la Autoridad de Aplicación y previas intimaciones de cumplimiento al beneficiario.

La cesación descripta podrá acontecer sin perjuicio de las sanciones que les correspondan a los sujetos que realicen estos incumplimientos, en virtud de la normativa vigente.

Artículo 9°: Las PROVINCIAS y la CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES, en el ámbito de sus respectivas competencias, podrán otorgar otros beneficios complementarios a los aquí determinados, invitando a estas a adherir al presente PROGRAMA.

Artículo 10°: La Autoridad de Aplicación realizará un informe anual que determine la presentación de proyectos realizados, el monto de las inversiones comprometidas el incremento de la actividad laboral que provocan y el costo fiscal que implican los beneficios determinados en los incisos a) a c) del artículo 7° de la presente Ley.

Artículo 11°: Comuníquese al Poder Ejecutivo Nacional.

FUNDAMENTOS:

Sra. Presidente:

La ley 26741, promulgada el cuatro de mayo del año 2012, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento desde el hidrocarburo, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.

El artículo tercero de la citada ley, como principio de política hidrocarburífera de la República Argentina, entre otras:

- La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factores de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones;
- La conversión de los recursos hidrocarburos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas;
- La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo;
- de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto;
- La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos;
- La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

La evolución de la producción anual de petróleo ha demostrado en las últimas décadas una marcada disminución a nivel país, hasta mediados del año 2018. A partir de entonces se verifica una lenta recuperación, con las excepciones del año 2020 por razones ya sabidas. A partir del año 2022 la producción aumenta considerablemente a un ritmo mayor del 13% anual recuperando niveles altos de producción de décadas pasadas.

De la observación de la producción de petróleo desde el año 2012 hasta el año 2022, se puede observar que, en el total del país, se registró un aumento superior al 6%. Pasando de 32.376 miles de metros cúbicos en el año 2012 a 34.346 miles de metros cúbicos en el año 2022.

Debe notarse con claridad que de las 5 cuencas del país (Austral, Cuyana, Golfo San Jorge, Neuquina, y Noroeste) en los últimos 10 años la producción solo ha aumentado en la cuenca neuquina, mientras que disminuye en el resto de las cuatro cuencas. Es decir, hay un retroceso en cuatro de las 5 cuencas del país contra el crecimiento solo de una (la neuquina).

El siguiente cuadro nos ilustra la producción anual de petróleo por cuenca en miles de metros cúbicos para el período 2012 al 2022.

	Austral		Cuyana		Golfo San Jorge		Neuquina		Noroeste		TOTAL	
	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a
2012	1,587		1,816		15,157		13,250		566		32,376	
2013	1,461	-7.9%	1,753	-3.5%	15,048	-0.7%	12,989	-2.0%	504	-10.9%	31,755	-1.9%
2014	1,352	-7.5%	1,702	-2.9%	15,128	0.5%	12,660	-2.5%	468	-7.1%	31,310	-1.4%
2015	1,273	-5.9%	1,614	-5.1%	15,264	0.9%	12,747	0.7%	472	0.8%	31,370	0.2%
2016	1,186	-6.8%	1,582	-2.0%	14,508	-5.0%	12,467	-2.2%	431	-8.6%	30,174	-3.8%
2017	1,030	-13.2%	1,505	-4.8%	13,428	-7.4%	11,975	-4.0%	390	-9.6%	28,328	-6.1%
2018	1,202	16.7%	1,404	-6.7%	13,488	0.4%	12,505	4.4%	331	-15.1%	28,930	2.1%
2019	1,291	7.5%	1,365	-2.8%	13,336	-1.1%	13,826	10.6%	304	-8.2%	30,122	4.1%
2020	954	-26.1%	1,190	-12.8%	12,361	-7.3%	13,733	-0.7%	302	-0.5%	28,541	-5.2%
2021	923	-3.3%	1,125	-5.5%	11,890	-3.8%	16,159	17.7%	262	-13.4%	30,359	6.4%
2022	770	-16.6%	1,089	-3.2%	11,768	-1.0%	20,440	26.5%	280	6.9%	34,346	13.1%
%2021-2022	-16.6%		-3.2%		-1.0%		26.5%		6.9%		13.1%	
% 2012-2022	-51.5%		-40.1%		-22.4%		54.3%		-50.6%		6.1%	
% eq.*	-7.0%		-5.0%		-2.5%		4.4%		-6.8%		0.6%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como puede observarse de las últimas líneas, el crecimiento entre el año 2012 y 2022 arroja para cuatro cuencas valores negativos (Austral -51,5%, Cuyana -40,1%, Golfo San Jorge -22,4%, Noroeste -50,6%), más que compensándose por el incremento de la cuenca neuquina (54,3%) que registró un marcado incremento en los años 2021 y 2022; y totalizando un crecimiento de 6,1%.

Una cuestión central que se debe destacar es que mientras que para el año 2012 el porcentaje de producción no convencional sobre el total se encontraba en el 0,6%, para el año 2022 esta relación llega al 42%. Esto marca claramente una sustitución de producción convencional a producción de petróleo por tipo no convencional. El siguiente cuadro muestra detalladamente esta sustitución:

Producción anual de Petróleo por tipo de recurso (Mm³)

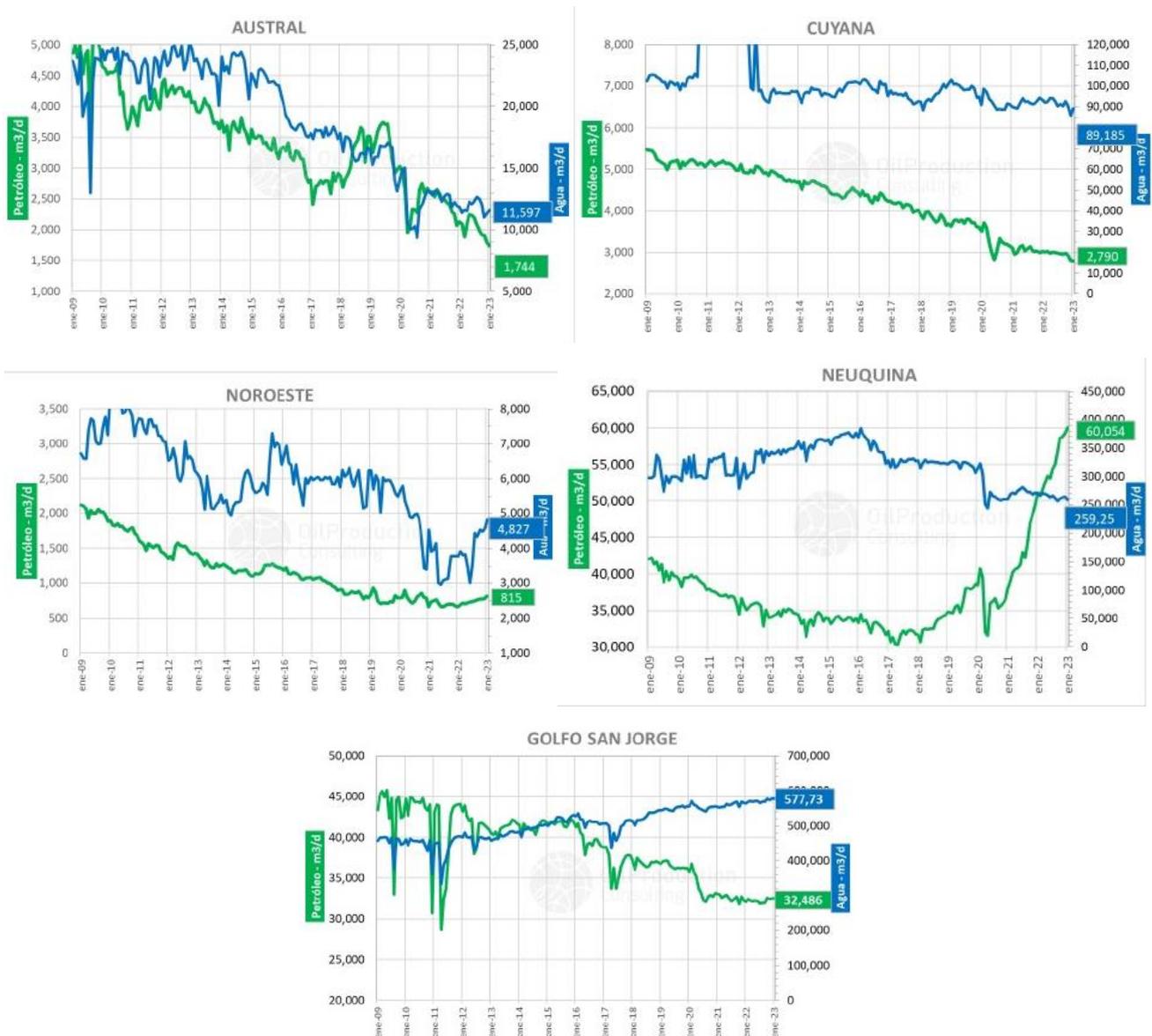
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional/ Total
2012	31,767	182	20	202	0.6%
2013	30,864	400	69	469	1.5%
2014	29,811	969	100	1,069	3.5%
2015	29,390	1,346	162	1,508	4.9%
2016	27,693	1,725	290	2,015	6.8%
2017	25,234	2,177	422	2,599	9.3%
2018	24,584	3,278	543	3,821	13.5%
2019	23,788	5,249	480	5,729	19.4%
2020	20,998	6,588	384	6,972	24.9%
2021	20,002	9,446	332	9,778	32.8%
2022	19,910	14,082	342	14,425	42.0%
% 2021-2022	-0.5%	49.1%	3.0%	47.5%	
% 2012-2022	-37.3%	946.2%	111.2%	856.6%	
% eq. *	-4.6%	39.8%	11.3%	38.1%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2022 para una comparación representativa

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La tabla revela que la variante ShaleOil no solo predomina sobre el TightOil sino que también explica todo el crecimiento no convencional y es determinante para observar la variación de la producción total en el año 2022, y el acumulado 2012-2022.

Las siguientes gráficas describen la producción de petróleo por cuenca junto a la producción de agua. La cuenca austral muestra una caída significativa en niveles de producción tanto de petróleo como de agua, situación similar muestra la evolución de la cuenca noroeste. Por otro lado, la cuenca del Golfo San Jorge muestra una caída de la producción marcada de petróleo contra un crecimiento en la producción de agua, similar situación se ve en la cuenca cuyana, pero con una estabilización en la producción de agua.



La cuenca neuquina muestra un incremento marcado de la producción de petróleo como se ha descripto ya, acompañado por una reducción en la producción de agua.

La siguiente tabla nos muestra la Producción por cuenca y total de agua y petróleo, y un indicador que relaciona el porcentaje de petróleo respecto del total de extracción de agua y petróleo (petróleo/(petróleo+agua)).

Relación Petróleo Agua por cuenca, en M3/Día. Enero 2023.						
M3/Día	AUSTRAL	CUYANA	NOROESTE	NEUQUINA	SAN JORGE	TOTAL PAÍS
Agua	11.597	89.185	4.827	259.250,00	577.730	942.589
Petróleo	1.744	2.790	815	60.054	32.486	97.889
Petróleo/Agua	15,0%	3,1%	16,9%	23,2%	5,6%	10,4%

El total nacional promedio de este indicador es de 10,4%. Respecto de las cuencas, la neuquina marca en mayor indicador y en una segunda escala la cuenca noroeste y austral. La cuenca cuyana y del Golfo San Jorge muestran los indicadores mas bajados, revelando ello la madurez de estas cuencas.

Como se ha expuesto, la producción de petróleo presentó una caída tendencial hasta mediados del año 2018, en un contexto donde las reservas comprobadas, probables y posibles también disminuían. A partir de 2018 las reservas comprobadas comenzaron a recuperarse, con la excepción del año 2020. El siguiente cuadro nos describe por cuenca para los últimos 10 años (2011-2021) la evolución de las reservas mencionadas:

Reservas de petróleo (Mm3)				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2011	393,996	131,534	101,186	73,986
2012	374,289	124,249	92,527	82,527
2013	370,374	132,287	91,101	147,589
2014	380,028	135,100	96,173	141,308
2015	380,730	131,344	95,165	141,461
2016	344,525	119,987	79,972	162,918
2017	320,916	116,762	80,165	169,775
2018	379,796	163,257	86,849	169,501
2019	407,420	174,453	86,973	163,252
2020	383,280	193,865	99,667	155,374
2021	451,231	235,252	148,949	682,920
% 2020-2021	17.7%	21.3%	49.4%	339.5%
% 2011-2021	14.5%	78.9%	47.2%	823.0%
% eq.	1.4%	6.0%	3.9%	24.9%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En 2021 las reservas comprobadas de petróleo fueron 14.5% mayores a las registradas en el año 2012, lo cual implica una tasa promedio anual del 1.4% en el periodo. De la misma manera han aumentado las reservas probables un 6% promedio anualmente a la vez que son 78.9% superiores a las del año 2011.

Por otra parte, las Reservas Posibles son 47.2% mayores respecto del año 2011. Los Recursos contingentes¹ de petróleo aumentan 24.9% en promedio anual y son 823% mayores a los del año 2011.

¹Son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos descubiertos líquidos, gaseosos o ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación y para los que no exista, en ese momento, viabilidad económica o comercialidad de la explotación.

Las reservas Comprobadas presentan una evolución diferente entre las cuencas argentinas. En la última década crecieron las reservas Comprobadas únicamente en la cuenca Neuquina: son 161.8% superiores a las del año 2011.

A su vez, las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral presentan niveles de reservas Comprobadas muy inferiores a las del año 2011: con 51.3%, 72.9%, 18.7% y 39.3% menores respectivamente, como se ve del siguiente cuadro:

Reservas comprobadas de petróleo por cuenca, Mm3						
	Noroeste	Cuyana	Neuquina	Golfo San Jorge	Austral	TOTAL
2011	5,116	33,057	84,912	257,968	12,943	393,996
2012	4,677	23,915	81,224	251,824	12,649	374,289
2013	4,568	22,480	78,604	251,163	13,559	370,374
2014	4,718	22,638	84,107	255,330	13,234	380,028
2015	4,922	20,411	86,690	253,872	14,834	380,730
2016	4,780	16,715	77,429	234,174	11,426	344,525
2017	3,955	12,926	72,170	219,966	11,624	320,916
2018	3,217	14,744	118,606	232,513	10,716	379,796
2019	3,003	7,060	162,287	224,866	10,180	407,420
2020	2,621	6,757	156,903	208,445	8,555	383,280
2021	2,492	8,954	222,332	209,604	7,850	451,231
% 2020-2021	-4.9%	32.5%	41.7%	0.6%	-8.2%	17.7%
% 2011-2021	-51.3%	-72.9%	161.8%	-18.7%	-39.3%	14.5%
% eq.	-6.9%	-12.2%	10.1%	-2.1%	-4.9%	1.4%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La caída marcada y tendencial en las cuencas convencionales revela la escasa exploración que existe en estas áreas, y se correlaciona con la declinación de la producción de petróleo convencional.

Al analizar las reservas comprobadas por tipo de recurso (se informan a partir del año 2017), se observa una marcada declinación desde el año 2017 para el petróleo y gas convencional, y un aumento muy significativo para el petróleo y gas no convencional. Así se puede verificar en el siguiente cuadro:

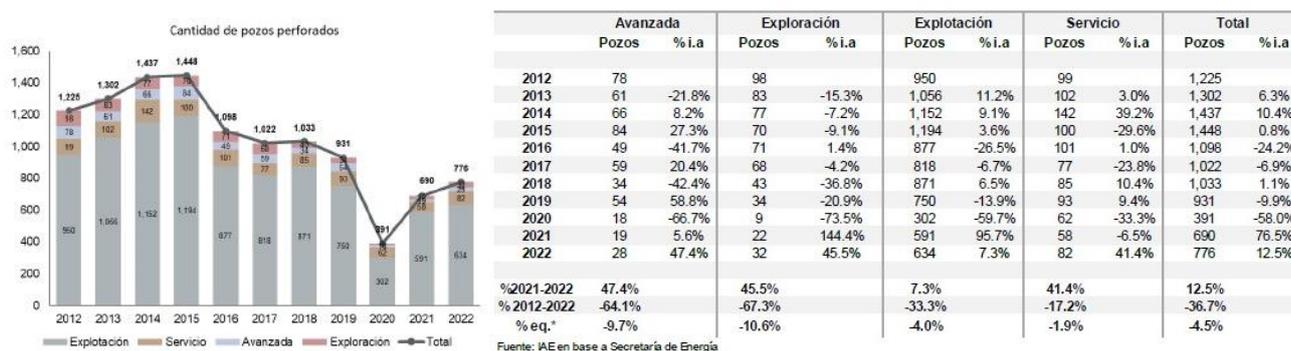
Reservas comprobadas de petróleo por tipo de recurso				
	Convencionales		No Convencionales	
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)
2017	299,815	242,847	21,101	112,700
2018	318,213	221,933	61,583	149,633
2019	297,388	208,095	110,032	192,136
2020	264,880	183,032	118,400	214,215
2021	274,007	171,399	177,225	244,589
% 2020-2021	3.4%	-6.4%	49.7%	14.2%
% 2017-2021	-8.6%	-29.4%	739.9%	117.0%
% eq.	-2.2%	-8.3%	70.2%	21.4%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Las reservas comprobadas no convencionales se incrementan para ambos casos y en todas las mediciones. Se destaca el petróleo con un incremento del 739% respecto de 2017 y del 49.7% respecto del año anterior. A su vez, crece a una tasa promedio del 70.2% anual.

Al observar esta información por tipo de recurso, se complementan a las observadas en la desagregación por cuenca, y muestra claramente que las reservas comprobadas no convencionales son las únicas que crecen y, en particular, en la cuenca neuquina.

Un indicador que relacione los niveles de producción y la inversión realizada es el de pozos terminados. Como puede verse en la gráfica siguiente, la cantidad anual de pozos terminados ha disminuido en los últimos 10 años (a excepción de la recuperación de pandemia por Covid-19 del año 2020, con sus efectos en 2021 y 2022). Existe un predominio marcado de pozos de explotación como se muestra en el cuadro y gráfico siguiente:



La cantidad de pozos totales ha tenido una disminución absoluta del 36.7% en 2022 respecto de 2012. Mientras que para el año 2012 se perforaron 98 pozos exploratorios para el año 2022 ese número se redujo a 32 pozos, es decir una disminución del 67,3% en diez años. Esto marca que a medida que disminuyen los pozos exploratorios (menor inversión) los niveles de producción futuros se van reduciendo de forma ascendente a mayor plazo desde cada reducción de año a año.

Los pozos de Explotación han tenido una disminución absoluta del 33,3% en 2022 respecto de 2012, es decir, una disminución promedio anual del 4% en la última década.

Como variable central y determinante de los niveles de producción y por tanto su influencia en el nivel de empleo y el efecto derrame sobre las economías regionales y el sector externo, se encuentra la inversión. La siguiente tabla y gráfico muestran las inversiones realizadas por tipo de recurso desde el año 2012 hasta el año 2022. Las inversiones en no convencionales desde el año 2016 (exceptuando 2020 y su recuperación de 2021 por Covid-19) han tenido un incremento significativo, provocado por la rentabilidad esperada muy favorables de este tipo de recurso (casi con exclusividad en la cuenca neuquina, “Vaca Muerta”).

Situación que difiere profundamente para el sector de producciones convencionales. Visualizando la inversión en producciones convencionales puede notarse que luego del pico del año 2015 las mismas comenzaron un proceso de retroceso marcado (aun considerando los efectos de la pandemia de Covid-19) como puede verse seguidamente:

Inversión realizada. En millones de dólares estadounidenses.			
Columna1	Convencional	No convencional	Total
2012	1.019	4.609	5.628
2013	5.648	2.022	7.670
2014	5.819	2.856	8.675
2015	7.343	3.433	10.776
2016	3.817	2.880	6.697
2017	3.164	3.566	6.730
2018	2.726	4.412	7.138
2019	2.513	4.469	6.982
2020	1.937	3.350	5.287
2021	1.926	3.972	5.897
2022	2.700	5.089	7.789

Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía.



Este proceso de desinversión afecta las economías regionales de 4 de las cinco cuencas (excepción la cuenca neuquina).

Las consecuencias directas de esta caída se vieron reflejadas en las variables analizadas ut supra en el fundamento del presente proyecto de Ley (producción, pozos terminados, reservas, empleo, nivel de actividad regional, etc.).

Centrándose en la producción de petróleo convencional el siguiente cuadro y gráfico nos muestra las inversiones realizadas para la producción de crudo convencional por tipo de inversión (exploración o explotación):

Inversión en producción de convencionales realizada por tipo. En millones de dólares estadounidenses.				
Año	Millones u\$s Exploracion	Millones u\$s Exp. Complementaria	Millones u\$s Explotacion	Porcentaje de Exploración sobre total
2012	369,92	107,68	4.110,07	8,1%
2013	173,48	175,22	5.301,42	3,1%
2014	59,00	205,99	5.506,70	1,0%
2015	350,77	103,80	6.884,94	4,8%
2016	183,11	202,19	3.429,66	4,8%
2017	102,26	148,88	2.909,94	3,2%
2018	113,91	73,83	2.534,16	4,2%
2019	104,95	33,71	2.354,66	4,2%
2020	90,70	5,30	1.135,89	7,4%
2021	88,41	14,25	1.804,73	4,6%
2022	123,59	56,07	2.517,31	4,6%

Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía.



Como puede observarse desde el año 2013 el porcentaje de inversiones en exploración respecto del total de inversiones convencionales se han estancado por valores inferiores al 5 por ciento, valores significativamente inferiores a los históricos registrados.

Las administraciones nacionales han implementado distintas políticas destacándose desde el año 2013 las siguientes.

El Decreto N° 929 del año 2013 crea el RÉGIMEN DE PROMOCIÓN DE INVERSIÓN PARA LA **EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS**, convencionales como no convencionales.

Acceden a este beneficio quienes estén inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y presenten un proyecto por más de U\$S 1.000.000 a invertir en 5 años.

Los Beneficios se resumen en:

- ✓ A partir del 5^{to} año de inicio del proyecto podrán comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción generada en el proyecto con alícuota 0% de DERECHO DE EXPORTACIÓN.
- ✓ Si el proyecto implicó generar divisas, ese 20% de la producción generada en el proyecto, tendrá libre disponibilidad del 100% de las divisas.
- ✓ Los titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación que estén en este régimen tienen derecho a solicitar una “Concesión de Exploración No Convencional”.
- ✓ Podrán unificar concesiones de explotación convencionales (preexistentes) con no convencionales.

Por otro lado, establece que, si no se alcanza el autoabastecimiento, se les paga por esa producción generada en el proyecto el precio de exportación; y crea la figura de la “Explotación No convencional de Hidrocarburos”.

Mediante la Resolución 9/2013 se reglamenta el Decreto 929/2013.

Con la Resolución 26/2023 (26-ene-2023) se aprueba el procedimiento de solicitud de beneficio de una alícuota del cero por ciento (0%) de derechos de exportación, en el marco del Decreto N° 929 de fecha 11 de julio de 2013.

Con la Ley 27.007/2014 se establecen tres elementos de reforma a la normativa vigente:

1. Modificación de la Ley N° 17.319/1967 principalmente:

- ✓ Modifica los plazos de los permisos de exploración, agregando No convencionales y plataforma continental.
- ✓ Modifica las superficies de las áreas de los permisos de exploración agregando plataforma continental.
- ✓ Agrega la solicitud de permisos de exploración y concesiones de explotación para hidrocarburos no convencionales.
- ✓ Los proyectos de producción terciaria, petróleo extrapesado y costa afuera podrán tener regalías menores, hasta 50% de reducción.
- ✓ Nuevas vigencias de plazos para concesiones de explotación (convencional 25 años, no convencional 35 años, plataforma continental 30 años), más prórroga de 10 años.
- ✓ Actualiza valores de los cánones.
- ✓ Permite la creación de un bono de prórroga, estableciendo el modo de cálculo: el 2% (precio por Cantidad: Precio: promedio últimos 2 años; y cantidad reservas probadas al finalizar la concesión).

- ✓ Unifica regalías de petróleo y gas en el 12% boca de pozo. Pudiendo reducir hasta el 5% por productividad y ubicación de los pozos. Por prórroga se podrá incrementar las regalías en un adicional del 3% y hasta 18% para las siguientes prórrogas.
 - ✓ Las provincias y el Estado Nacional no establecerán áreas de reserva a favor de empresas estatales o mixtas.
2. Régimen de Promoción de las Inversiones para la Exploración de Hidrocarburos:
- ✓ Incorporar al Decreto 929/2013 los proyectos que impliquen inversiones de U\$\$ 250.000.000 en 3 años.
 - ✓ Los beneficios del Decreto 929/2013 se reconocen a partir del 3 año desde el inicio de su ejecución. Para convencionales es del 20% de hidrocarburos respecto del cual se aplica el beneficio.
 - ✓ Para proyectos futuros a presentar se reconoce:
 - a) 2,5% de la inversión para Responsabilidad Social Empresaria a aportar por la empresa.
 - b) Un monto a financiar por el Estado Nacional para financiar obras de infraestructura en las provincias.
3. Disposiciones complementarias y Transitorias:
- ✓ Propender a establecer una legislación ambiental uniforme (entre Nación y provincias).
 - ✓ Propiciar la adopción de un tratamiento fiscal uniforme (Nación-Provincias).
 - ✓ Promover la unificación de registros y procedimientos.
 - ✓ Propiciar un Pliego Modelo.

La Resolución 14/2015 se establece como complementaria a la Ley 27.007/2014; y Crea el “Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo”. Con tres tipos de estímulos:

- ✓ Estímulo a la producción U\$\$ 3 por barril. Establece precios de venta de hidrocarburos separados por cuenta para el mercado interno: a) U\$\$ 84 para Cuenca Austral, Neuquina, Noroeste; b) U\$\$ 70 para cuenca San Jorge y Cuyana.
- ✓ Estímulo a la Exportación Base. Plus por exportar U\$\$ 2 si aumenta la producción base.
- ✓ Estímulo a la Exportación Adicional. Si aumenta la exportación el precio se incrementa en U\$\$ 3.

No siendo acumulables los beneficios de Exportación y se abonan los beneficios en pesos al tipo de cambio oficial Mayorista del BCRA.

La vigencia de estos estímulos son para el año 2015 y prorrogable por un año.

La Resolución 33/2015 establece el “Reglamento General del Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo” creado por Resolución 14/2015, y define un formulario modelo de presentación y las formas de cálculo de los beneficios.

El Decreto 488/2020 establece para el período del año 2020, un precio para el mercado interno de U\$S 45 por barril (si el precio en PLATTS supera ese valor por 10 días queda sin vigencia el precio mínimo de U\$S 45), si la empresa mantiene producción (base 2019), nivel de trabajo y sostiene a las empresas de servicios que brindan prestación a la actividad petrolera.

Queda prohibido para las empresas productoras acceder al mercado de cambio ni adquirirán títulos valores en pesos para su posterior cambio en U\$S.

En el marco de desabastecimiento de crudo, las refinadoras deben comprar todo el crudo interno y luego abastecerse del externo.

El precio de U\$S 45 puede ser modificado por Resolución de la SE (si el precio en el mes cambia más de 15% se modifica).

Establece los derechos de exportación por posición arancelaria:

- ✓ Si el precio del barril es inferior a U\$S 45 la alícuota es del 0%;
- ✓ Si el precio del barril es igual o superior a U\$S 45 la alícuota es del 8%.

El Decreto de Necesidad y Urgencia N° 277/2022 está destinado para que las productoras cuenten con acceso a divisas necesarias para impulsar la inversión.

Está destinado a inversiones en pozos convencionales, en recuperación secundaria y terciaria, para producción de crudo de mediana y alta densidad, buscando producción incremental por yacimiento.

Se establecen tres partes en el Decreto:

1. Crea el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP).

Los Beneficiarios deben: Adherir al régimen; obtener producción incremental de petróleo crudo; y cumplir con el régimen de Promoción del Empleo y Proveedores.

La línea base de cálculo se establece para el año 2021. Para calcular la línea base, el crudo de API menor a 30° se aplica factor de reducción de 10% a todo el volumen de petróleo crudo.

El volumen de producción incremental beneficiado es el 20% de la producción incremental. Se puede incrementar por: (1/5) por porcentaje de cobertura del Mercado Interno de Petróleo Crudo; 5 puntos porcentuales para los beneficiarios que en los últimos 12 meses hayan podido contrarrestar el declino de producción convencional; dos puntos porcentuales cuando los beneficiarios obtengan producción incremental de petróleo de pozos de baja productividad o inactivos o cerrados; dos puntos porcentuales cuando los beneficiarios obtengan producción incremental Anual contratando al menos 10% de los servicios de fractura de empresas regionales o Nacionales; dos puntos porcentuales cuando los

beneficiarios incrementen su inversión en exploración y explotación de petróleo en áreas marginales o con producción convencional en proceso de declinación productiva.

Los beneficiarios tendrán acceso al Mercado Libre de Cambios para pagar capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, utilidades y dividendos, por un monto equivalente a: la producción incremental por el precio promedio de los últimos 12 meses del ICE BRENT neto de derechos de exportación e incorporando descuentos por calidad.

2. Crea el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (RADPIGN).
3. Obliga a los beneficiarios de RADPIP y RADPGN a cumplir con los “Requisitos de Integración Regional y Nacional” y “Aplicación de preferencias”.

Mediante el Decreto 484/2022 se reglamenta el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 277/2022, se pueden solicitar el beneficio a partir del 3er trimestre de 2022. Se extiende un certificado para AFIP y BCRA. Para el ajuste de la línea base por calidad de petróleo se considera menor a 30° a los de la cuenca Cuyana y Golfo San Jorge.

Establece lineamientos de cálculo para el cómputo incremental del volumen de producción incremental beneficiado del 20%.

Los beneficiarios deben respaldar que al menos el 10% del total de las contrataciones en servicios de fractura durante los últimos 6 meses previos son realizados con empresas regionales o nacionales.

Los beneficiarios deben incrementar las contrataciones a proveedores regionales y nacionales al mes de diciembre de 2024 en 30% para los rubros de perforación y terminación y en 40% para los rubros de producción y mantenimiento y obras e instalaciones de superficie sobre el gasto del año 2021.

La Resolución N° 13/2023 complementa la reglamentación del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 277/2022. Determina las pautas y los procedimientos para el acceso a los regímenes y a los beneficios que dan estos. Establece en 3 anexos las promociones para: petróleo convencional, gas natural, y el empleo y desarrollo de proveedores.

Por todo ello, resulta necesario la creación de un “Programa Especial de Promoción de las Inversiones para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” con el objetivo de incrementar el nivel de Inversiones en estas cuencas. El fomento y aumento de las inversiones se traduce en un aumento de la producción de petróleo convencional, causando ello un efecto derrame en el nivel de empleo y las economías regionales, tanto en el sector privado como público.

El fomento de las inversiones en cuencas maduras implica establecer pautas templadas y para un tiempo que se armonice con el retorno de las inversiones necesarias para cumplir los objetivos del presente proyecto de Ley.

Así es necesario establecer sobre variables determinantes de los flujos de inversiones un grado de estabilidad normativa. El presente proyecto crea un PROGRAMA que se viabiliza a través de “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales”. Para estos proyectos, que deben tener un plazo de ejecución de cinco (5) años, se requieren inversiones mínimas. Estableciendo estas en función del promedio de producción en M³/año de cada productor beneficiado por la el presente proyecto de Ley; en cada provincia y por el plazo de cuatro (4) años.

Se define a las cuencas marginales en función de dos variables, a saber: la producción por recuperación secundaria sea superior a la producción por recuperación primaria; y el porcentaje de agua de extracción sea superior al noventa y tres por ciento (93%), ambas condiciones para los dos últimos años calendarios.

El objetivo es lograr un incremento interanual en la producción de petróleo entre el 1,5 y el 3,5 por ciento según el tipo de beneficiario del PROGRAMA.

Los beneficios propuestos para el cumplimiento de este logro consisten en: a) dotar de un régimen de amortización especial en el impuesto a la renta de las sociedades para las inversiones de capital, b) establecer una alícuota diferenciada inferior para el impuesto a los débitos y créditos bancarios (Ley N° 25.413) de entre el 3 y 5,5 por ciento; c) cuando la producción nacional no logre el autoabastecimiento asegurar un precio no inferior al precio de exportación, y acceso a la obtención de divisas de libre disponibilidad a través del Mercado Único y Libre de Cambios por hasta el cien por ciento (100%) del precio obtenido; d.1) acceder a lo beneficios del DNU 277/2022, en particular declarar al cincuenta por ciento (50%) el volumen de producción beneficiado modificando lo indicado en el artículo 6° del mencionado DNU; d.2) acceder a los beneficios de la Ley 27.007/2014 (y aumentando del 20 al 50 por ciento la producción objeto del beneficio de disponibilidad de divisas), y el Capítulo II del Decreto N° 929/2013 (incrementando del 20 al 50 por ciento la producción alcanzable con cero por ciento de derechos de exportación).

Finalmente, las Provincias donde resulte factible la aplicación de los “Proyectos de Inversión para la Recuperación de la Producción y el Empleo en Cuencas Maduras Convencionales” pueden complementar estos beneficios desde sus respectivas incumbencias normativas.

AUTOR:

ROMERO, Ana Clara

FIRMANTES:

TACCETTA, Matías

EL SUKARIA, Soher

MORALES GORLERI, Victoria

SANCHEZ, Francisco

STEFANI, Héctor Antonio

TORTORIELLO, Aníbal