

CONSOLIDACION DE RESERVAS DE GAS Y PETROLEO DE LA REPUBLICA ARGENTINA

Reporte anual - 2021

Dirección Nacional de Exploración y Producción

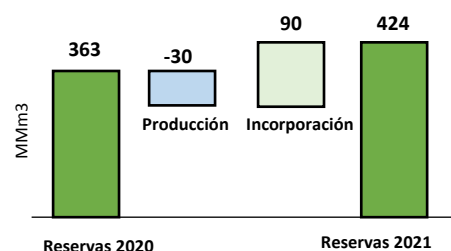
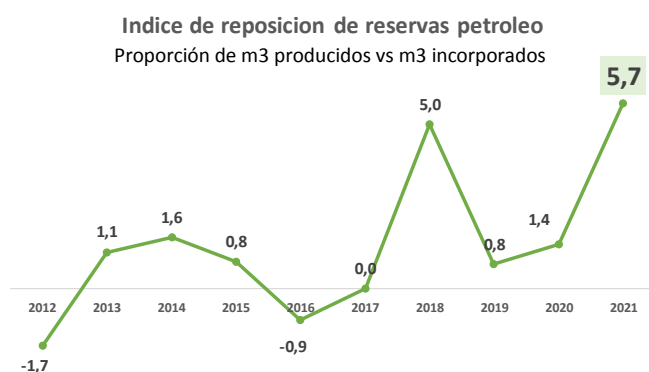
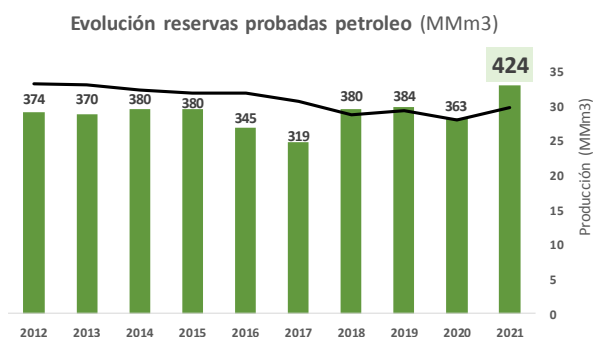
octubre de 2022

Contenido

Resumen Ejecutivo	3
Revisión de reservas en números.....	5
Introducción	6
Presentación anual de reservas	7
Producción 2021.....	9
Petróleo	9
Gas Natural.....	11
Reservas 2021	14
Resumen.....	14
Reservas Comprobadas	17
Petróleo	17
Gas Natural.....	18
Clasificación.....	19
Petróleo	20
Gas Natural.....	23
Evolución por Cuenca	29
Petróleo	29
Gas Natural.....	32
Análisis de indicadores de reservas.....	36
Petróleo	36
Gas Natural.....	41
Anexo I.....	48
Definiciones	48
Categorías de reservas	48
Anexo II.....	52
Indicadores de Gestión de Reservas	52
Anexo III.....	54
Listado de siglas y abreviaturas.....	54

Resumen Ejecutivo

Petróleo

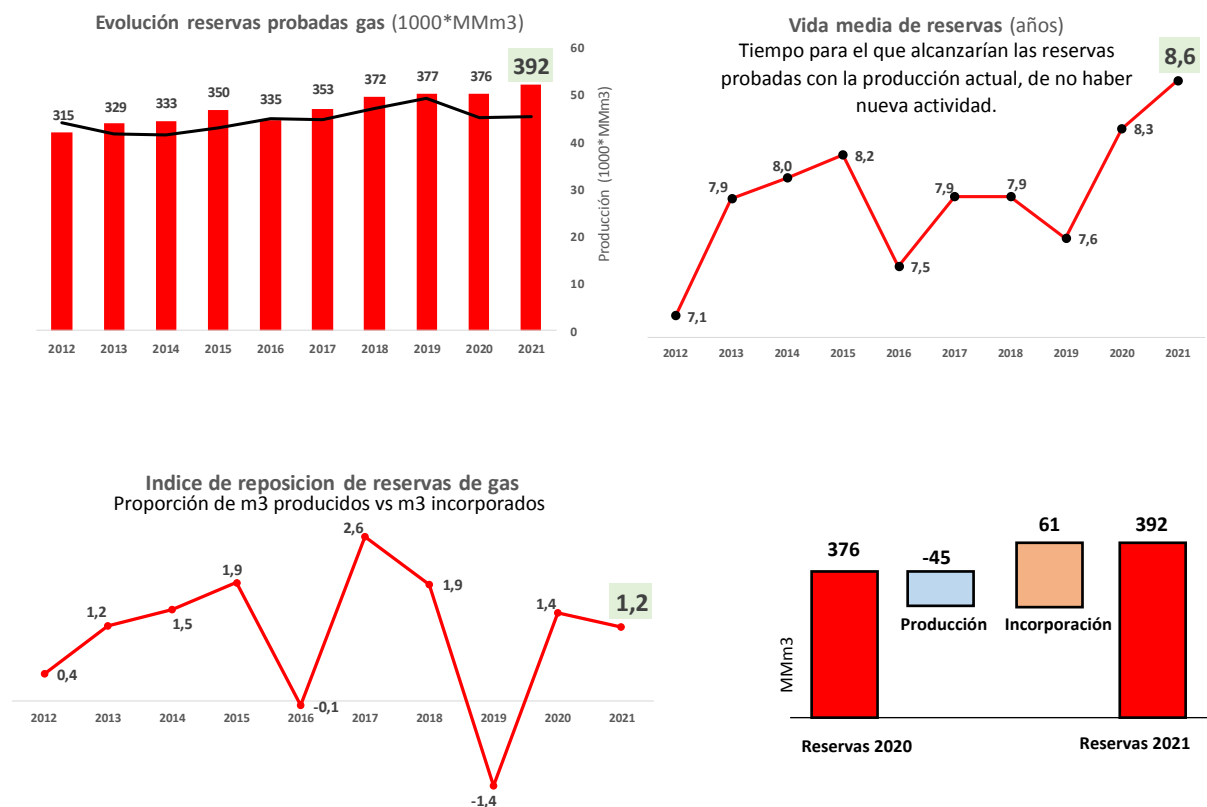


- Reservas probadas de petróleo aumentaron 17%, a 424 millones de metros cúbicos.
- El Índice de Reposición de Reservas (IRR) de 5,7 implica que, por cada metro cúbico producido en el año, se incorporaron 5,7 metros cúbicos a las reservas. Es el valor más alto en los últimos diez años.
- La vida media de las reservas de petróleo se incrementó a 14,2 años, superando la del año 2018.
- El 48,8% de las reservas probadas corresponden a la cuenca Neuquina y el 48,1% a la del Golfo San Jorge.
- Las reservas probadas no convencionales, se han incrementado un 48% en el año 2021.
- La empresa YPF S.A. incrementó un 38% sus reservas comprobadas de petróleo durante el último año. Cabe mencionar también el incremento de reservas comprobadas habido en las empresas Vista Oil & Gas Argentina SAU (47%), Shel Argentina S.A. (505%), Sinopec Argentina Exploration

Reporte anual de Reservas - 2021

and Production, Inc. (108%) (adquirida por la empresa Compañía General de Combustibles S.A.) y Capex S.A. (55%), con respecto a las certificadas a diciembre de 2020.

Gas



- Reservas probadas de gas aumentaron 4%, a 392 miles de millones de metros cúbicos.
- El Índice de Reposición de Reservas (IRR) de 1,2 implica que, por cada metro cúbico producido en el año, se incorporaron 1,2 metros cúbicos a las reservas.
- La vida media de las reservas de petróleo se incrementó a 8,6 años, superando la del año 2015.
- El 69% de las reservas probadas corresponden a la cuenca Neuquina y el 20% a la Austral.
- Las reservas probadas no convencionales, se han incrementado un 11,8% en el año 2021.
- La empresa YPF S.A. incrementó un 12% sus reservas comprobadas de gas durante el último año. Cabe mencionar también el incremento de reservas comprobadas habido en las empresas Vista Oil

& Gas Argentina SAU (23%), Pluspetrol S.A. (14%) y Sinopec Argentina Exploration and Production, Inc. (119%) (adquirida por la empresa Compañía General de Combustibles S.A.).

Revisión de reservas en números

Las certificaciones de reservas y recursos al 31 de diciembre de cada año, realizadas por las empresas operadoras y auditadas por los auditores independientes que las mismas contratan, son presentadas a la Secretaría de Energía de la Nación.

La Dirección Nacional de Producción y Reservas, a través de su equipo de asesores técnicos, constatan anomalías, irregularidades o cualquier otro tipo de inconsistencias en las certificaciones efectuadas, pudiendo reclamar al auditor y/o a la empresa operadora las explicaciones que se estimen pertinentes.

La Secretaría de Energía, está facultada a dictar las normas complementarias y aclaratorias que resultaran necesarias, como asimismo para incorporar los cambios que se registren en las tecnologías, definiciones y demás criterios propios correspondientes a la evaluación de las reservas y recursos de hidrocarburos.

En las cinco cuencas productivas del país, hay 400 áreas concesionadas con aproximadamente 1200 yacimientos operados por un total de 56 empresas. De la revisión realizada de las certificaciones de reservas y recursos al 31 de diciembre de 2021, surge:

256 concesiones de explotación fueron revisadas

2021 última actualización de las Normas aclaratorias y complementarias

4 asesores técnicos fueron parte del equipo de revisión (3 geólogos+1 ingeniero) con dedicación no exclusiva para la tarea

94% del total de las reservas probadas de petróleo, fueron revisadas

4 los meses (abril-julio) necesarios para realizar la revisión.

96% del total de las reservas probadas de gas, fueron revisadas

Introducción

El siguiente reporte fue elaborado por la Dirección Nacional de Exploración y Producción, perteneciente a la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía.

Las estimaciones de las reservas de gas y petróleo al 31 de diciembre de 2021, y hasta el fin de la vida útil de los yacimientos, se basan en la información declarada por las empresas operadoras de las áreas hidrocarburíferas, con carácter de declaración jurada, en el marco de la Resolución 324/2006 y Resolución 69/2016, y toman como referencia los principios y lineamientos del “Sistema de Gestión de Reservas Petroleras” PRMS-SPE.

Los valores aquí informados para cada una de las categorías de reservas pueden variar respecto de los valores oportunamente informados por esta Secretaría debido a eventuales rectificaciones que las empresas realizaran en el transcurso del año.

Este informe incluye la presentación de los tres tipos de reservas (comprobadas – probables – posibles), no así de los recursos contingentes informados por las empresas.

Las reservas de hidrocarburos forman parte del potencial energético de un país y contribuyen a la configuración de su matriz energética, permitiendo orientar los recursos con el objetivo de explotar aquellas fuentes energéticas disponibles de manera eficiente y al menor costo posible, planificando las necesidades de abastecimiento interno y permitiendo también poder definir una política energética de exportación, a los efectos de incrementar los ingresos del país.

La matriz energética es una representación cuantitativa de la totalidad de energía que utiliza un país, e indica la contribución relativa de las diferentes fuentes primarias al total de la energía generada en dicho país, por lo que se vuelve un aspecto determinante el analizar el aporte, en particular, de los hidrocarburos en la generación de energía en general.

En la actualidad, la matriz energética de la Argentina está conformada principalmente por gas, en un porcentaje superior al 55% y luego petróleo en el orden del 29%.

El descubrimiento del mega yacimiento Loma La Lata en los años 70, en la provincia de Neuquén, implicó una mayor oferta de gas natural en la matriz energética argentina. A partir de ese hallazgo se fueron reemplazando los combustibles líquidos como insumo para las centrales de generación, se expandió el polo petroquímico de Bahía Blanca y se creó uno de los mayores parques automotores a

gas natural comprimido (GNC). Pero la declinación natural del yacimiento y la falta de nuevos grandes descubrimientos que compensaran la caída de la producción fue generando la crisis del sector. Ante ésta situación, la posibilidad de producir gas y petróleo no convencionales de la formación Vaca Muerta, cuya existencia se había ido conociendo desde las décadas del 60 y 70s, comenzó a ser considerada seriamente por el gobierno argentino hace una década.

En la matriz energética se destaca la creciente participación del gas a partir de la década del setenta y la disminución de la participación del petróleo desde entonces. Esto indica la importancia que han tenido en conjunto los hidrocarburos durante los últimos cuarenta años, ya que representan casi el 90% de los consumos.

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

Es importante mencionar que los recursos técnicamente recuperables no siempre son extraíbles en forma rentable. El desarrollo de la tecnología que abarata los costos de perforación y extracción, junto con la evolución del precio de comercialización de los hidrocarburos, es lo que van convirtiendo a estos recursos en reservas. Esta situación implica que, en el caso de gas y petróleo no convencional, se van incorporando reservas a medida que se van desarrollando los yacimientos.

El informe que se presenta aquí complementa la información proporcionada en el reporte anual *síntesis de la evolución de reservas de hidrocarburos* al 31 de diciembre de cada año (ver en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gas>), hasta el final de la concesión de los yacimientos, ofreciendo un mayor grado de apertura de la información allí presentada.

Presentación anual de reservas

Las resoluciones SE 324/2006 y 69E/2016, que definen los lineamientos para la presentación anual de las reservas de gas y petróleo a nivel empresa, define a las reservas como aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados, en un futuro definido, de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación.

Asimismo, aclara que todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al

Reporte anual de Reservas - 2021

momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos. El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como Comprobadas y No Comprobadas. Las reservas Comprobadas son las de mayor certeza de recuperación y se clasifican en Comprobadas Desarrolladas y Comprobadas No Desarrolladas de acuerdo al plan de inversiones y desarrollo. Las reservas No Comprobadas tienen menor certeza de recuperación que las Comprobadas y pueden además clasificarse en Reservas Probables y Reservas Posibles, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas.

En suma: toda reserva debe ser comercialmente recuperable en un lapso de tiempo determinado, proveniente de un yacimiento conocido, y de acuerdo con el grado de certeza que se tenga sobre el valor informado, se la clasificará en alguna de estas categorías: comprobada (probada), probable o posible. Cuando no existe en el momento del análisis viabilidad económica o comercialidad de la explotación, y esos hidrocarburos son considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado o de infraestructura, las reservas pasan a considerarse como Recursos

A su vez, la normativa vigente establece que todas las reservas deben calcularse en dos modalidades: hasta el Fin de la Concesión (FC) y hasta el Fin de la Vida Útil del yacimiento (FVU). Las reservas FC se calculan como aquellas que podrán ser comercialmente recuperadas en donde el horizonte temporal es la finalización de la concesión otorgada, en cambio, las reservas FVU tienen el horizonte fijado en el agotamiento propio del yacimiento. A los efectos de este reporte se utilizarán las reservas FC.

Producción 2021

A continuación, se presenta un resumen correspondiente al análisis de la producción del último año, principalmente.

Petróleo

La producción de petróleo en Argentina revirtió en 2019 una tendencia decreciente que caracterizó al período 2012-2018 (entre 2012 y 2018 la producción de petróleo había disminuido un 13%), creciendo 1,8% respecto de 2018.

En el año 2020 la producción se ve impactada por la pandemia mundial "Covid-19"; en Argentina, al igual que en el resto del mundo, muchos sectores de la economía se vieron afectados por el impacto de la crisis producto de la pandemia. En el segundo trimestre del año, se dio un freno a la actividad derivado de las fuertes medidas de aislamiento social decretadas para paliar los efectos del Covid-19. La baja histórica del precio internacional del crudo afectaba a las exportaciones mientras que la falta de demanda local afectó la venta al mercado interno. En esas condiciones, el desplome en la actividad de equipos de perforación, equipos de *Workover* (terminación y reparación) y de *Pulling* (mantenimiento de pozos), produjo bajas muy pronunciadas en la producción a partir de abril de 2020. Luego del impacto inicial, y a partir de la flexibilización de las restricciones a la movilidad en Argentina y en el mundo, la demanda comenzó a recuperarse. La reactivación paulatina de equipos de torre en los yacimientos del país implicó una suba sostenida de la producción. Para el año 2021 se vuelve a incrementar la producción, alineado esto con la reversión del año 2019. La producción en el año 2021 totaliza 29,8 millones de m³, lo que representa una producción promedio de 81.600 m³/día.

La tabla 1 presenta los valores de producción por cuenca durante el período 2012-2021 y la variación porcentual en dichos años:

Producción (m ³)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Var% 2012/2021	Var% 2019/2021
AUSTRAL	1.558.703	1.432.031	1.324.425	1.246.288	1.158.768	1.004.620	1.170.179	1.251.543	918.556	894.515	-42,6	-28,5
CUYANA	1.872.566	1.816.417	1.753.229	1.701.693	1.614.663	1.581.676	1.506.511	1.406.512	1.184.406	1.116.562	-40,4	-20,6
GOLFO SAN JORGE	14.786.677	15.264.869	15.133.166	15.215.428	15.351.082	14.590.973	13.507.744	13.564.378	12.353.147	11.881.621	-19,6	-12,4
NEUQUINA	14.109.361	13.423.772	13.145.370	12.791.537	12.880.423	12.578.212	12.041.704	12.574.858	13.223.320	15.653.976	10,9	24,5
NOROESTE	630.496	611.695	542.576	501.035	506.445	462.922	418.241	355.167	290.951	254.724	-59,6	-28,3
TOTAL	32.957.802	32.548.783	31.898.766	31.455.981	31.511.379	30.218.402	28.644.379	29.152.458	27.970.381	29.801.398	-9,6	2,2

Tabla 1 – Producción de petróleo por cuenca 2012 – 2021

En las cuencas Neuquina y Golfo San Jorge, se produjo el 92% del petróleo crudo de origen nacional, experimentando la cuenca Neuquina un incremento en su producción del 24,5% y la cuenca del Golfo San Jorge una caída del 12,4% en el año 2021 respecto del 2019. La cuenca Austral aporta el 3% de la producción nacional de petróleo con una caída durante el 2021 del 28,5%, también respecto del 2019.

Reporte anual de Reservas - 2021

En las cuencas Noroeste y Cuyana, la producción de petróleo durante 2021 se redujo 28,6% y 20,6%, respectivamente.

Como se puede observar en el gráfico 1, la producción nacional de petróleo presenta una tendencia descendente en el período 2012-2018, con un cambio de tendencia a partir del 2019 pero acumulando una caída de 9,6% en la totalidad de la serie. La misma se redujo de 32,9 millones de m³ en 2012 a 29,8 millones m³ en 2021. Cabe mencionar el impacto en la producción debido a la pandemia mundial que tuvo lugar en el año 2020. Es remarcable, el incremento en la producción de reservorios no convencionales: 3.100% en el periodo 2012-2021 y 70% en el 2019-2021.

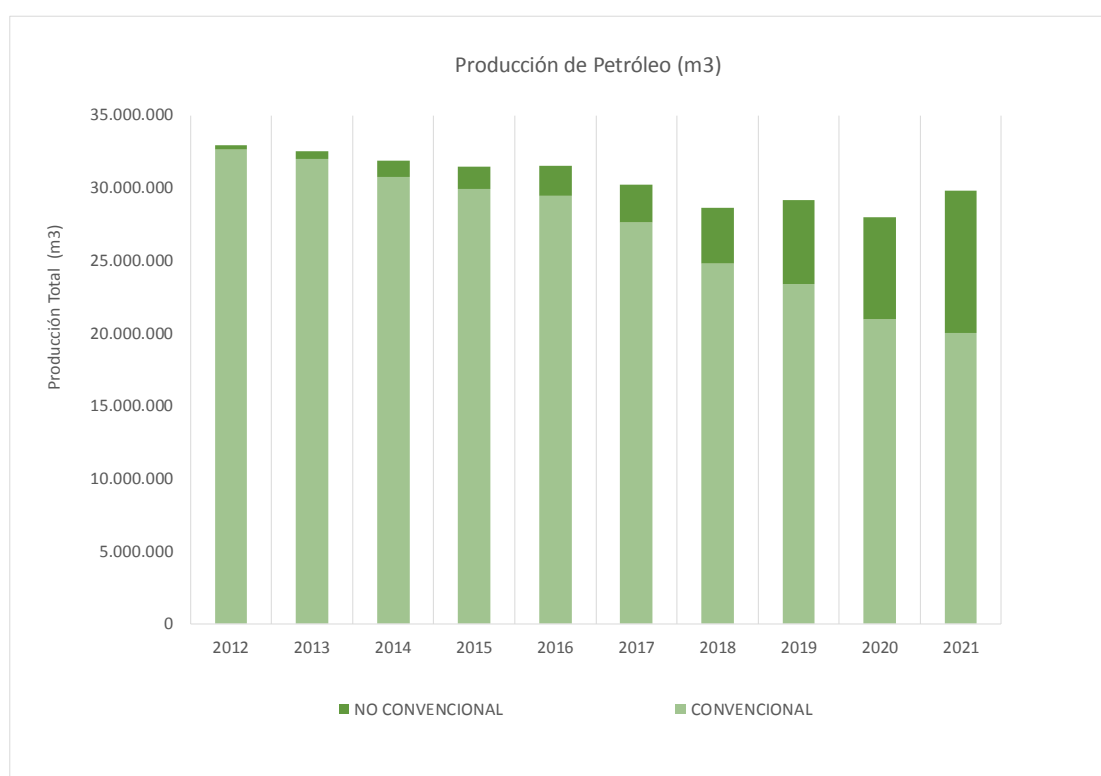


Gráfico 1 – Producción de petróleo por tipo de reservorio 2012 – 2021

En la tabla 2 se puede observar la producción durante los últimos 10 años, discriminando entre yacimientos convencionales y no convencionales. Se observa una marcada disminución en la producción de petróleo proveniente de yacimientos convencionales del orden del 38% en el periodo 2012-2021 y 14% entre el 2019 y 2021, causada principalmente por la reorientación de recursos hacia la explotación de yacimientos no convencionales, cuya producción creció 3.100% y 70% en los mismos lapsos de tiempo, y cuya proporción respecto de la producción total de petróleo se incrementó del 1% al 32%.

Reporte anual de Reservas - 2021

Producción (m3)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Var% 2012/2021	Var% 2019/2021
CONVENCIONAL	32.651.794	31.988.601	30.773.989	29.918.135	29.451.292	27.616.666	24.823.245	23.400.609	20.980.110	19.995.525	-38,8	-14,6
participación	99,1%	98,3%	96,5%	95,1%	93,5%	91,4%	86,7%	80,3%	75,0%	67,1%	-32,0%	-13,2%
NO CONVENCIONAL	306.008	560.182	1.124.777	1.537.846	2.060.088	2.601.737	3.821.133	5.751.849	6.990.272	9.805.873	3104,4	70,5
participación	0,9%	1,7%	3,5%	4,9%	6,5%	8,6%	13,3%	19,7%	25,0%	32,9%	32,0%	13,2%

Tabla 2 – Producción de petróleo por tipo de reservorio 2012 – 2021

Se puede observar que en el período en análisis la producción proveniente de yacimientos convencionales declina de manera constante con una acentuación en su caída a partir del año 2016 y a un promedio de 7,7% anual para los últimos 4 años. La producción proveniente de yacimientos no convencionales, sin embargo, presenta un ascenso continuo con una fuerte variación positiva a partir del 2017 (mayor al 40% anual a excepción del año 2020 que es del orden del 20%), lo que explica el cambio en la tendencia descendente que se produce en la producción total de petróleo, a nivel país.

Gas Natural

Con respecto al gas natural, desde 1950, la producción creció casi sin parar hasta alcanzar el último máximo histórico en el año 2004. Sin embargo, tras ese pico, la producción se redujo hasta alcanzar en el año 2014 41.484 millones de m³. A partir del año 2015, la producción de gas se incrementó hasta los 49.350 millones de m³ en el 2019. En el 2020 (año de la pandemia), la producción se redujo un 8%, aunque en este caso no se verificó una caída tan abrupta en la demanda como en el caso del petróleo dado que el consumo de gas no está tan relacionado con la movilidad. A partir de la implementación del nuevo Plan Gas-Ar 2020-2024 (con precio diferencial para los volúmenes incluidos en el programa) comenzó a recuperarse la actividad en los yacimientos y, por ende, la producción. Para el cierre de julio 2021 la producción de gas ya estaba alcanzando los niveles de enero de 2019.

La producción de gas en Argentina en 2021 alcanzó un valor de 45.305 millones de m³, representando una producción promedio de 124 MMm³/d, levemente por encima del nivel de producción del año 2020.

La tabla 3 presenta los valores de producción por cuenca durante el período 2012-2021 y la variación porcentual en dichos años:

Producción (Mm3)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Var% 2012/2021	Var% 2019/2021
AUSTRAL	11.135.404	10.513.837	10.015.263	9.653.502	10.591.925	10.681.723	11.521.125	12.040.175	11.534.039	10.857.845	-2,5	-9,8
CUYANA	58.284	58.121	56.391	54.040	51.298	48.414	48.964	50.059	49.104	49.115	-15,7	-1,9
GOLFO SAN JORGE	5.219.453	5.234.116	5.301.877	5.715.245	5.703.558	5.348.235	4.948.074	4.681.309	4.157.530	3.940.864	-24,5	-15,8
NEUQUINA	23.857.753	22.642.016	23.217.219	24.630.343	25.969.804	26.177.450	28.394.026	30.735.932	27.653.987	28.914.547	21,2	-5,9
NOROESTE	3.852.801	3.260.199	2.893.276	2.852.403	2.671.244	2.400.836	2.108.993	1.842.762	1.734.963	1.543.109	-59,9	-16,3
TOTAL	44.123.694	41.708.289	41.484.025	42.905.533	44.987.829	44.656.659	47.021.182	49.350.237	45.129.623	45.305.481	2,7	-8,2

Tabla 3 – Producción de gas por cuenca 2012 – 2021

Reporte anual de Reservas - 2021

En las cuencas Neuquina y Austral, se produjo el 88% del gas a nivel nacional, experimentando la primera de ellas un incremento en su producción del 21,2% y un decremento en la segunda del 2,5% entre los años 2012-2021. En las cuencas Golfo San Jorge, Noroeste y Cuyana, la producción de gas se redujo 24,5%, 59,9% y 15,72%, respectivamente.

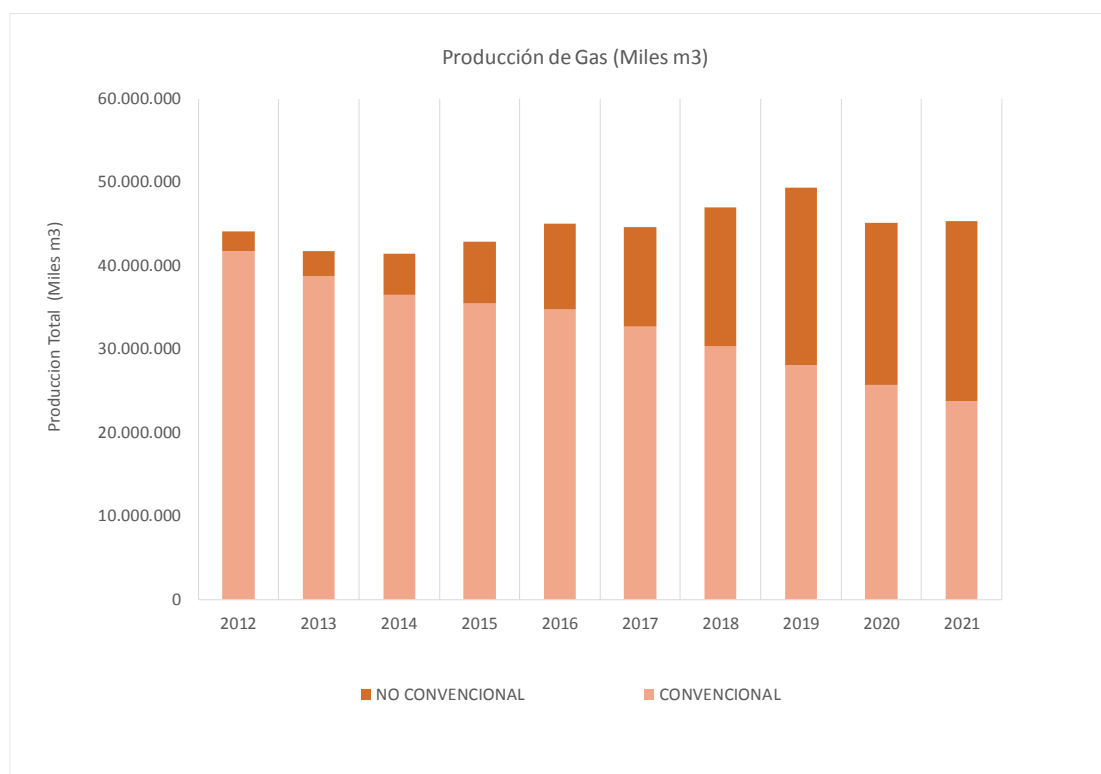


Gráfico 2 – Producción de gas por tipo de reservorio 2012 – 2021

En la tabla 4 se puede observar la producción durante los últimos 10 años, discriminando entre yacimientos convencionales y no convencionales. Se puede observar una marcada disminución en la producción de gas proveniente de yacimientos convencionales del orden del 43%, causada principalmente por la reorientación de recursos hacia la explotación de yacimientos no convencionales, cuya producción creció 793% en el mismo lapso de tiempo, y cuya proporción respecto de la producción total de gas se incrementó del 5% al 47%.

Producción (Mm3)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Var% 2012/2021	Var% 2019/2021
CONVENCIONAL	41.708.643	38.733.194	36.509.486	35.481.524	34.784.600	32.735.265	30.335.618	28.115.219	25.713.630	23.728.018	-43,1	-15,6
participacion	94,5%	92,9%	88,0%	82,7%	77,3%	73,3%	64,5%	57,0%	57,0%	52,4%	-42,2%	-4,6%
NO CONVENCIONAL	2.415.051	2.975.094	4.974.539	7.424.009	10.203.230	11.921.394	16.685.564	21.235.018	19.415.993	21.577.462	793,5	1,6
participacion	5,5%	7,1%	12,0%	17,3%	22,7%	26,7%	35,5%	43,0%	43,0%	47,6%	42,2%	4,6%

Tabla 4 – Producción de gas por tipo de reservorio 2012 – 2021

Reporte anual de Reservas - 2021

Se puede observar que en el período en análisis la producción proveniente de yacimientos convencionales declina de manera constante con una acentuación en su caída entre los años 2016 y 2021, alcanzando una variación negativa de 15,6% en el último año. La producción proveniente de yacimientos no convencionales, sin embargo, presenta un ascenso continuo, con una recuperación post pandemia del 11% para el año 2021 y levemente superior al año 2019 pre pandemia.

Reservas 2021

Resumen

En la tabla 5 se muestra la distribución de reservas, para cada categoría, para el total del país, en comparación con el año anterior, al fin de la concesión.

	PETROLEO <i>Mm3</i>	GAS <i>MMm3</i>
31 Diciembre 2021		
Comprobadas	423.811	391.591
Probables	214.092	130.115
Posibles	133.697	119.486
31 Diciembre 2020		
Comprobadas	363.142	376.108
Probables	182.327	143.267
Posibles	86.973	113.680
Variación en %		
Comprobadas	17	4
Probables	17	-9
Posibles	54	5

Tabla 5 – Reservas por categoría 2020 - 2021

Las reservas comprobadas de petróleo, a nivel país, han sido estimadas en 423.811 Mm3. Respecto al año 2020 las reservas se han incrementado 17%, en 60.669 Mm3. El índice de reposición de reservas (IRR) comprobadas de petróleo ha sido de 3,0.

Las reservas comprobadas de gas, a nivel país, han sido estimadas en 391.591 MMm3. Respecto al año 2020 las reservas se han incrementado 4%, en 15.483 MMm3. El índice de reposición de reservas (IRR) comprobadas de gas ha sido de 1,2.

Las reservas no probadas (probables + posibles), han sido estimadas en 347.789 Mm3 para petróleo y 249.601 MMm3 para gas.

El índice de comprobación de reservas (ICR) de petróleo es de 0,55 (el año anterior era de 0,57) mientras que para el gas es de 0,61 (el año anterior era de 0,59). Estos valores indican una eficiente gestión de las reservas probables y posibles con un nivel de actividad que disminuye su incertidumbre, asegurando su pase a reservas comprobadas.

Reporte anual de Reservas - 2021

El gráfico 3 presenta la agregación de las reservas de petróleo comprobadas (P1), probables (P2) y posibles (P3) para cada uno de los años del período 2017-2021. También se presenta en línea negra la evolución de la producción anual de petróleo para dicho período.

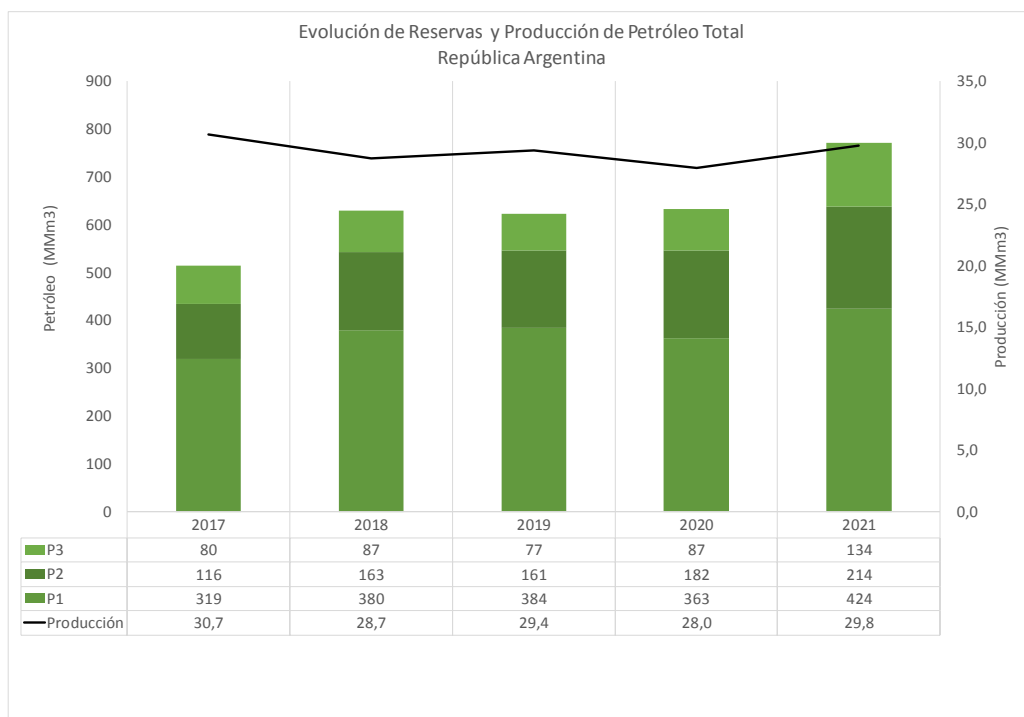


Gráfico 3 – Evolución de las reservas de petróleo 2017-2021

El gráfico muestra para 2021 un incremento en el nivel de reservas totales (3P). Dicho incremento se observa para cada una de las categorías de reservas: 17% en comprobadas, 17% en probables y 54% en posibles.

El gráfico 4 presenta la agregación de las reservas de gas comprobadas (P1), probables (P2) y posibles (P3) para cada uno de los años del período 2017-2021. También se presenta en línea naranja la evolución de la producción anual de gas para dicho período.



Reporte anual de Reservas - 2021

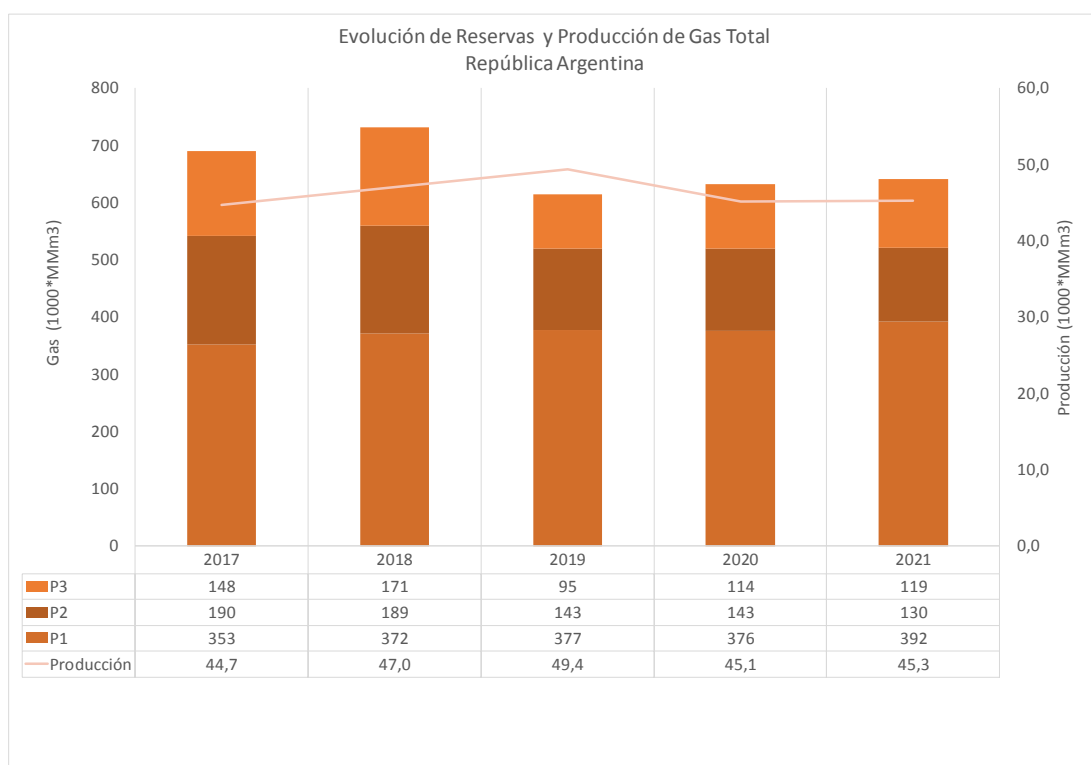


Gráfico 4 – Evolución de las reservas de gas 2017-2021

El gráfico 4 muestra, reservas comprobadas (P1) con tendencia creciente en el periodo, con un incremento del 4% entre los años 2021 y 2020.

Se observa una disminución del 9% en las reservas probables (P2) y un incremento del 4% en las reservas posibles (P3) de gas entre 2021 y 2020.

Para el total de las reservas (3P), el valor más alto se da en el año 2018, debido principalmente, y al igual que en el caso del petróleo, al desarrollo de yacimientos de gas en reservorios no convencionales.

Reservas Comprobadas

Las reservas comprobadas (o probadas) son aquellas cuya probabilidad de recuperación es superior al 90% y son también aquellas, que, desde el punto de vista financiero sustentan los proyectos de inversión de las compañías. En muchas ocasiones, la valuación de las compañías se lleva a cabo solamente a partir del análisis de las reservas comprobadas.

La importancia, entonces, de las reservas comprobadas en relación con las reservas probables y posibles (o no comprobadas), hace que su análisis amerite un mayor nivel de detalle. Se propone tal análisis en los siguientes párrafos.

Petróleo

El incremento en las reservas comprobadas de petróleo es de un 17%, mientras que las reservas no comprobadas se incrementan un 29%.

El incremento en las reservas comprobadas se explica principalmente por el incremento de reservas en las concesiones que se muestran en la tabla 6:

Concesion	Operador	Reservas Comprobadas de Petróleo (Mm3)			
		2020	2021	Diferencia	
LA AMARGA CHICA	YPF S.A.	13.914	29.940	16.026	115%
LOMA CAMPANA	YPF S.A.	37.395	48.055	10.660	29%
BAJADA DEL PALO OESTE	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU	12.694	20.868	8.174	64%
BANDURRIA SUR	YPF S.A.	14.791	18.267	3.476	24%
COIRON AMARGO SUR ESTE	PAN AMERICAN ENERGY SL	9.004	11.981	2.977	33%
CRUZ DE LORENA	SHELL ARGENTINA S.A.	964	3.803	2.839	295%
COIRON AMARGO SUR OESTE	SHELL ARGENTINA S.A.	41	2.871	2.830	6902%
MATA MORA NORTE	KILWER S.A.	0	2.743	2.743	100%
PAMPA DEL CASTILLO - LA GUITARRA	CAPEX S.A.	1.785	4.036	2.251	126%
LINDERO ATRAVESADO	PAN AMERICAN ENERGY SL	9.080	11.180	2.100	23%

Tabla 6 – Concesiones con mayor incremento de reservas comprobadas de petróleo según Res 324/2006 y 69E/2016

En la tabla 7, se listan las compañías con mayor cantidad de reservas comprobadas certificadas al 31 de diciembre de 2021.



Reporte anual de Reservas - 2021

Empresa	Reservas Comprobadas de Petróleo (Mm3)			
	2020	2021	Diferencia	
PAN AMERICAN ENERGY SL	169.039	168.477	-562	-0,3%
YPF S.A.	107.928	149.068	41.140	38%
VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU	15.692	23.104	7.412	47%
PLUSPETROL S.A.	14.575	14.968	393	3%
COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.	12.913	12.837	-76	-0,6%
TECPETROL S.A.	9.928	10.067	139	1,4%
SHELL ARGENTINA S.A.	1.385	8.384	6.999	505%
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.	3.600	7.505	3.905	108%
CAPEX S.A.	4.335	6.730	2.395	55%
TOTAL AUSTRAL S.A.	4.732	4.901	168	4%

Tabla 7 – Empresas con mayor cantidad de reservas comprobadas de petróleo según Res 324/2006 y 69E/2016

Las cinco empresas con mayor volumen de reservas comprobadas poseen en su conjunto el 87% del total de las reservas comprobadas a nivel país.

Se puede observar que la empresa YPF S.A. incrementó un 38% sus reservas comprobadas de petróleo durante el último año. Cabe mencionar también el incremento de reservas comprobadas habido en las empresas Vista Oil & Gas Argentina SAU, Shel Argentina S.A., Sinopec Argentina Exploration and Production, Inc. (adquirida por la empresa Compañía General de Combustibles S.A.) y Capex S.A., con respecto a las certificadas a diciembre de 2020.

Gas Natural

El incremento del 4% en las reservas comprobadas se explica principalmente por el incremento de reservas en las concesiones que se muestran en la tabla 8:

Concesion	Operador	Reservas Comprobadas de Gas (MMm3)			
		2020	2021	Diferencia	
FORTIN DE PIEDRA	TECPETROL S.A.	69.504	73.564	4.060	6%
CUENCA MARINA AUSTRAL 1	TOTAL AUSTRAL S.A.	54.922	45.314	-9.608	-17%
AGUADA PICHANA OESTE	PAN AMERICAN ENERGY SL	26.855	36.561	9.706	36%
AGUADA PICHANA ESTE	TOTAL AUSTRAL S.A.	24.218	25.917	1.699	7%
ANTICLINAL GRANDE - CERRO DRAGON	PAN AMERICAN ENERGY SL	24.461	23.803	-659	-3%
LA CALERA	PLUSPETROL S.A.	17.556	21.209	3.654	21%
RIO NEUQUEN	YPF S.A.	16.396	15.779	-617	-4%
RINCON DEL MANGRULLO	YPF S.A.	4.349	11.030	6.681	154%
MAGALLANES	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	10.936	10.064	-872	-8%
LOMA LA LATA - SIERRA BARROSA	YPF S.A.	12.217	9.885	-2.332	-19%

Tabla 8 – Concesiones con mayor incremento de reservas comprobadas de gas

Es importante mencionar que, durante el año 2021, se pone en marcha el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”

Reporte anual de Reservas - 2021

creado por el Decreto N° 892/2020 y reglamentado por las Resoluciones N° 317/2020, 391/2020 y 447/2020 de la Secretaría de Energía.

En la tabla 9, se listan las compañías con mayor cantidad de reservas comprobadas certificadas al 31 de diciembre de 2021.

Empresa	Reservas Comprobadas de Gas (MMm3)			
	2020	2021	Diferencia	
TOTAL AUSTRAL S.A.	92.436	87.622	-4.814	-5%
PAN AMERICAN ENERGY SL	76.924	81.738	4.814	6%
TECPETROL S.A.	73.266	76.626	3.360	5%
YPF S.A.	62.159	69.384	7.225	12%
PLUSPETROL S.A.	20.652	23.496	2.844	14%
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	10.936	10.064	-872	-8%
PAMPA ENERGIA S.A.	9.930	9.927	-3	0%
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.	8.194	8.301	107	1%
CAPEX S.A.	7.059	7.259	200	3%
VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU	4.408	5.416	1.007	23%

Tabla 9 – Empresas con mayor cantidad de reservas comprobadas de gas según Res 324/2006 y 69E/2016

Las cinco empresas con mayor volumen de reservas comprobadas poseen en conjunto el 87% del total de las reservas comprobadas a nivel país.

Surge de la Tabla 9, que cuatro de las cinco empresas con mayor reservas comprobadas de gas registraron un incremento en esta categoría con respecto a las certificadas a diciembre de 2020.

Es importante mencionar, si bien no figura en la Tabla 9, por una cuestión de no estar entre las diez empresas con mayor volumen de reservas de gas, que Sinopec Argentina Exploration and Production, Inc. (adquirida por la empresa Compañía General de Combustibles S.A.) ha incrementado sus reservas comprobadas en el último año en un 119%.

Clasificación

Petróleo

En el Gráfico 5 se muestra la relación entre reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas:

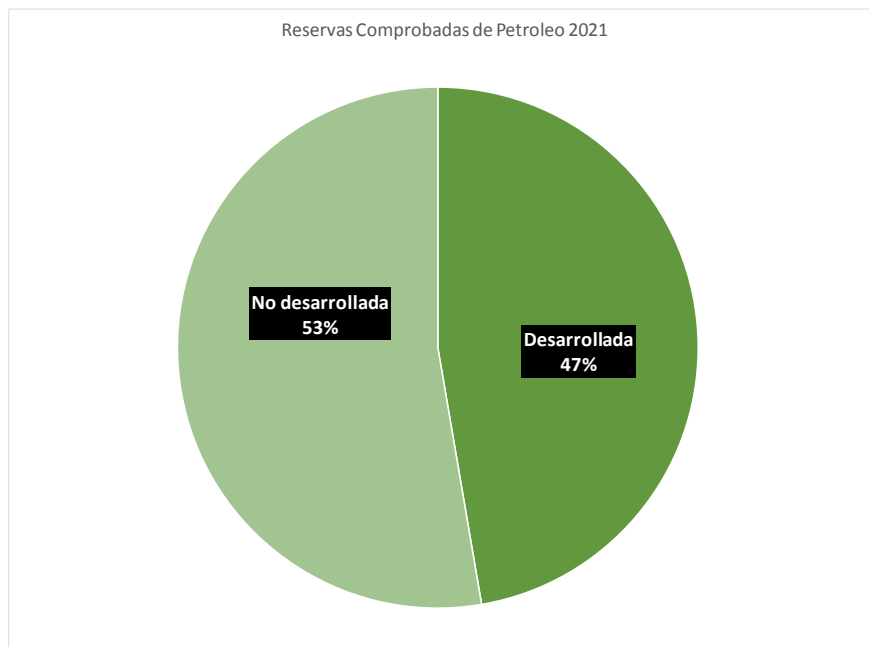


Gráfico 5 – Diferenciación de reservas comprobadas en su grado de desarrollo

Las reservas comprobadas de petróleo para el año 2021 corresponden en un 47% a reservas desarrolladas y un 53% a reservas no desarrolladas. En el año 2020, esta relación era de 49% y 51% respectivamente, lo que denota que había proyectos que se encontraban para desarrollarse a diciembre de 2020 y que no fueron finalmente llevados a cabo durante el año 2021 o no tuvieron el éxito esperado.

Reporte anual de Reservas - 2021

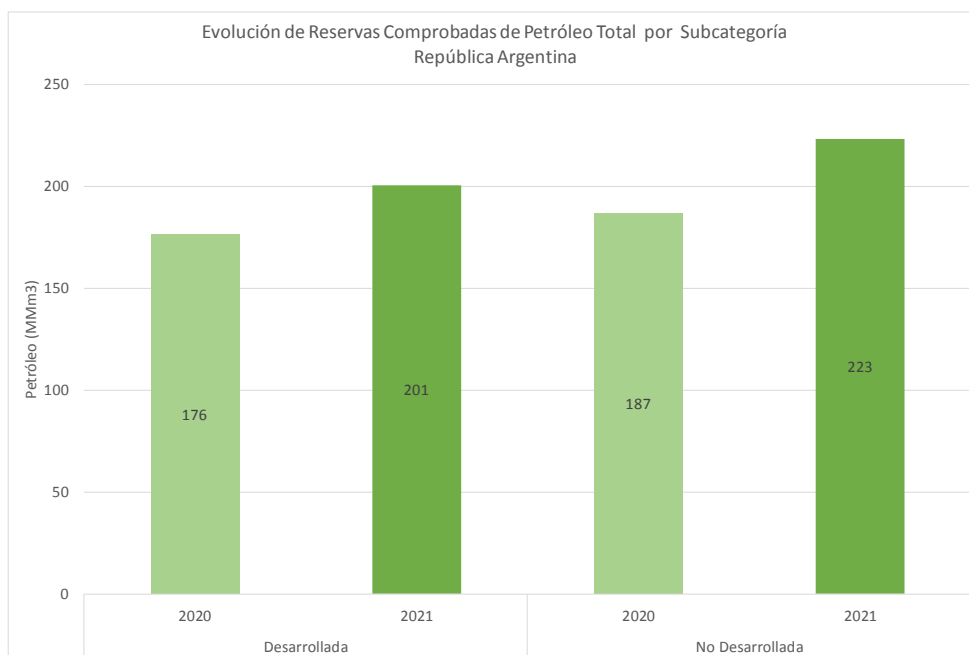


Gráfico 6 – Diferenciación de reservas comprobadas en su grado de desarrollo. Comparativa 2020/2021

En el Gráfico 7 se clasifican las reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas de acuerdo a su tipo de mecanismo de recuperación (primaria, secundaria o terciaria).

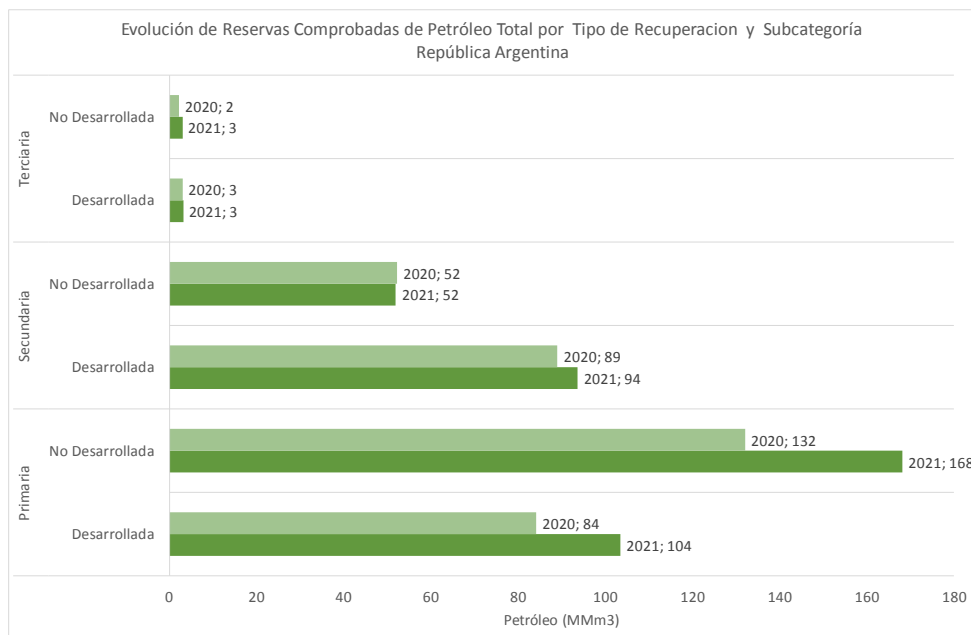


Gráfico 7 – Clasificación de reservas comprobadas desarrolladas por mecanismo de producción

Reporte anual de Reservas - 2021

Dentro de las reservas comprobadas desarrolladas el 47% corresponde a proyectos de recuperación secundaria y con respecto al año anterior, estas reservas aumentaron un 4%. Por otro lado, el 52% corresponde a proyectos de explotación primaria y con respecto al año anterior, estas reservas se incrementaron un 23%.

En cuanto a las reservas comprobadas no desarrolladas, el 23% corresponde a proyectos de recuperación secundaria y con respecto al año anterior, estas reservas son levemente inferiores (menos del 1%). El 75% corresponde a proyectos de explotación primaria y con respecto al año anterior, estas reservas se incrementaron un 27%.

En el Gráfico 8 se presenta el origen de las reservas de petróleo:

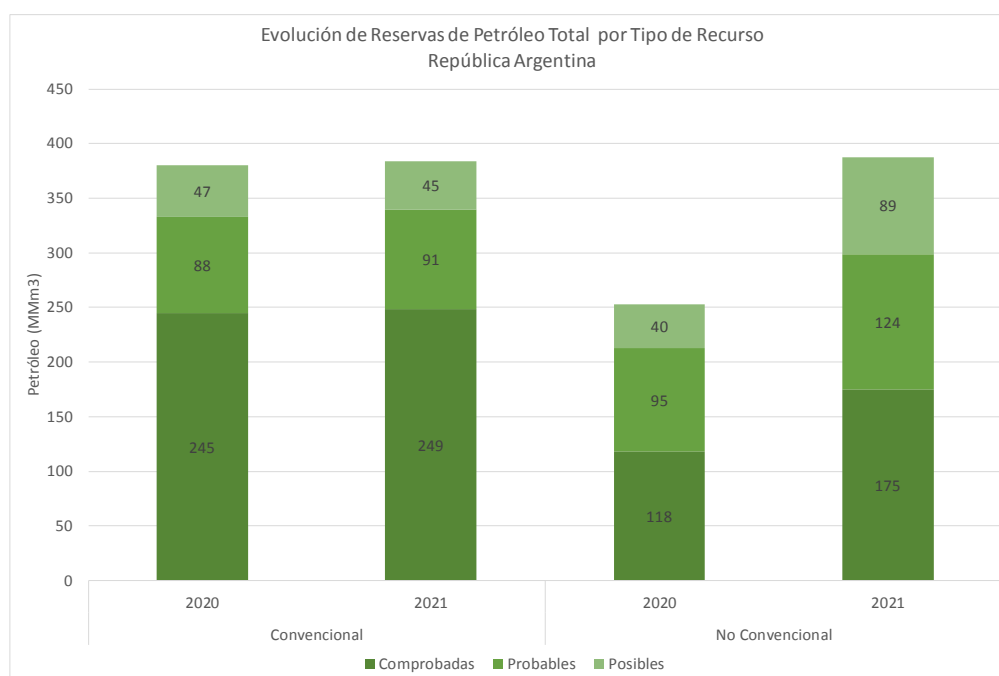


Gráfico 8 –

Origen de las reservas de petróleo. Comparativa 2020/2021

Las reservas 3P convencionales de petróleo, se han incrementado levemente en el año 2021.

Las reservas 3P no convencionales de petróleo, se han incrementado un 53% en el año 2021, donde las reservas comprobadas, probables y posibles se incrementan 48%, 30% y 121% respectivamente.

En el gráfico 9 se presentan las reservas comprobadas de petróleo clasificadas por origen y grado de desarrollo:



Reporte anual de Reservas - 2021

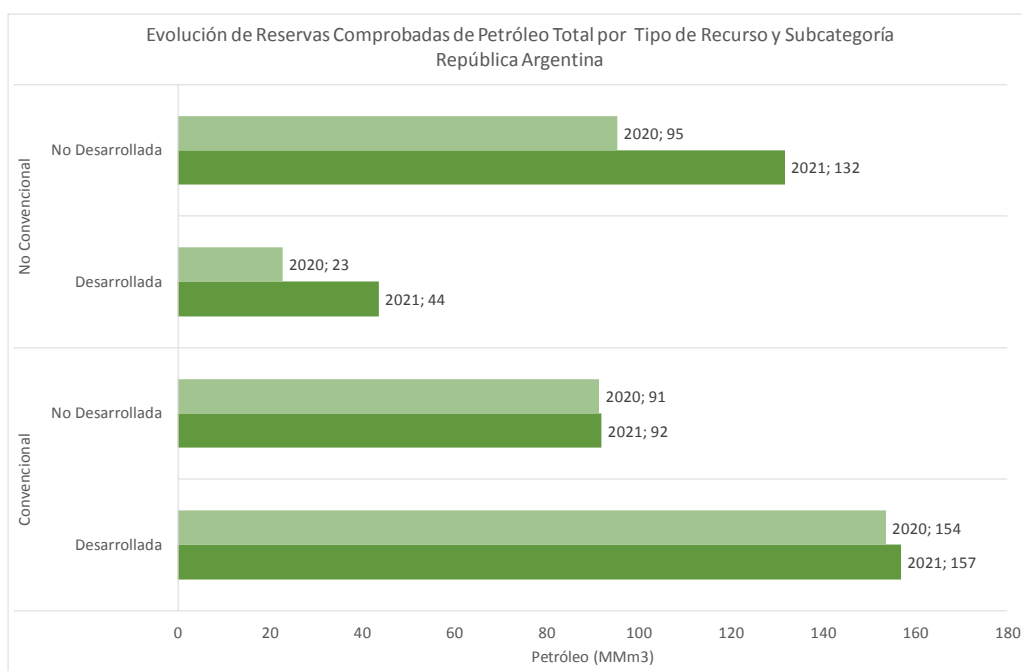


Gráfico 9 – Diferenciación de reservas comprobadas en su origen y grado de desarrollo. Comparativa 2020/2021

Gas Natural

En el grafico 10 se muestra la variación del último año de las reservas 3P, separadas en convencional y no convencional

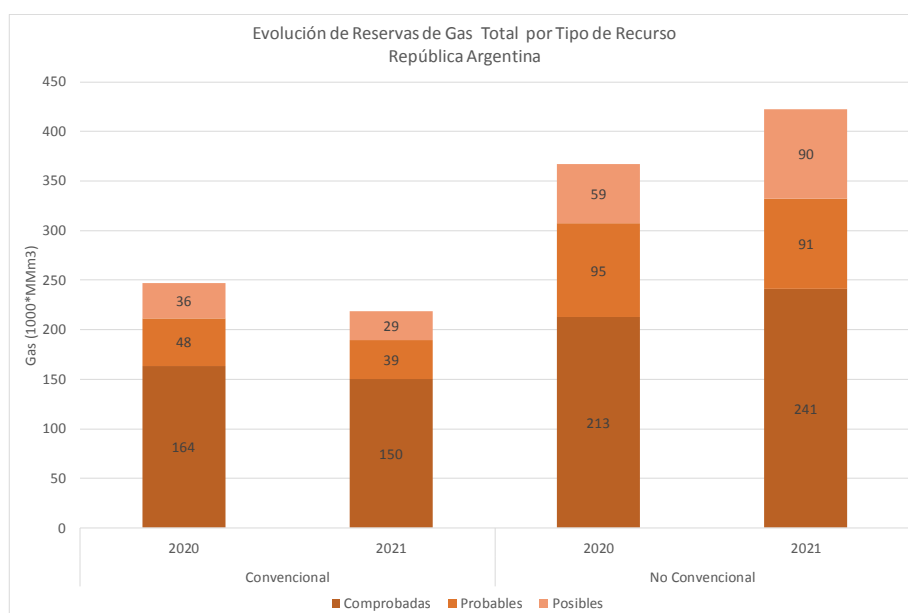


Gráfico 10 – Reservas de Gas por tipo de Recurso. Comparativa 2020-2021

Reporte anual de Reservas - 2021

Como se puede observar en el gráfico 11, las reservas comprobadas no convencionales se incrementaron en 28 miles de MMm³, sin embargo, la comprobadas convencionales disminuyeron 14 miles de MMm³.

En el gráfico 11 se muestra la relación entre reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas:

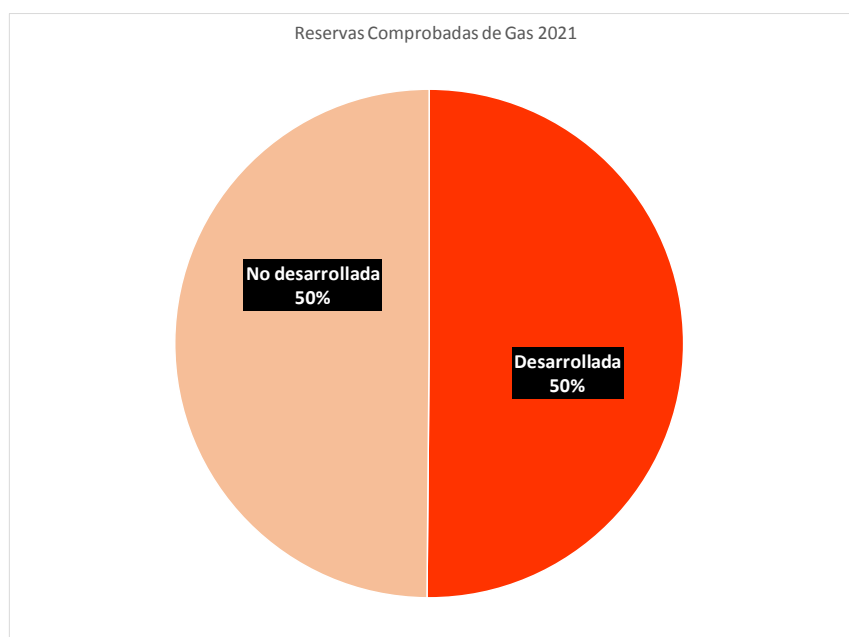


Gráfico 11 – Diferenciación de reservas comprobadas en su grado de desarrollo

Las reservas comprobadas de gas para el año 2021 corresponden en un 50% tanto a reservas desarrolladas como a no desarrolladas. En el año 2020, esta relación era del mismo orden, pero en el año 2019 era de 57% y 43% respectivamente.

En el gráfico 12 se clasifican las reservas comprobadas desarrolladas de acuerdo a su procedencia (convencional o no convencional) y al tipo de mecanismo de reservorio (gas libre o disuelto).

Reporte anual de Reservas - 2021

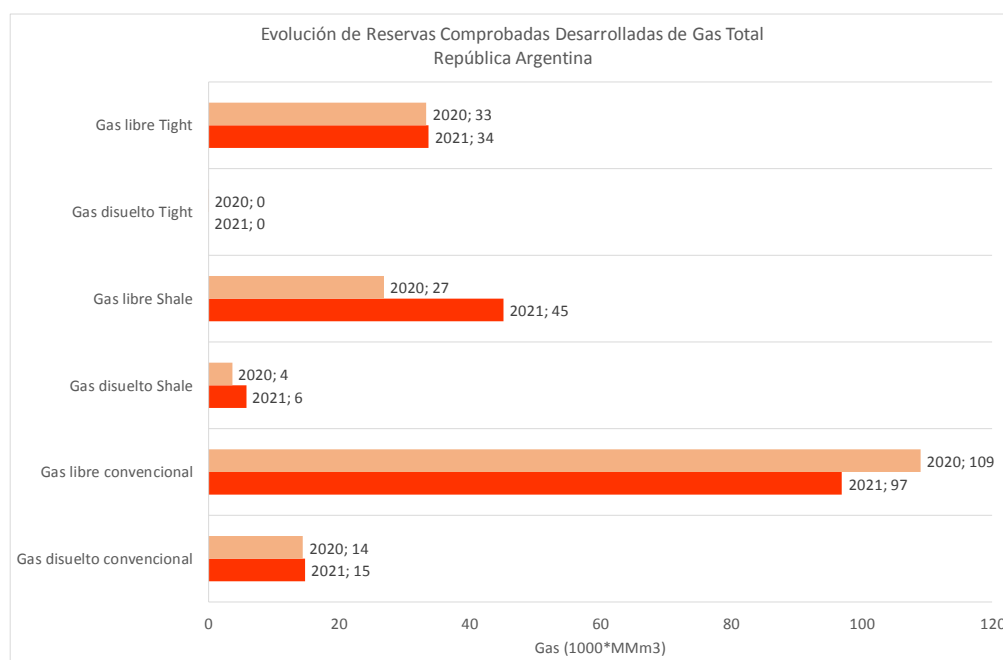


Gráfico 12 – Clasificación de reservas comprobadas desarrolladas por procedencia

Dentro de las reservas comprobadas desarrolladas el 49% corresponde a gas libre de yacimientos convencionales y el 40% a gas libre de yacimientos no convencionales. Con respecto al año anterior, éstas últimas se incrementaron un 31%, principalmente de la formación Vaca Muerta.

En lo referente a reservas comprobadas desarrolladas se puede observar que el gas proveniente de reservorios no convencionales se incrementó en 21 miles de MMm3 (33%) mientras que el gas que proviene de reservorios convencionales disminuyó en 12 miles de MMm3 (9%).

En el gráfico 13 se clasifican las reservas comprobadas no desarrolladas de acuerdo a su procedencia (convencional o no convencional) y al tipo de mecanismo de reservorio (gas libre o disuelto).

Reporte anual de Reservas - 2021

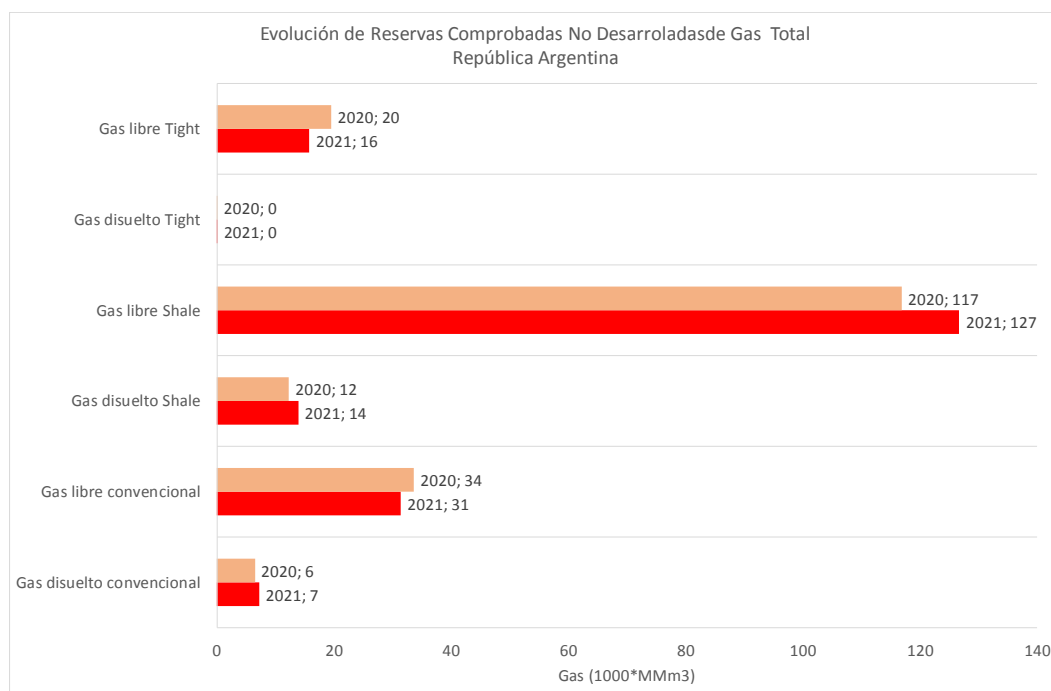


Gráfico 13 – Clasificación de reservas comprobadas no desarrolladas por procedencia

En cuanto a las reservas comprobadas no desarrolladas, el 16% corresponde a gas libre de yacimientos convencionales y el 73% a gas libre de yacimientos no convencionales. Con respecto al año anterior, éstas últimas se incrementaron un 5% durante el último año, principalmente de la formación Vaca Muerta.

También se observa un incremento en la incorporación de reservas comprobadas no desarrolladas asociadas al gas proveniente de la formación arcillosa de Vaca Muerta, que pasan de 129 miles de MMm3 a 141 miles de MMm3. Este incremento de 11 miles de MMm3 (9%), a partir de la incorporación a reservas de proyectos nuevos a objetivos de Vaca Muerta, contrasta con una disminución de 4 miles de MMm3 en yacimientos de carácter *tight* (19%).

En el gráfico 14 se presenta el origen de las reservas probables de gas:

Reporte anual de Reservas - 2021

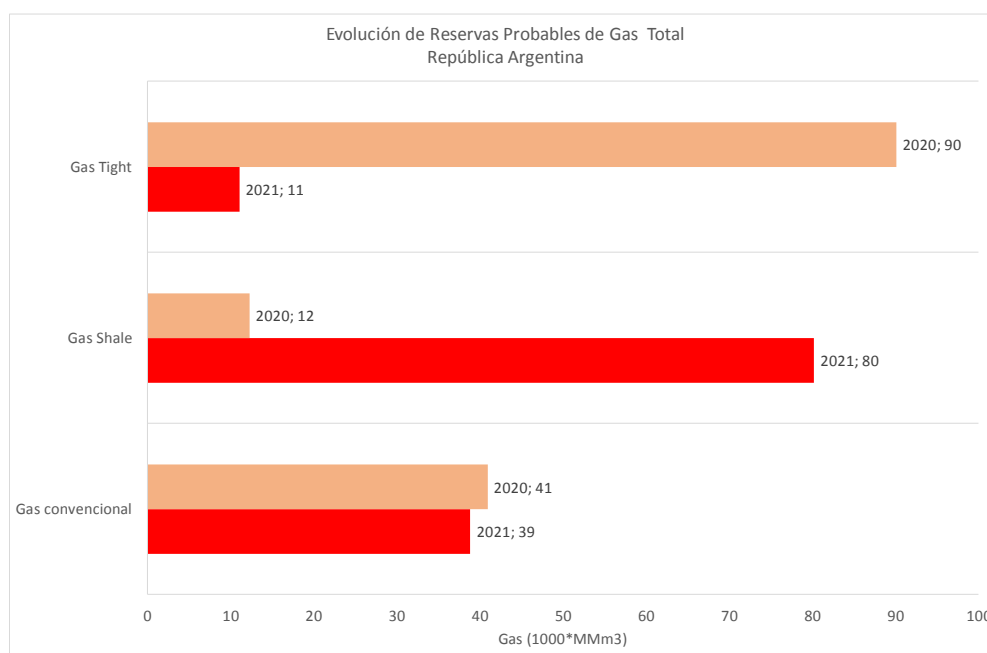


Gráfico 14 – Origen de las reservas probables de gas en 2021

Las reservas probables de gas disminuyeron 5% para los yacimientos convencionales y tuvieron un incremento significativo de 68 miles de MMm3 en la categoría de yacimientos no convencionales de la formación arcillosa de Vaca Muerta, presentando una disminución también importante en las reservas provenientes de yacimientos de carácter *tight* de 79 miles de MMm3. La incorporación de nuevos proyectos de desarrollo en estos yacimientos no convencionales de arcilla permitió contrapesar la disminución en las reservas de los otros dos tipos de yacimiento.

En el gráfico 15 se presenta el origen de las reservas posibles de gas:

Reporte anual de Reservas - 2021

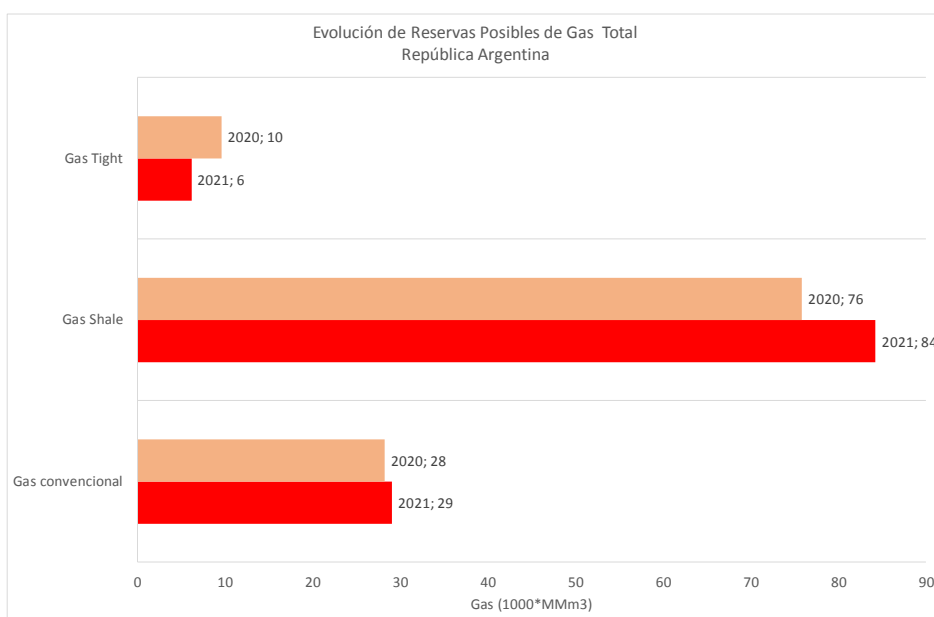


Gráfico 15 – Origen de las reservas posibles de gas en 2021

Las reservas posibles de gas tuvieron un incremento en la categoría de yacimientos no convencionales de la formación arcillosa de Vaca Muerta, que pasan de 76 miles de MMm3 a 84 miles de MMm3.

Evolución por Cuenca

Petróleo

Las reservas comprobadas de petróleo se incrementaron durante 2021 en dos de las cinco cuencas productoras del país (Golfo San Jorge y Neuquina).

En el gráfico 16 se observa la distribución de las reservas comprobadas de petróleo por cuenca:

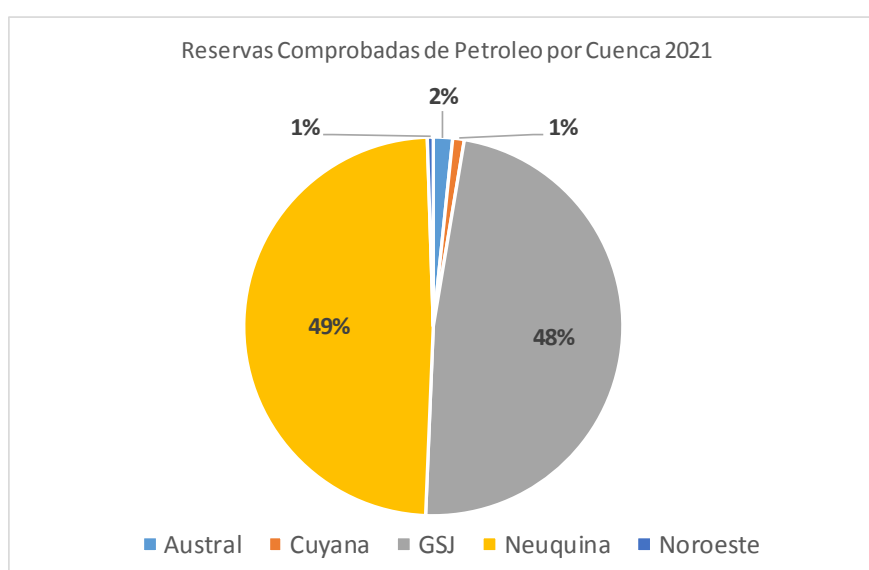


Gráfico 16 – Distribución de reservas comprobadas de petróleo por cuenca

La Cuenca Neuquina es la que cuenta con mayores reservas con el 49% del total, le sigue la del Golfo San Jorge con el 48% del total. En el año 2021, ambas cuencas contenían el 97% de las reservas comprobadas de petróleo.

En la tabla 10 se puede observar que, a excepción de la cuenca Neuquina, las reservas comprobadas de petróleo han declinado considerablemente en los últimos diez años.

Reporte anual de Reservas - 2021

Tabla 10 –

Año	Austral	Cuyana	GSJ	Neuquina	Noroeste	Total
2012	13	24	252	81	5	374
2013	14	22	252	78	4	370
2014	13	23	255	85	4	380
2015	15	20	254	87	5	380
2016	11	17	234	78	4	345
2017	12	13	220	71	4	319
2018	11	15	233	119	3	380
2019	9	5	215	152	3	384
2020	8	6	199	149	2	363
2021	7	4	204	207	2	424
Var.% 2020-2021	-9,2%	-25,2%	2,4%	39,1%	-6,2%	16,7%
Var.% 2012-2021	-45,0%	-82,5%	-19,2%	155,6%	-53,9%	13,3%

Reservas

comprobadas de petróleo en MMm3 por cuenca (2012-2021)

En el gráfico 17 se observa la evolución de las reservas comprobadas de petróleo por cuenca para el período 2012-2021:

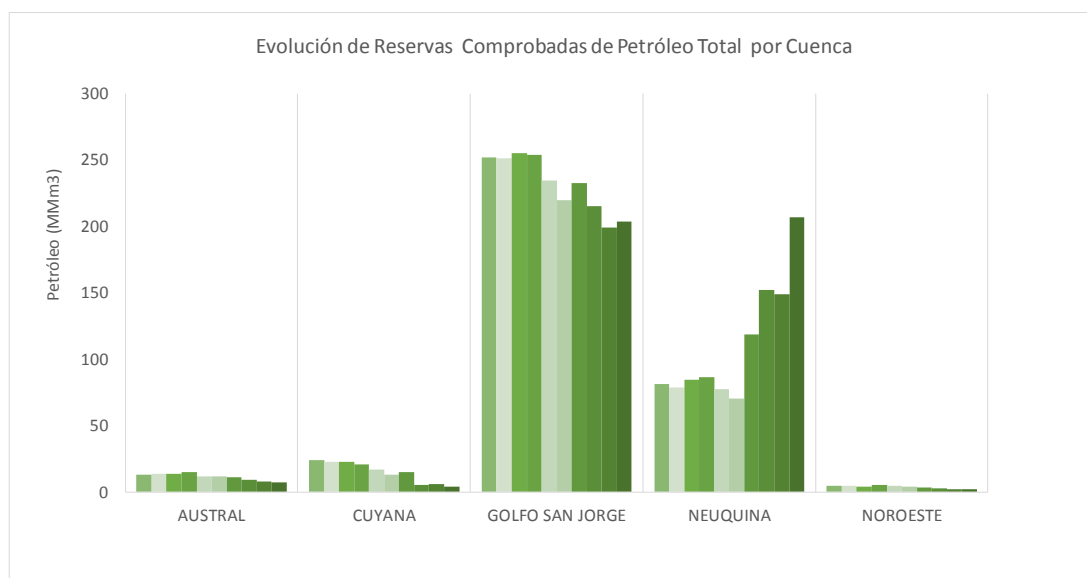


Gráfico 17 – Evolución de reservas comprobadas de petróleo por cuenca

Se observa el mayor incremento en esta categoría de reservas para el caso de la cuenca Neuquina, la cual creció un 39,1% con respecto al año anterior, seguida por la cuenca del Golfo San Jorge, que se incrementó en un 2,4%. Este incremento en la cuenca Neuquina se explica por el desarrollo de proyectos no convencionales, lográndose revertir la tendencia descendente que presentaba la cuenca.

Reporte anual de Reservas - 2021

Las cuencas Austral, Cuyana y Noroeste continúan con su tendencia declinante, en parte explicado por la madurez de las mismas.

Para el caso de la cuenca del Golfo de San Jorge, el 55% de las reservas provienen de la concesión Anticlinal Grande - Cerro Dragón, mientras que, en la cuenca Neuquina el yacimiento con mayores reservas comprobadas de petróleo es Loma Campana, que representa el 23% del total de dichas reservas para esta cuenca.

En el gráfico 18 se observa la evolución de las reservas probables de petróleo por cuenca para el período 2012-2021:

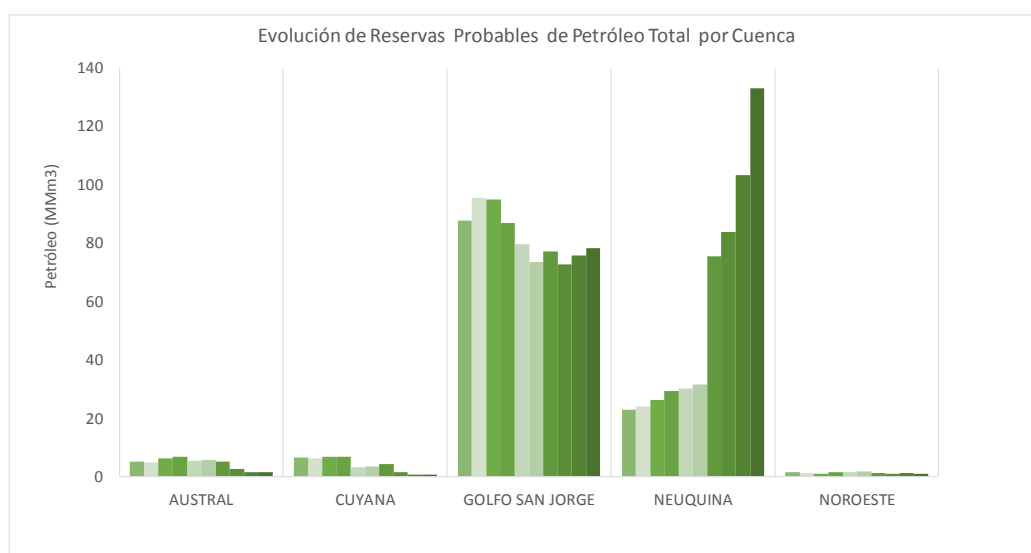


Gráfico 18 – Evolución de reservas probables de petróleo por cuenca

En este caso, se observa una evolución similar al caso de las reservas comprobadas. El mayor incremento se da en el caso de la cuenca Neuquina, con un aumento del 29% respecto del año anterior, seguida por la cuenca del Golfo San Jorge, con un incremento del 3% y la cuenca Austral con un incremento del 2%. Por otra parte, la Cuenca Cuyana se redujo un 27% y la cuenca del Noroeste un 20%.

En el gráfico 19 se observa la evolución de las reservas posibles de petróleo por cuenca para el período 2012-2021:

Reporte anual de Reservas - 2021

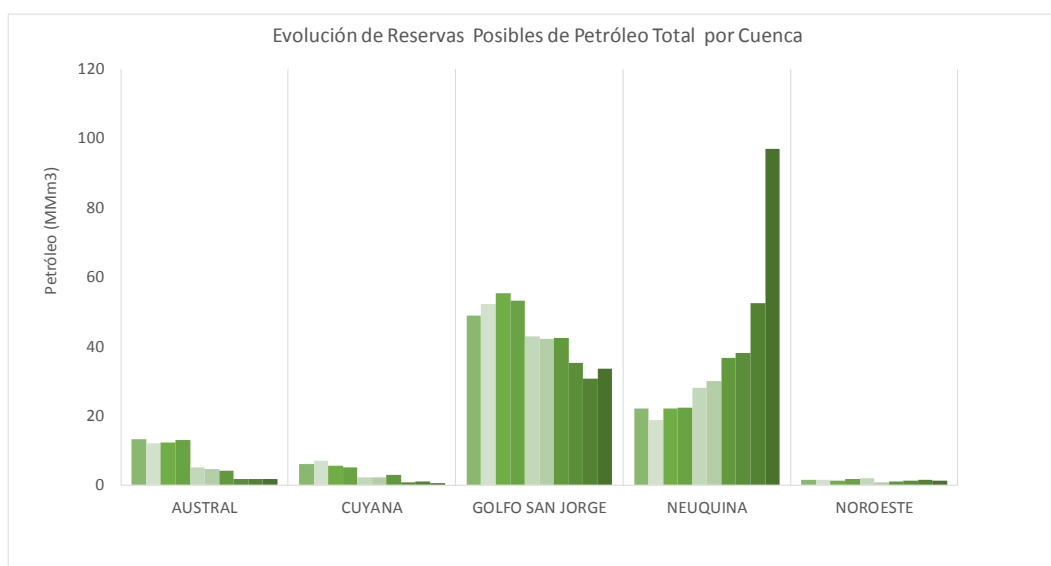


Gráfico 19 – Evolución de reservas posibles de petróleo por cuenca

En este caso, continúa la tendencia incremental para el caso de la cuenca Neuquina, mientras que para el resto de las cuencas el valor de las reservas posibles se mantiene relativamente constante o con ligeros incrementos en los últimos años y con una tendencia decreciente para los últimos diez años.

Gas Natural

Las reservas comprobadas de gas se incrementaron durante 2021 en dos de las cinco cuencas productoras del país (Golfo San Jorge y Neuquina). Es importante resaltar que la cuenca Cuyana es principalmente petrolífera y que el gas proveniente de la misma es básicamente asociado al petróleo.

En el gráfico 20 se observa la distribución de las reservas comprobadas de gas por cuenca:

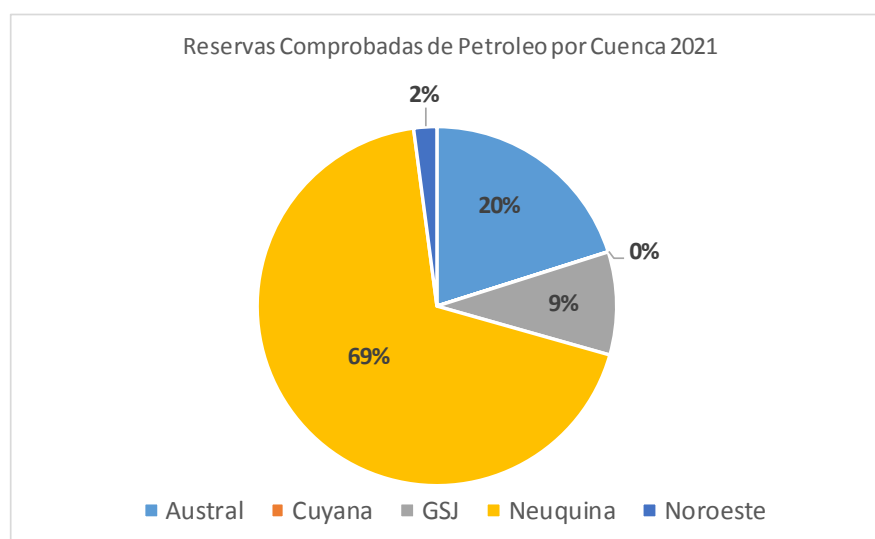


Gráfico 20 – Distribución de reservas comprobadas de gas por cuenca

La Cuenca Neuquina es la que cuenta con mayores reservas con el 69% del total le sigue la Austral con el 20% del total, principalmente proveniente del desarrollo de campos gasíferos costa afuera. En el año 2021, ambas cuencas contenían el 89% de las reservas comprobadas de gas.

En la tabla 11 se puede observar que, a excepción de la cuenca Neuquina, las reservas comprobadas de gas de las distintas cuencas han declinado entre un 22% y un 87% en los últimos diez años.

Año	Austral	Cuyana	GSJ	Neuquina	Noroeste	Total
2012	101	1	48	133	32	315
2013	111	1	48	139	30	329
2014	109	1	48	149	26	333
2015	121	1	49	157	24	350
2016	114	1	46	155	20	335
2017	117	0	43	174	17	353
2018	108	0	44	205	15	372
2019	91	0	41	233	11	377
2020	86	0	35	245	9	376
2021	79	0	36	268	8	392
Var.% 2020-2021	-8,7%	-51,9%	2,6%	9,6%	-13,1%	4,1%
Var.% 2012-2021	-21,9%	-87,5%	-25,0%	101,5%	-74,4%	24,3%

Tabla 11 – Reservas comprobadas de gas en miles*MMm3 por cuenca (2012-2021)

En el gráfico 21 se observa la evolución de las reservas comprobadas de gas por cuenca para el período 2012-2021:

Reporte anual de Reservas - 2021

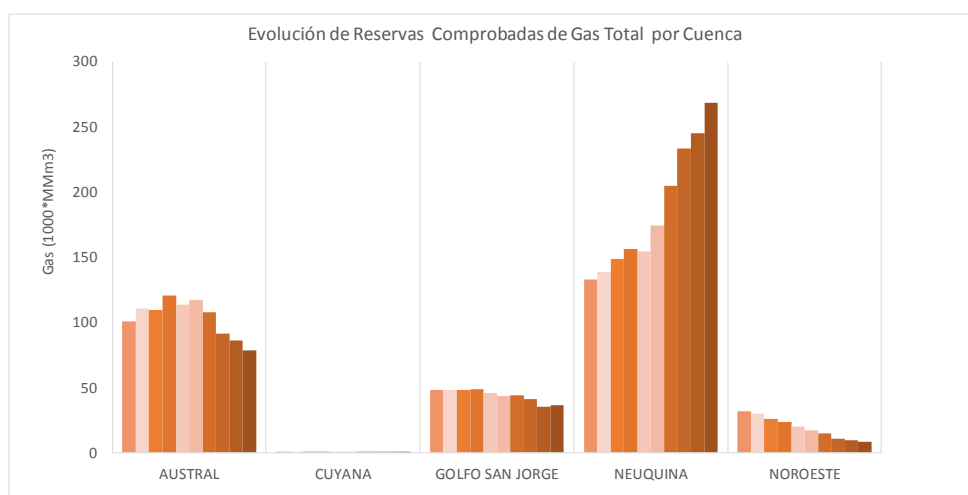


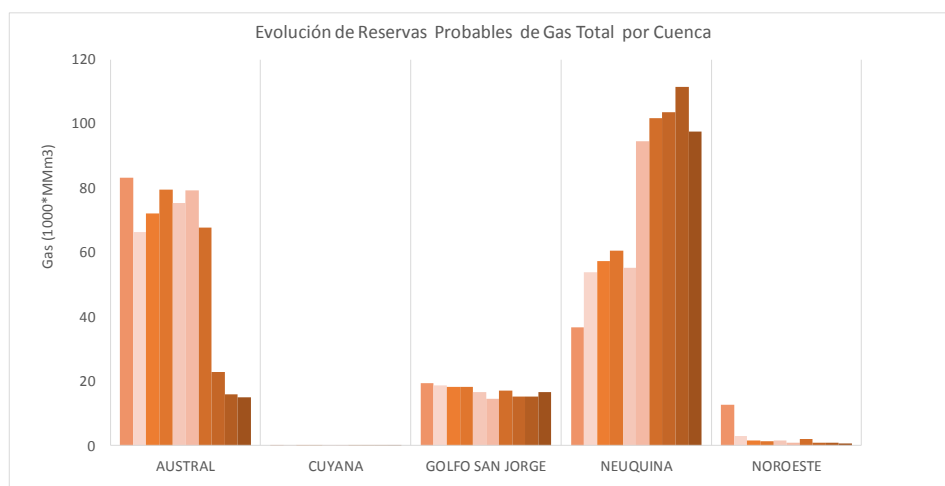
Gráfico 21 – Evolución de reservas comprobadas de gas por cuenca

Las reservas comprobadas de gas en la cuenca Neuquina, se incrementaron un 10% y en la cuenca del Golfo San Jorge un 3%. Para el resto de las cuencas las mismas disminuyeron. Todas respecto al año anterior. Cabe mencionar que salvo en la cuenca Neuquina, la tendencia de las reservas comprobadas es a la baja, según puede observarse en el gráfico 20.

En el caso de la cuenca Neuquina, las reservas comprobadas de gas representan el 69% del total y provienen en un 27% de la concesión Fortín de Piedra y un 14% de la concesión Aguada Pichana Oeste.

Para la cuenca Austral, las mismas representan el 20% del total y el 59% provienen de la concesión Cuenca Marina Austral 1 (CMA-1).

En el gráfico 22 se observa la evolución de las reservas probables de gas por cuenca para el período 2012-2021:



Gráfico

Evolución de reservas probables de gas por cuenca

Reporte anual de Reservas - 2021

Para esta clasificación de reservas, las mismas, en la cuenca del Golfo San Jorge se incrementaron en el último año un 9%, pero en el resto de las cuencas estas reservas se redujeron en el 2021.

Como se observa en el grafico 22, la tendencia de los últimos diez años en la cuenca neuquina es alcista, está estable para la cuenca del Golfo San Jorge y a la baja para las otras cuencas.

Es importante mencionar que este tipo de reservas, para la cuenca Neuquina, representan el 75% del total. Por su parte el 13% y 12% corresponden a la cuenca del Golfo San Jorge y Austral, respectivamente.

En el gráfico 23 se observa la evolución de las reservas posibles de gas por cuenca para el período 2012-2021:

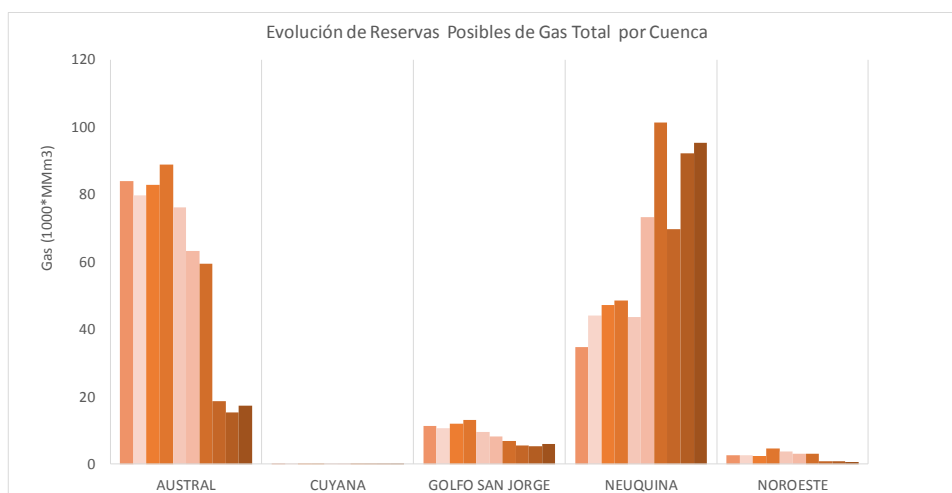


Gráfico 23 – Evolución de reservas posibles de gas por cuenca

En este último caso, en la cuenca Neuquina, en el último año, se incrementaron un 4% y un 14% y 12% en las cuencas del Golfo San Jorge y Austral respectivamente.

El 80% de este tipo de reservas corresponden a la cuenca Neuquina y un 14% a la Austral.

Análisis de indicadores de reservas

Petróleo

En el grupo de gráficos 24 se muestran los principales indicadores de reservas a nivel país.



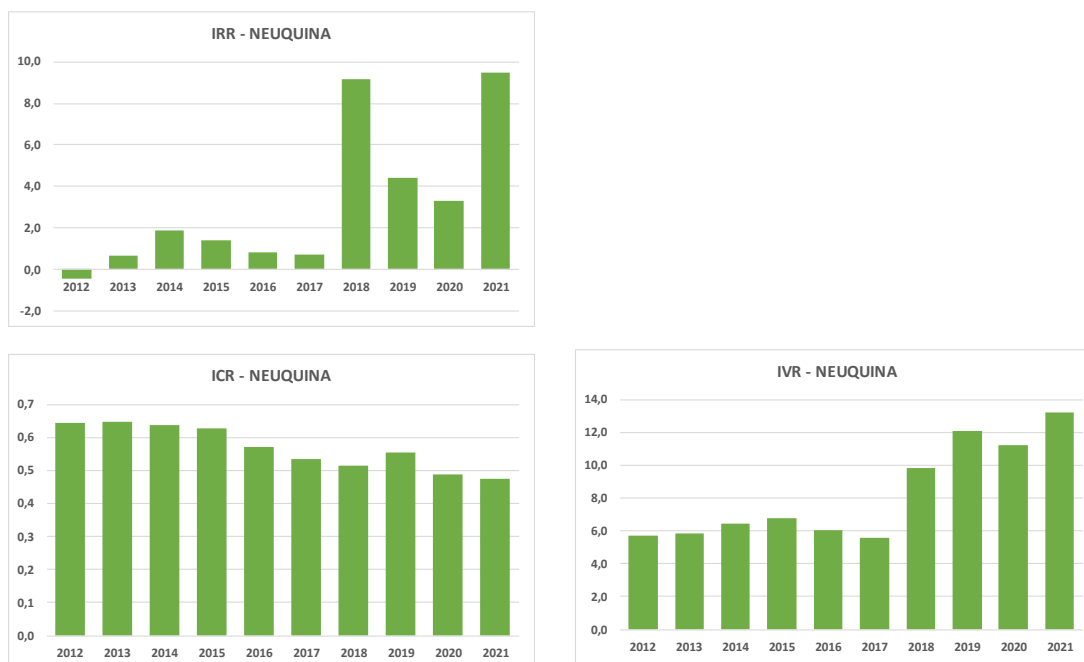
Gráficos 24 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo a nivel país

A nivel país, durante el año 2021, (i) un hecho relevante en lo que respecta a gestión de reservas lo constituye el incremento en las reservas de petróleo, (ii) la implementación de proyectos para el desarrollo de las reservas comprobadas no desarrolladas se mantiene en el orden de los últimos dos años (los proyectos de desarrollo se estarían agotando y sin implementación de proyectos nuevos para el desarrollo de las reservas no desarrolladas), (iii) la reclasificación del total de reservas, como reservas comprobadas ha disminuido por segundo año consecutivo, y (iv) el tiempo de duración de las reservas probadas alcanza el máximo de los últimos diez años (14 años).

El gráfico de IDR no presenta valores durante los primeros años ya que no se informaba de manera discriminada las reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas en el sistema SESCO.

En el grupo de gráficos 25 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Neuquina:

Reporte anual de Reservas - 2021



Gráficos 25 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo para la cuenca Neuquina

En la cuenca Neuquina, (i) el factor saliente es el incremento en las reservas de petróleo, (ii) El ICR mantiene su tendencia descendente desde 2014, lo que indica que los proyectos de desarrollo se estarían agotando y no se están implementando proyectos nuevos para desarrollar las reservas no comprobadas, y (iii) el tiempo de duración de las reservas probadas alcanza el máximo de los últimos diez años (13 años).

En el grupo de gráficos 26 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Golfo San Jorge:

Reporte anual de Reservas - 2021



Gráficos 26 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo para la cuenca Golfo San Jorge

En la cuenca del Golfo San Jorge, (i) la medición de la cantidad de reservas comprobadas, respecto a la cantidad producida es volátil, observándose para el año 2021, un incremento, con un valor cercano al máximo del año 2018, (ii) el ICR cae por segundo año consecutivo, lo que indicaría que los proyectos de desarrollo se estarían agotando y no se están implementando nuevos proyectos para desarrollar las reservas no comprobadas, y (iii) el IVR varía en un rango de 15 a 17 años con un promedio de 16,5 años en los últimos 10 años. Este valor es superior al promedio del país lo que podría indicar que la cuenca se encuentra sub-explotada y con oportunidades para incrementar el nivel de actividad.

En el grupo de gráficos 27 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Austral:

Reporte anual de Reservas - 2021



Gráficos 27 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo para la cuenca Austral

En la cuenca Austral, (i) el IRR en el año 2021 es positivo por primera vez en los últimos 6 años. Desde su pico en 2015, este indicador ha decrecido, siendo negativo a partir del 2016. Esto está indicando que la producción es mayor a la reposición de reservas, por lo que se necesita incorporar nuevos proyectos para revertir la situación, (ii) El ICR se mantiene casi constante, y en el orden de 0,7 durante los 3 últimos años, y (iii) el IVR se mantiene en el promedio de 8 años de los últimos cuatro años.

En el grupo de gráficos 28 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Cuyana:

Reporte anual de Reservas - 2021



Gráficos 28 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo para la cuenca Cuyana

En la cuenca Cuyana, (i) el IRR es volátil. Para el año 2021, nuevamente la producción es mayor que la cantidad de reservas incorporadas, (ii) el ICR se incrementa por tercer año consecutivo, lo que indica que el total de reservas está siendo reclasificado como reservas comprobadas, y (iii) El IVR se mantiene entorno al promedio de los últimos tres años con un valor de 4 años.

En el grupo de gráficos 29 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Noroeste:

Reporte anual de Reservas - 2021



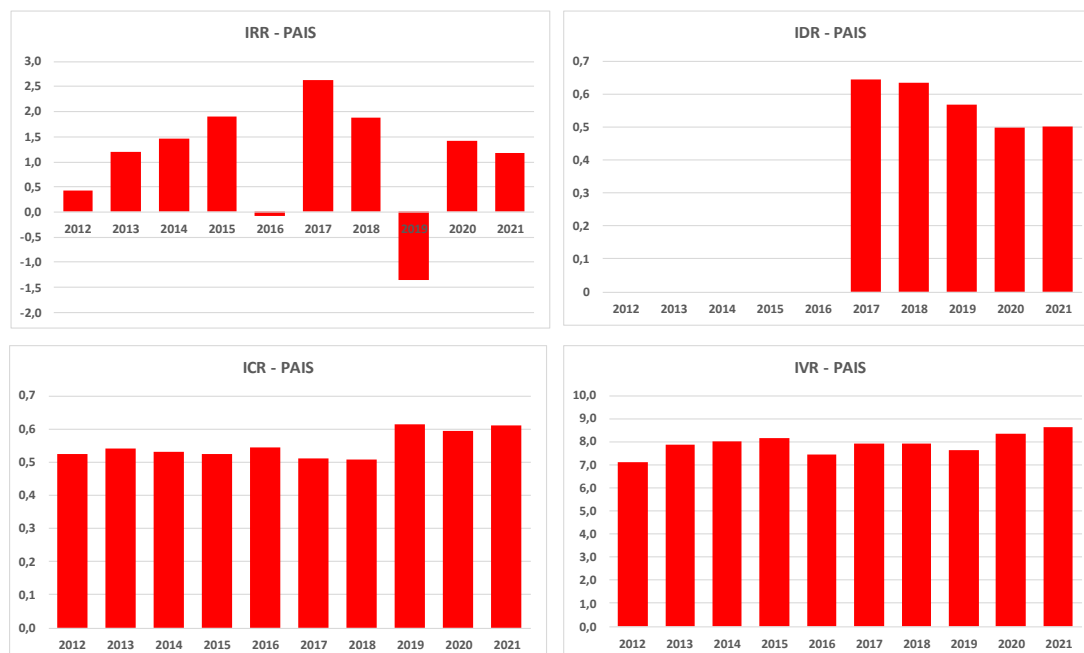
Gráficos 29 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo para la cuenca Noroeste

En la cuenca del Noroeste, (i) el IRR continua con su tendencia negativa de los últimos cinco años (interrumpida en el 2020 por la pandemia), lo que implica que las reservas se están consumiendo y no se incorporan nuevos proyectos. Vale remarcar que la variación de estos indicadores es muy sensible a cambios en los volúmenes ya que esta cuenca promedia una producción de petróleo diaria inferior a 1,000 m³/día, (ii) El ICR se mantiene en el rango de 0,6-0,5, y (iii) el IVR se incrementa por segundo año consecutivo, en torno a los ocho años.

Gas Natural

En el grupo de gráficos 30 se muestran los principales indicadores de reservas a nivel país.

Reporte anual de Reservas - 2021



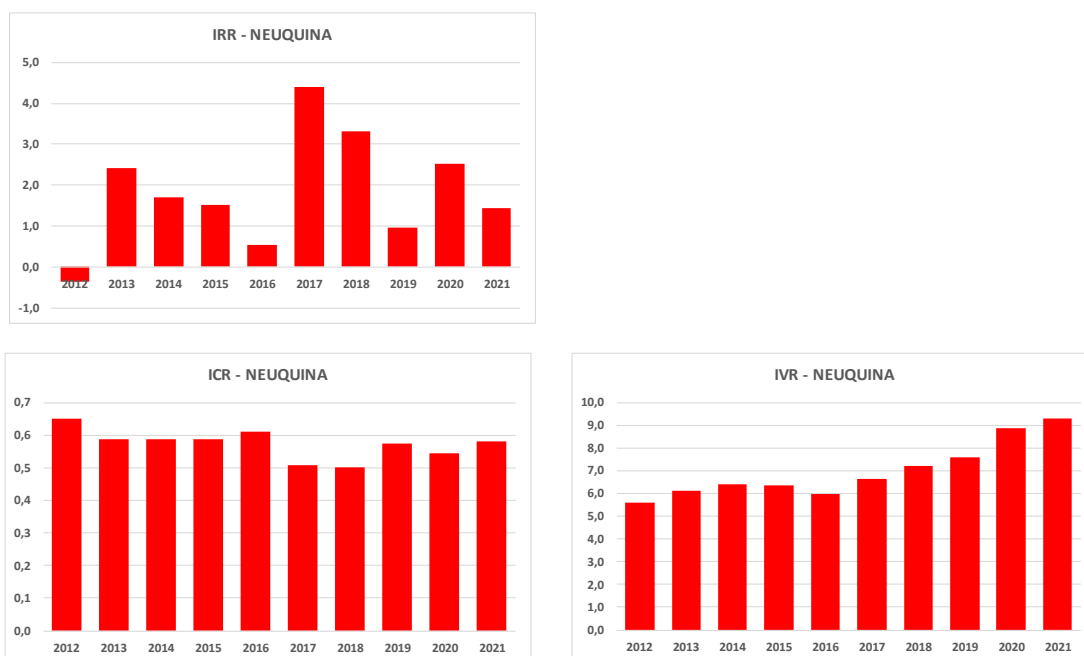
Gráficos 30 – Evolución de indicadores de reservas de gas a nivel país

A nivel país, durante el año 2021, (i) la cantidad de reservas de gas incorporadas son levemente superiores a la cantidad producida, (ii) la implementación de proyectos para el desarrollo de las reservas comprobadas no desarrolladas se mantiene en el orden del año anterior, pero viene disminuyendo desde el 2017 (los proyectos de desarrollo se estarían agotando y sin implementación de proyectos nuevos para el desarrollo de las reservas no desarrolladas), (iii) la reclasificación del total de reservas, como reservas comprobadas se mantiene en los niveles de los tres últimos años, y (iv) el tiempo de duración de las reservas probadas alcanza el máximo de los últimos diez años (8,6 años).

El gráfico de IDR no presenta valores durante los primeros años ya que no se informaba de manera discriminada las reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas en el sistema SESCO.

En el grupo de gráficos 31 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Neuquina.

Reporte anual de Reservas - 2021

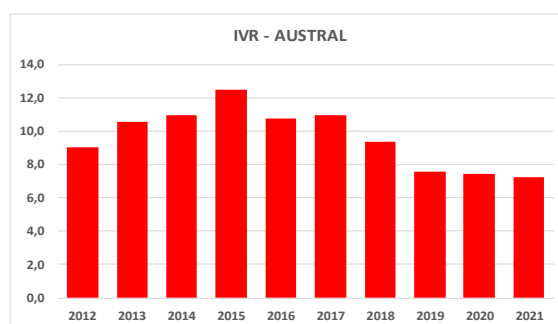
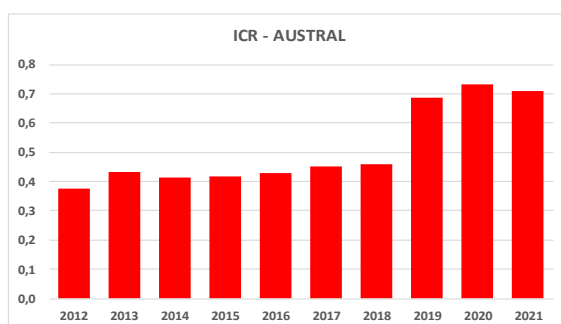
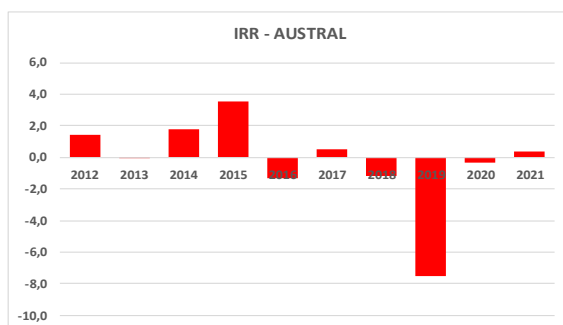


Gráficos 31 – Evolución de indicadores de reservas de gas para la cuenca Neuquina

En la cuenca Neuquina, (i) la cantidad de reservas de gas incorporadas son levemente superiores a la cantidad producida, y si bien el IRR se incrementó respecto del 2019 desde el 2017 la tendencia es decreciente, (ii) la cantidad de reservas totales que se reclasifican como comprobadas, para el 2021 se mantiene en el promedio de los últimos diez años, (iii) El IVR se vuelve a incrementar en el último año, manteniendo la tendencia creciente que tiene lugar desde el año 2016.

En el grupo de gráficos 32 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Austral:

Reporte anual de Reservas - 2021

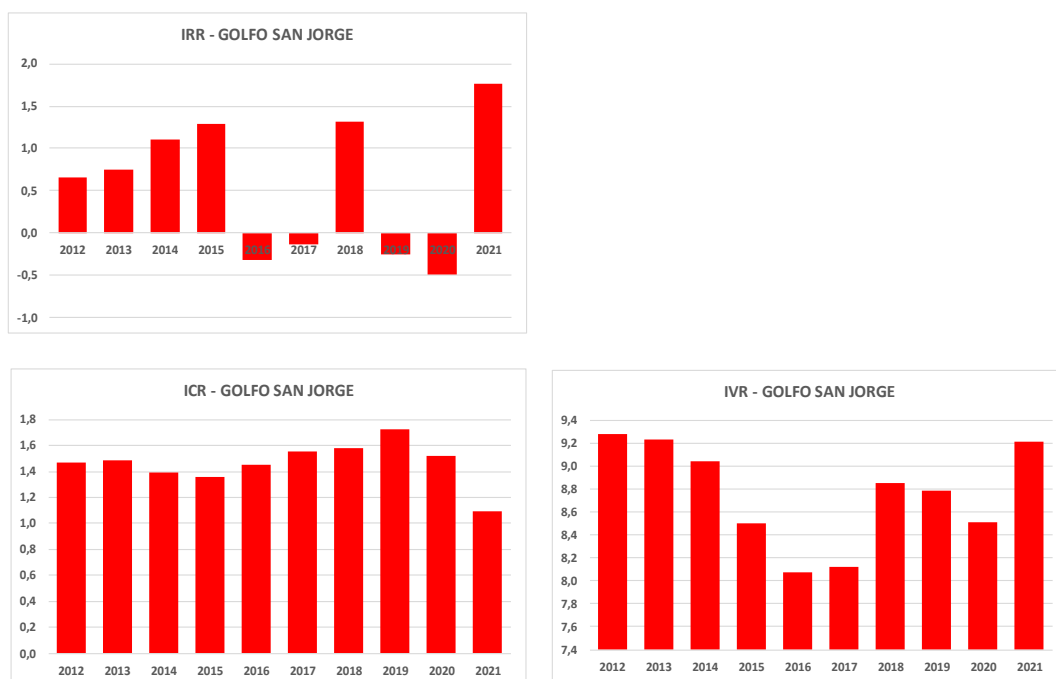


Gráficos 32 – Evolución de indicadores de reservas de gas para la cuenca Austral

En la Cuenca Austral, (i) el IRR en el 2021 presenta por segundo año consecutivo una leve mejoría. La tendencia en los últimos años es variable pero claramente decreciente desde el pico de 2015. Esto estaría indicando la depleción de las reservas, (ii) el ICR se mantiene en los mismos valores de los últimos dos años, por sobre el valor de 0,5, lo que es recomendable (predominan las reservas con menor grado de incertidumbre), y (iii) en cuanto al IVR, y a partir de la caída de reservas e incremento de producción que originó que se haya pasado de valores por sobre los diez años a inferiores a los ocho años; en el año 2021 el índice cae acercándose a un valor de siete años.

En el grupo de gráficos 33 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Golfo San Jorge.

Reporte anual de Reservas - 2021

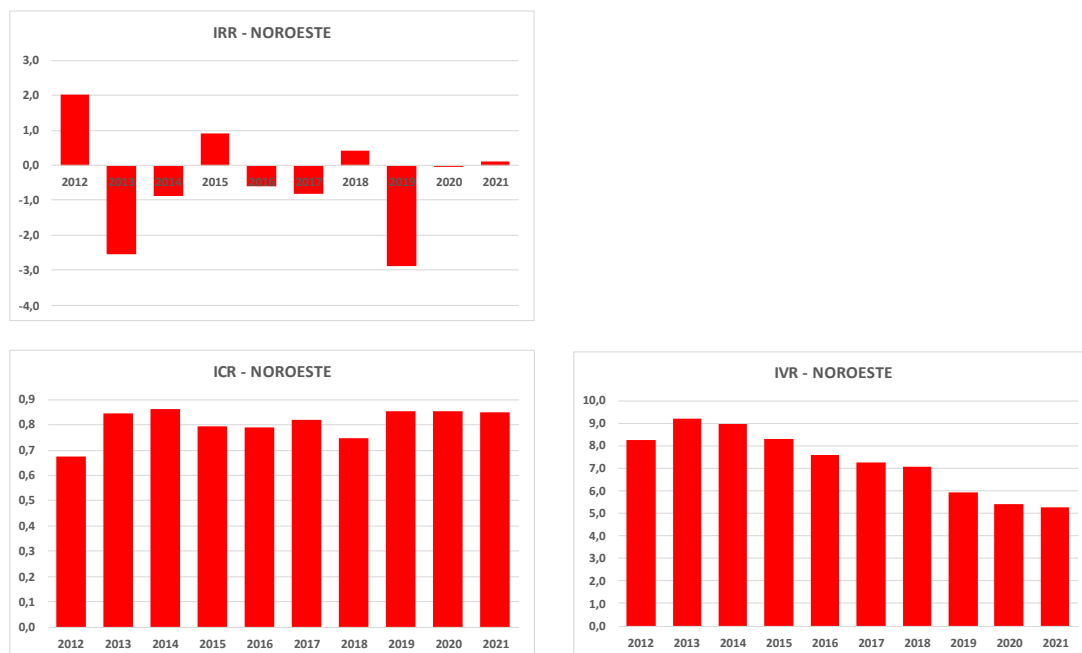


Gráficos 33 – Evolución de indicadores de reservas de gas para la cuenca Golfo San Jorge

En la cuenca del Golfo San Jorge, (i) el IRR alcanza su valor máximo de los últimos diez años, debido en parte a la incorporación de reservas, pero principalmente a una caída en la producción durante el 2021, (ii) el ICR cae fuertemente en el 2021 pero se mantiene con valores muy superiores a 0,5, (iii) finalmente, se observa un incremento en el IVR pasando a un valor por sobre los nueve años (recordemos la caída de producción durante el 2021).

En el grupo de gráficos 34 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Noroeste:

Reporte anual de Reservas - 2021

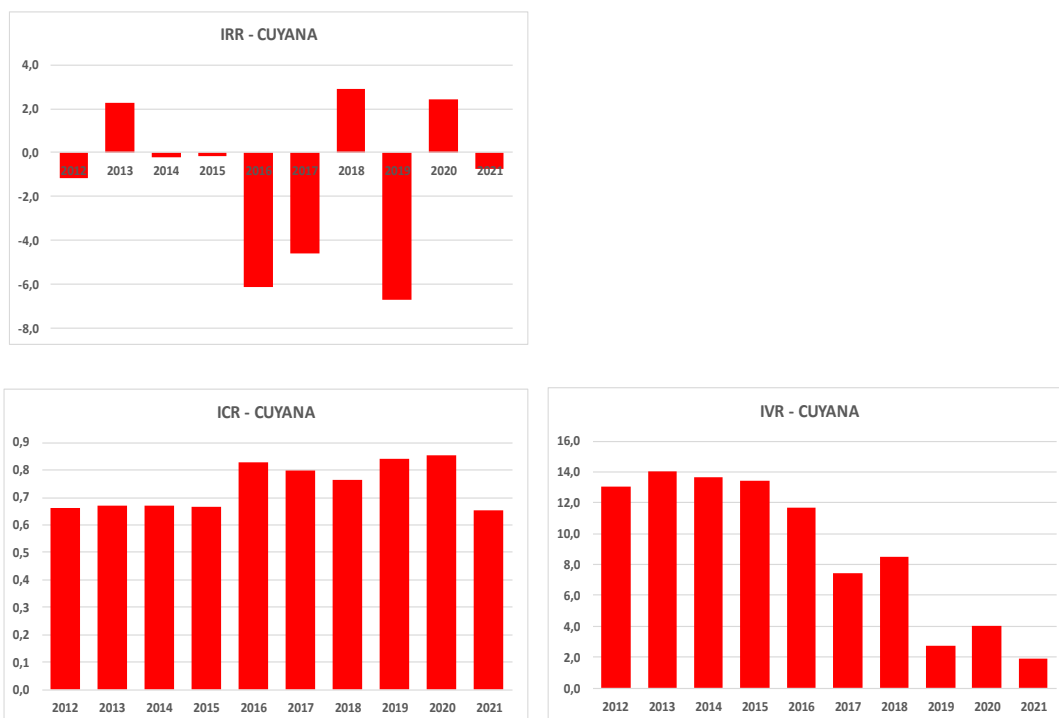


Gráficos 34 – Evolución de indicadores de reservas de gas para la cuenca Noroeste

En la cuenca del Noroeste, (i) el IRR pasa a ser positivo en el 2021, pero ello debido a una caída en la producción no por incorporación de reservas, (ii) El ICR se mantiene estable desde el 2019, y (iii) el IVR continúa su tendencia descendente, acercándose a los 5 años.

En el grupo de gráficos 35 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Cuyana.

Reporte anual de Reservas - 2021



Gráficos 35 – Evolución de indicadores de reservas de gas para la cuenca Cuyana

En la cuenca Cuyana, es de importancia remarcar que las reservas de gas comprobadas representan menos del 0,1% de las reservas comprobadas de gas del país y pequeñas variaciones en un campo, ya sea en sus reservas como en su producción, afectan considerablemente los valores finales de los indicadores aquí propuestos. (i) El IRR en el año 2021 indica que se están consumiendo las reservas, (ii) el ICR presentó una baja por lo que habría caído la reclasificación de reservas totales a comprobadas, (iii) finalmente, el IVR vuelve a caer presentando un valor levemente por debajo a los dos años.

Anexo I

Definiciones

Categorías de reservas

De acuerdo a la Resolución 324/2006 y su modificatoria 69-E/2016 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúferos, las definiciones que se detallan a continuación son el resultado de la revisión de los criterios aprobados por la SPE y el WPC que han sido aceptadas internacionalmente.

RESERVAS

Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados por la aplicación de proyectos de desarrollo en un tiempo definido, de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación. Las reservas deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales, y remanentes (para una fecha determinada) sustentadas por el/los proyecto/s de desarrollo aplicados. Si bien el plazo para el inicio del desarrollo puede variar según las circunstancias específicas y el alcance del proyecto, se considera CINCO (5) años como un tiempo razonable para su comienzo. Se puede considerar un plazo de tiempo más largo, siempre que la justificación para su clasificación como Reservas se encuentre suficientemente documentada. En relación a las prácticas de producción, sólo serán considerados en las definiciones y posterior clasificación, aquellos hidrocarburos líquidos o gaseosos normalmente producidos a través de pozos y con viscosidad no superior a DIEZ MIL (10.000) centipoises en las condiciones de presión y temperatura originales del yacimiento. Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos. El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como COMPROBADAS y NO COMPROBADAS. Las reservas NO COMPROBADAS tienen menor certeza en la recuperación que las RESERVAS COMPROBADAS y pueden además clasificarse en RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas. Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos mantenidos en inventarios, y si fuera necesario pueden reducirse para uso o pérdidas de procesamiento para los informes financieros. Las reservas pueden ser producidas por energía natural del reservorio o por la aplicación de métodos de recuperación mejorada. Los métodos de recuperación mejorada incluyen a todos los métodos que suministran energía adicional a la energía natural o alteran

las fuerzas naturales en el reservorio para incrementar la recuperación final. Ejemplos de tales métodos son: mantenimiento de presión, reciclo de gas, inyección de agua, métodos térmicos, inyección de químicos y el uso de fluidos de desplazamiento miscible e inmiscible. Otros métodos de recuperación mejorada pueden ser desarrollados en el futuro a medida que la tecnología de la industria del petróleo evolucione.

RESERVAS COMPROBADAS

Las RESERVAS COMPROBADAS o PROBADAS son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada. La estimación de las reservas se efectúa bajo condiciones de incertidumbre. El método de estimación es llamado determinístico si se obtiene un solo valor de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos. Con el término "razonable certeza", se intenta expresar el alto grado de confiabilidad que tienen los volúmenes a ser recuperados si se usa el método determinístico. Cuando son empleados métodos de estimación probabilísticos, donde el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimaciones de reservas y sus probabilidades asociadas, debe haber por lo menos un NOVENTA POR CIENTO (90%) de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación. En general, las reservas son consideradas comprobadas cuando la productividad comercial del reservorio se apoya en ensayos de producción real o pruebas de la formación. En este contexto, el término "comprobadas" se refiere a las cantidades reales de reservas de hidrocarburos y no sólo a la productividad del pozo o del reservorio. En ciertos casos, el número correspondiente a RESERVAS COMPROBADAS puede asignarse sobre la base de estudios de pozos y/o análisis que indican que el reservorio es análogo a otros reservorios en la misma área que están produciendo, o han probado la posibilidad de producir, en las pruebas de formación. Las reservas pueden ser clasificadas como comprobadas si los medios para procesar y transportar las reservas para ser comercializadas están en operación a la fecha de evaluación, o si existe una razonable expectativa que dichos medios serán instalados en un futuro inmediato. El establecimiento de condiciones económicas actuales debe incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados, y pueden involucrar un promedio para determinado período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones existentes a la fecha de certificación de las reservas. Las RESERVAS COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: DESARROLLADAS y NO DESARROLLADAS.

RESERVAS COMPROBADAS DESARROLLADAS

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas mediante la existencia a la fecha de su evaluación de:

- a) Pozos perforados.
- b) Instalaciones y métodos de operación en funcionamiento.
- c) Métodos de recuperación mejorada, siempre que el correspondiente proyecto de recuperación mejorada esté instalado y en operación.

RESERVAS COMPROBADAS NO DESARROLLADAS

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas, mediante:

- a) Pozos a ser perforados en el futuro en áreas comprobadas y que incrementen la recuperación.
- b) Profundización de pozos existentes a otros reservorios comprobados.
- c) Intervención de pozos existentes o la instalación de medios de transporte, que impliquen grandes costos o inversiones.
- d) Apertura de niveles colaterales comprobados en pozos ya existentes.
- e) Un proyecto de recuperación mejorada al que se asigne un alto grado de certeza, o que esté operando favorablemente en un área cercana con similares propiedades petrofísicas y de fluidos, que proporcionen soporte para el análisis sobre el cual está basado el proyecto y es razonablemente cierto que el mismo será ejecutado.

RESERVAS NO COMPROBADAS

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS son aquellas basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las mayores incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas.

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquéllas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado asignando cantidades apropiadas de reservas a las categorías "PROBABLES" y "POSIBLES". Las RESERVAS NO COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES.

En virtud de los diferentes niveles de incertidumbre, las reservas NO COMPROBADAS no deberían ser sumadas directamente a las RESERVAS COMPROBADAS. El agregado de diferentes clases de reservas es sólo aceptable cuando cada categoría de reservas ha sido apropiadamente descontada para los diferentes niveles de incertidumbre.

RESERVAS PROBABLES

Las RESERVAS PROBABLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las RESERVAS COMPROBADAS, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean. En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "probable" implica que debe haber por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES. Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS PROBABLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del CINCUENTA POR CIENTO (50%) al NOVENTA POR CIENTO (90%).

RESERVAS POSIBLES

Las RESERVAS POSIBLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las RESERVAS PROBABLES. En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "posible" implica que debe haber por lo menos el DIEZ POR CIENTO (10%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES más las RESERVAS POSIBLES. Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS POSIBLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del DIEZ POR CIENTO (10%) al CINCUENTA POR CIENTO (50%).

Anexo II

Indicadores de Gestión de Reservas

Con la finalidad de medir adecuadamente la gestión de las reservas de petróleo y gas del país, la Dirección Nacional de Exploración y Producción de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles ha incorporado el uso de índices de gestión de reservas a su análisis técnico y en un capítulo de este reporte lleva a cabo una evaluación detallada de estos indicadores para el período 2012-2021.

Los índices que se utilizan en este análisis son los siguientes:

- Índice de Reposición de reservas - IRR
- Índice de Desarrollo de Reservas - IDR
- Índice de Comprobación de Reservas - ICR
- Índice de Vida de Reservas - IVR

Estos índices son calculados mediante cocientes de las diferentes categorías de reservas y las acumuladas de producción anual, tanto para petróleo como para gas.

Índice de Reposición de Reservas (IRR)

Indica el grado con el que la producción del año ha sido reemplazada mediante la adición de reservas comprobadas, por nuevos proyectos, respecto a las del año anterior. Los valores negativos para este índice indican que no se están generando nuevos proyectos para reponer la producción, mientras que los valores positivos muestran el ingreso de nuevos proyectos de incorporación de reservas que logran reponer los volúmenes producidos durante el año. Un IRR mayor a 1 indica que se están generando nuevas reservas comprobadas a un ritmo mayor al del consumo de las existentes.

- Mide la cantidad de reservas probadas agregadas, respecto a la cantidad producida.
- Mide la capacidad de las empresas para generar nuevos proyectos.
- Este valor debiera ser como mínimo igual a 1 (significa que se ha reemplazado lo que se ha producido)

$$IRR = \frac{(Reservas \text{ año } n - Reservas \text{ año } (n - 1)) + Prod. \text{ Total año } n}{Prod. \text{ Total año } n}$$

Índice de Desarrollo de Reservas (IDR)

Indica el grado con el que se han venido desarrollando las reservas que han sido categorizadas como reservas comprobadas desarrolladas. Los valores por debajo del 0,5 indican que más de la mitad de las reservas comprobadas no están aún puestas en contexto de producción. Es recomendable valores mayores a 0,5.

- Mide el grado en que se van implementando proyectos para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas.
- Permite monitorear el cumplimiento de planes de inversión para poner en producción volúmenes probados no desarrollados.

$$IDR = \frac{Reservas \text{ Comprobadas Desarrolladas}}{Reservas \text{ Comprobadas (Desarrolladas + No Desarrolladas)}}$$

Índice de Comprobación de Reservas (ICR)

Indica la proporción del total de reservas 3P, que son categorizadas como reservas comprobadas. Los valores inferiores al 0,5 indican que existen volúmenes importantes de reservas con mayor grado de incertidumbre y que necesitan ser comprobados mediante trabajos de evaluación y comprobación. Es recomendable valores mayores a 0,5.

- Indica qué tanto del total de reservas ha sido reclasificado como reservas probadas.

$$ICR = \frac{Total \text{ de Reservas Comprobadas}}{Total \text{ de Reservas (Comprobadas + Probables + Posibles)}}$$

Índice de Vida de Reservas (IVR)

Indica el tiempo que tardarán en consumirse las reservas comprobadas a la tasa de producción actual, sin que haya adiciones en ellas, o por lo menos la reposición de las cantidades producidas. Un valor establece a lo largo de los distintos períodos indica un apropiado desarrollo de nuevas reservas que permiten sostener el nivel de consumo de las mismas.

- Se mide en años. Muestra cuanto tiempo durarán las reservas probadas a la tasa de producción.

$$IVR = \frac{\textit{Total de Reservas Comprobadas}}{\textit{Prod. Total}}$$

Anexo III

Listado de siglas y abreviaturas



Reporte anual de Reservas - 2021

FC: Fin de la Concesión

FVU: Fin de la vida útil del yacimiento

ICR: Índice de comprobación de reservas

IDR: Índice de desarrollo de reservas

IRR: Índice de reposición de reservas

IVR: Índice de vida de reserva

m3: metros cúbicos

Mm3: miles de metros cúbicos

MMm3: millones de metros cúbicos

BTU: *British Thermal Unit*

SE: Secretaria de Energía

SPE: *Society of Petroleum Engineers*

WPC: *World Petroleum Council*

P1: Reservas comprobadas

P2: Reservas probables

P3: Reservas posibles

3P: Reservas comprobadas + probables + posibles (probabilidad del 10% de ser producidas)

2P: Reservas comprobadas + probables (probabilidad del 50% de ser producidas)



Secretaría de Gobierno de Energía
Ministerio de Hacienda
Presidencia de la Nación



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
1983/2023 - 40 AÑOS DE DEMOCRACIA

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: Reporte anual 2021 - Reservas de Gas y Petroleo

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 56 pagina/s.