



INFORME: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN ARGENTINA ENTRE 2002 y 2012

En base a datos oficiales de la Secretaría de Energía de la Nación al 31-12-2012

Contenido

Resumen ejecutivo	2
Introducción	3
Evolución de las reservas de gas natural en Argentina	6
Reservas comprobadas de gas natural – total país.....	6
Reservas no comprobadas de gas natural – total país.....	8
Reservas comprobadas de gas natural – por cuenca.....	9
Reservas comprobadas de gas natural – por provincia	10
Reservas comprobadas de gas natural – por operador	11
Evolución de las reservas de petróleo en Argentina	13
Reservas comprobadas de petróleo – total país.....	13
Reservas no comprobadas de petróleo – total país.....	15
Reservas comprobadas de petróleo – por cuenca.....	16
Reservas comprobadas de petróleo – por provincia	18
Reservas comprobadas de petróleo – por operador	19
Anexo: reservas comprobadas de gas natural y de petróleo por cuenca	20
Anexo: reservas comprobadas y producción de gas natural y de petróleo 1980-2012	22
Anexo: evolución de la cantidad de pozos de exploración terminados	24
Anexo: Definiciones sobre reservas y recursos establecidas en la Resolución 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación	25

Luciano Caratori

Departamento Técnico

Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"

-03 de marzo de 2014-

RESUMEN EJECUTIVO

El 1° de marzo de 2014, la Secretaría de Energía de la Nación hizo públicos los datos de reservas de hidrocarburos correspondientes al 31 de diciembre de 2012, “hasta el final de la vida útil de los yacimientos” y “hasta el final de las concesiones”. El presente documento analiza los correspondientes a las primeras.

Estos datos dan cuenta de la persistencia en la caída de las reservas de hidrocarburos, fenómeno que se observa ininterrumpidamente en nuestro país desde el año 2000 en el caso del gas natural, y desde 1999 en el caso del petróleo, cuyas reservas comprobadas también cayeron en todo el período, exceptuando una recuperación en 2006. Al 31-12-2012, las reservas comprobadas totales (petróleo + gas natural), eran de alrededor de 603 millones de TEP¹ (4,4 mil millones de bep). Las reservas comprobadas totales cayeron 5% entre 2011 y 2012, tendencia que se mantuvo en los últimos años de estudio, acumulando 44% desde 2002, y arrojando, al computar la producción, una relación reservas/producción² de 8,9 años. En 2002, este indicador arrojaba 12,3 años.

En cuanto al esfuerzo exploratorio, medido en cantidad de pozos de exploración terminados, se observa una recuperación en los años 2011 y 2012 respecto a los años anteriores. Sin embargo, el promedio anual de pozos de exploración terminados sigue siendo un 33% menor que el promedio de la década del 80 y 16% menor que en la década del 90. En 2012 se terminaron 98 pozos de exploración, 27% más que los 77 pozos terminados en 2011.

Gas natural

Al 31 de diciembre de 2012, las reservas comprobadas de gas natural eran de 315.508 MMm³ (11,15 TCF), 52% menores que las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2002 y 5,1% menores que las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2011.

Las reservas comprobadas cayeron a un ritmo mayor a la caída de la producción. A pesar de que en 2012 la producción de gas natural fue 3,1% menor que en 2011, las reservas disminuyeron 5,1%, dando cuenta de una reducción neta de reservas, y arrojando un índice de reposición de reservas³ comprobadas de gas natural del 61% en el período. Esto puede leerse como que de cada 100 m³ producidos, sólo se han “compensado” 61 mediante la incorporación de nuevas reservas.

Desde su valor máximo histórico (año 2000), las reservas comprobadas de gas natural acumulan una caída del 59,4%.

Petróleo

Al 31 de diciembre de 2012, las reservas comprobadas de petróleo eran de 374.289 Mm³ (2,35 mil millones de barriles), 17% menores que las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2002 y 5% menores que las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2011.

Las reservas comprobadas cayeron a un ritmo mayor a la caída de la producción. Mientras que en 2012 la producción de petróleo fue 0,3% menor que en 2011, las reservas comprobadas disminuyeron 5%, dando cuenta de una reducción neta de reservas, menor que en el caso del gas natural, arrojando un índice de reposición de reservas comprobadas de petróleo del 40,5% en el período.

¹ TEP: Toneladas equivalentes de petróleo.

² Cociente entre las reservas y la producción de petróleo o gas en un año dado. Cantidad de años durante los que las reservas comprobadas podrían sostener la producción al ritmo de dicho año. Cabe destacar que este valor es dinámico, y no implica un agotamiento del recurso en el plazo resultante.

³ $IR_n = [R_n - R_{n-1} / P_n] + 1$, donde IR es el índice de reposición de reservas, R las reservas al final del período, y P la producción del período.

Desde su valor máximo histórico (año 1999), las reservas comprobadas de petróleo acumulan una caída del 23,2%.

INTRODUCCIÓN

El 1 de marzo de 2014, la Secretaría de Energía de la Nación publicó los datos de reservas de hidrocarburos correspondientes al 31 de diciembre 2012.

Salvo indicación contraria, el presente informe analiza los datos de reservas comprobadas y probables de petróleo y de gas natural **hasta el final de la Vida Útil de los yacimientos**.

Los datos publicados por la Secretaría de Energía dan cuenta de la persistencia en la caída de las reservas, fenómeno que se observa ininterrumpidamente en nuestro país desde el año 2000 en el caso del gas natural, y desde 1999 en el del petróleo, cuyas reservas comprobadas también cayeron en todo el período, exceptuando una recuperación en 2006.

Las reservas comprobadas de gas natural disminuyeron 5,1% entre 2011 y 2012, acumulando una caída de 52% desde el año 2002. Por su parte, las reservas comprobadas de petróleo cayeron 5% entre 2011 y 2012, disminuyendo 17% desde el año 2002. Estas caídas confirman la tendencia observada desde sus respectivos valores máximos.

Cuadro 1: Variación de las reservas comprobadas de hidrocarburos en Argentina– 2002-2012

	2002	2011	2012	Variación 2002-2012 [%]	Variación 2011-2012 [%]
Reservas Comprobadas de gas natural [MMm ³]	663.550	332.510	315.508	-52%	-5,1%
Reservas Comprobadas de petróleo [Mm ³]	448.476	393.996	374.289	-17%	-5,0%
Total [MMTEP]	1.076	635	603	-44%	-5,0%

Elaboración Propia

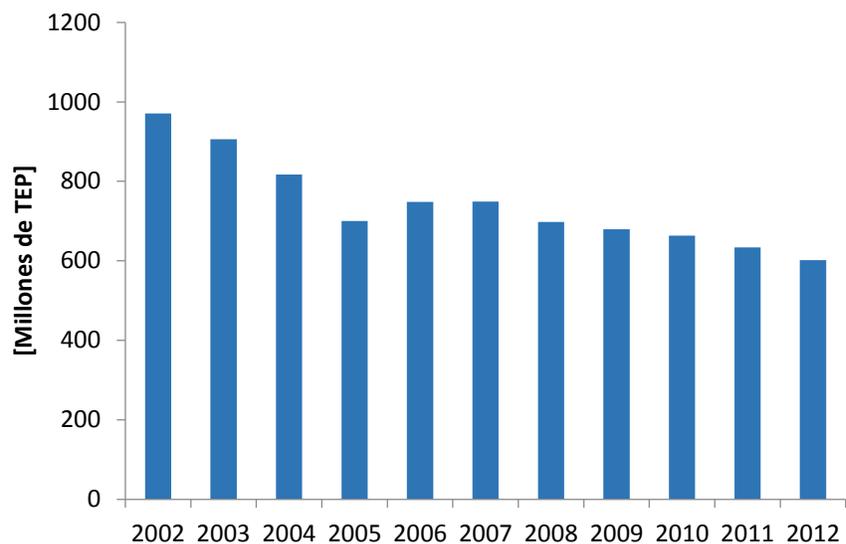
Fuente: Secretaría de Energía

Las reservas comprobadas totales (petróleo + gas natural), eran al 31 de diciembre de 2012 de aproximadamente 603 millones de TEP (4,4 mil millones de bep). Las mismas cayeron 5% entre 2011 y 2012, tendencia que se mantuvo en los últimos años de estudio, acumulando 44% desde 2002, y arrojando, al computar la producción, una relación reservas/producción de 8,9 años. En 2002, este indicador arrojaba 12,3 años.

En cuanto al esfuerzo exploratorio, medido en cantidad de pozos de exploración terminados, de acuerdo a datos publicados por la Secretaría de Energía, se observa una recuperación en los años 2011 y 2012 respecto a los años anteriores. Sin embargo, el promedio anual de pozos de exploración terminados es aun 33% menor que el promedio de la década del 80 y 16% menor que

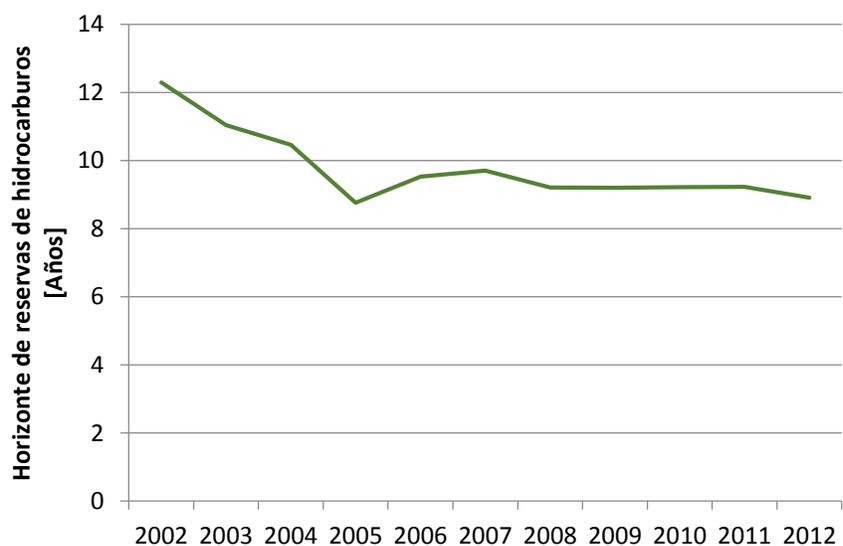
en la década del 90. En 2012 se terminaron 98 pozos de exploración, 27% más que los 77 pozos terminados en 2011.

Figura 1: Evolución de las reservas comprobadas de hidrocarburos [MMTEP] – 2002-2012



Elaboración Propia
Fuente: Secretaría de Energía

Figura 2: Evolución del horizonte de reservas comprobadas totales de hidrocarburos (R/P) [Años] – 2002-2012



Elaboración Propia
Fuente: Secretaría de Energía

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Reservas comprobadas de gas natural – total país

Al 31 de diciembre de 2012, las reservas comprobadas de gas natural eran de 315.508 MMm³ (11,15 TCF), 52% menores que las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2002 y 5,1% menores que las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2011.

Las reservas comprobadas cayeron a un ritmo mayor que la caída de la producción. A pesar de que en 2012 la producción de gas natural fue 3,1% menor que en 2011, las reservas disminuyeron 5,1%, dando cuenta de una pérdida neta de reservas.

Entre el 31 de diciembre de 2011 y el 31 de diciembre de 2012 se produjeron 44.124 millones de metros cúbicos de gas natural, disminuyendo las reservas comprobadas en 17.002 MMm³. Esto implica, para toda la industria, un índice de reposición de reservas comprobadas de gas natural del 61% en el período.

Desde su valor máximo histórico (año 2000), las reservas comprobadas de gas natural disminuyeron 59,4%.

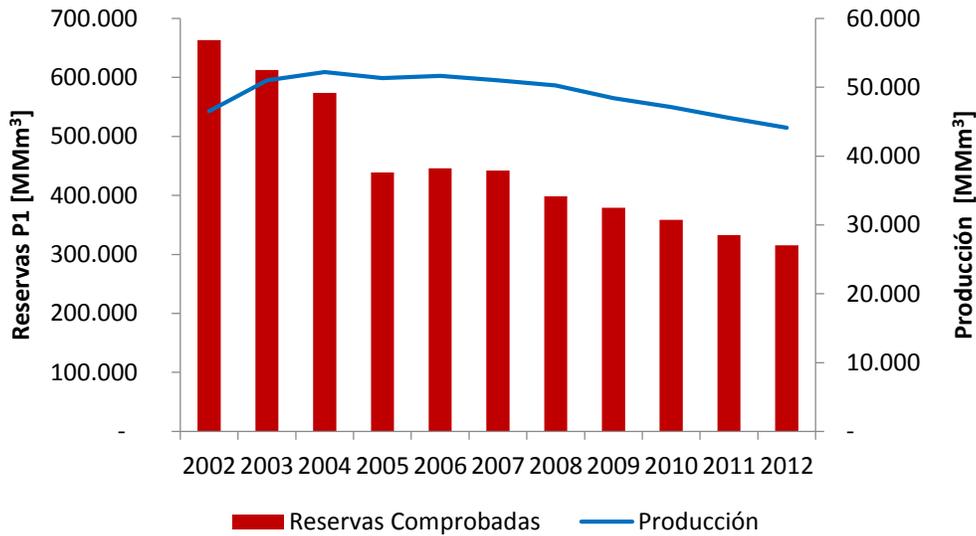
Cuadro 2: Variación de las reservas comprobadas y producción de gas natural – 2002-2012

	2002	2011	2012	Variación 2002-2012 [%]	Variación 2011-2012 [%]
Reservas Comprobadas de gas natural [MMm3]	663.550	332.510	315.508	-52%	-5,1%
Producción de gas natural [MMm3]	46.519	45.522	44.124	-5,2	-3,1%
Horizonte de reservas [Años]	14,3	7,3	7,2	-50%	-2,0%

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Figura 3: Evolución de las reservas comprobadas y producción de gas natural – 2002-2012

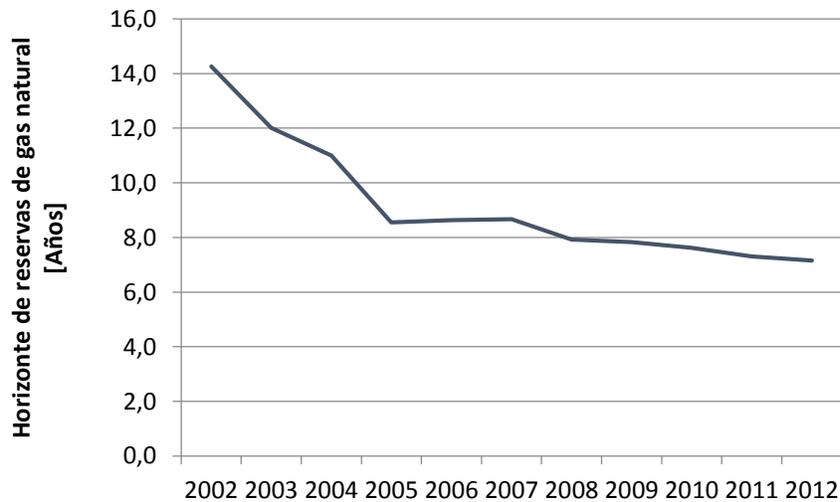


Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Debido a que las reservas comprobadas de gas natural han caído a un ritmo mayor que la producción, el horizonte de reservas también ha disminuido, situándose en 7,2 años al 31 de diciembre de 2012, es decir, 7,11 años (85 meses) menor que la relación reservas/producción observada al 31 de diciembre de 2002 (14,3 años).

Figura 4: Evolución del horizonte de reservas de gas natural (R/P) [Años] – 2002-2012



Elaboración Propia

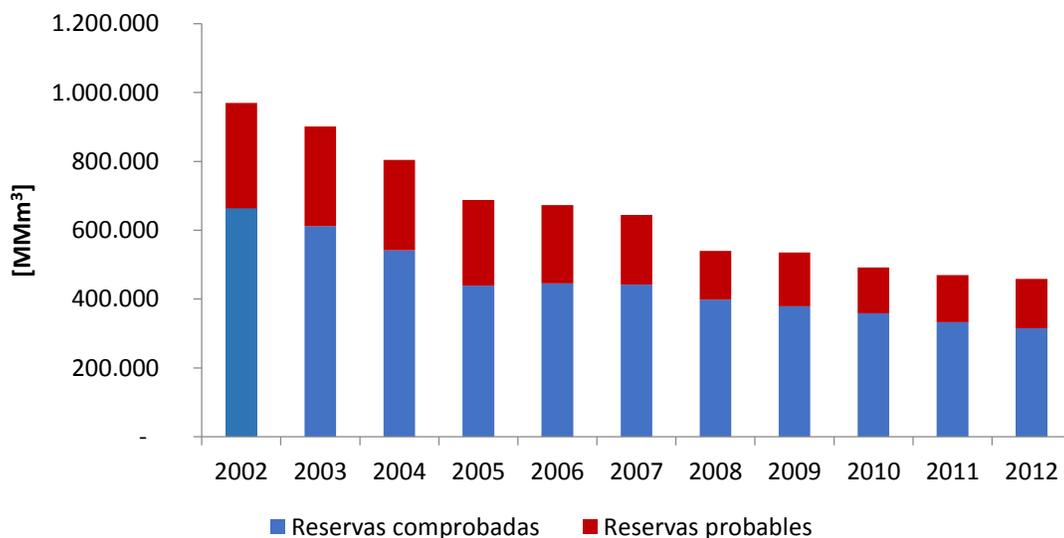
Fuente: Secretaría de Energía

Reservas no comprobadas de gas natural – total país

Según la definición aprobada por la Secretaría de Energía en la Resolución 324/2006, “*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*”.

Las reservas probables de gas natural, se incrementaron 4% entre 2011 y 2012, por segundo año consecutivo. Sin embargo, también han disminuido en el período de análisis, registrándose una caída del 37% entre 2002 y 2012.

Figura 5: Evolución de reservas comprobadas y probables de gas natural [MMm³] – 2002-2012



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Las reservas posibles de gas natural, que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las reservas probables, disminuyeron 6% entre el 31 de diciembre de 2011 y el mismo día de 2012, acumulando desde 2002 una caída del 42%.

Por su parte, los recursos, que podrían ser recuperados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación, pero que no presentan viabilidad económica o comercialidad de la explotación, aumentaron 3% entre 2011 y 2012, acumulando un incremento del 37% de 2002. Sin embargo, la cuantía de dicho incremento no refleja que se haya certificado una proporción significativa de los recursos anunciados de gas no convencional.

Cuadro 3: Variación de reservas comprobadas, probables, posibles y recursos de gas natural [MMm³] – 2006-2012

	Reservas comprobadas (P1) [MMm ³]	Reservas probables (P2) [MMm ³]	Reservas P1 + P2/2 [MMm ³]	Reservas posibles (P3) [MMm ³]	Recursos [MMm ³]
2006	446.156	227.039	559.676	251.709	148.374
2007	441.974	202.673	543.311	201.571	124.473
2008	398.529	141.512	469.285	201.898	245.199
2009	378.820	156.400	457.020	208.548	206.825
2010	358.712	132.789	425.107	180.237	206.742
2011	332.510	137.398	401.209	155.601	197.608
2012	315.508	143.269	387.143	145.814	203.847
Var 2006-2012 [%]	-29%	-37%	-31%	-42%	37%
Var 2001-2012 [%]	-5%	4%	-4%	-6%	3%

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Reservas comprobadas de gas natural – por cuenca

Entre 2011 y 2012 se observa una disminución de las reservas comprobadas de gas natural en todas las cuencas, destacándose una caída del 28% en la Cuenca Cuyana, aunque la misma representa menos del 1% de las reservas comprobadas de este hidrocarburo en el país.

Las cuencas Neuquina y Austral, que representan el 74% de las reservas comprobadas, disminuyeron entre 2011 y 2012 un 8% y un 3% respectivamente, acumulando desde 2002 una caída del 61% en el caso de la primera y un 32% en el caso de la Cuenca Austral.

La Cuenca del Golfo San Jorge, por su parte, se mantuvo relativamente estable respecto a 2011, con una caída del 0,2%, quebrando débilmente la tendencia observada desde 2007.

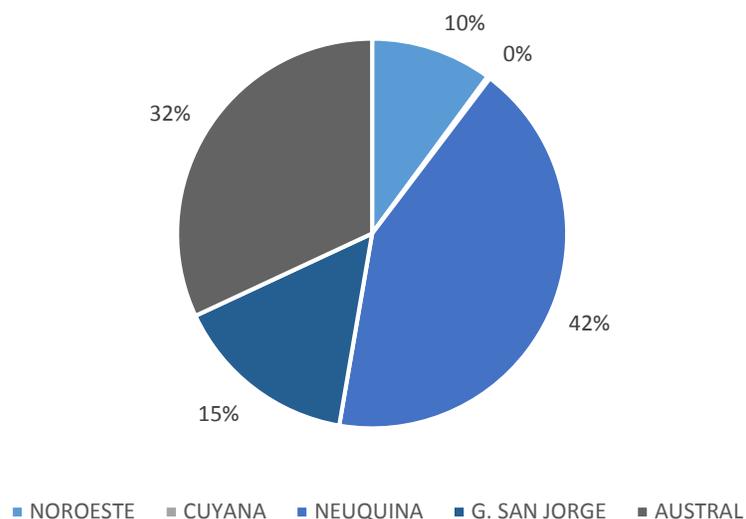
Cuadro 4: Variación de las reservas comprobadas de gas natural por cuenca – 2002-2012

Cuenca	2002 [MMm ³]	2011 [MMm ³]	2012 [MMm ³]	Variación 2002-2012 [%]	Variación 2011-2012 [%]	Participación 2012 [%]
NOROESTE	129.481	33.644	31.820	-75%	-5%	10%
CUYANA	545	1.060	761	40%	-28%	0%
NEUQUINA	344.447	145.295	133.699	-61%	-8%	42%
G. SAN JORGE	40.289	48.559	48.446	20%	-0,2%	15%
AUSTRAL	148.641	103.953	100.781	-32%	-3%	32%
TOTAL PAÍS	663.403	332.510	315.508	-52%	-5%	100%

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Figura 6: Participación en las reservas comprobadas de gas natural por cuenca – 2012



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Reservas comprobadas de gas natural – por provincia

Entre 2011 y 2012, cayeron las reservas comprobadas de todas las provincias, a excepción de La Pampa (+18,7%) y Río Negro (+5,8%), y de las reservas en concesiones otorgadas por el Estado Nacional (+4,6%).

La Provincia de Neuquén, que posee el 37,3% de las reservas comprobadas de gas natural del país, experimentó una disminución del 8,4%. Por último, si bien tienen una escasa participación en las reservas totales del país, se destaca la caída de las reservas en los territorios de las provincias de Formosa (-41,3%), Jujuy (-33%) y Mendoza (-28,5%).

Cuadro 5: Variación de las reservas comprobadas de gas natural por provincia [MMm³]- 2011-2012

Provincia	2011 [MMm ³]	2012 [MMm ³]	var 2011-2012 [%]	Participación 2012 [%]	Producción 2012 [MMm ³]	R/P [Años]
Formosa	235	138	-41,3%	0,0%	27	5,2
Jujuy	51	34	-33,0%	0,0%	5	7,1
Salta	33.357	31.648	-5,1%	10,0%	3.821	8,3
Mendoza	7.651	5.472	-28,5%	1,7%	2.357	2,3
Neuquén	128.125	117.391	-8,4%	37,2%	19.452	6,0
La Pampa	3.126	3.710	18,7%	1,2%	444	8,4
Río Negro	7.452	7.888	5,8%	2,5%	1.664	4,7
Chubut	34.002	33.467	-1,6%	10,6%	3.492	9,6
Santa Cruz	34.593	32.236	-6,8%	10,2%	4.266	7,6
Tierra del Fuego	34.328	31.666	-7,8%	10,0%	3.638	8,7
Estado Nacional	49.589	51.858	4,6%	16,4%	4.959	10,5
Total	332.510	315.508	-5,1%	100%	44.124	7,2

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Reservas comprobadas de gas natural – por operador

Siete de las diez empresas analizadas presentaron entre 2011 y 2012 una disminución en sus reservas comprobadas, en todos los casos con caídas mayores al 10%. Sólo Total Austral, Pan American Energy y Sinopec incrementaron sus reservas entre dichos años.

De las tres principales operadoras, que suman el 69% de las reservas, se destaca la caída del 14% en las reservas comprobadas de gas natural en concesiones de YPF, por lo que no se habrían materializado aún los resultados del incremento en el esfuerzo exploratorio de la empresa⁴.

En cuanto a la variación entre 2002 y 2012 de las reservas comprobadas de gas natural por operador, realizando un análisis área por área (es decir, teniendo en cuenta las transferencias de activos entre empresas, sus fusiones y adquisiciones), se observa que a excepción de Apache y Sinopec (que adquirió la empresa OXY Argentina en 2010), el resto de las diez principales empresas operadoras del país disminuyeron sus reservas comprobadas de gas natural en el período.

⁴ Según datos de la Secretaría de Energía de la Nación, en 2012 YPF terminó 34 pozos de exploración, manteniendo la tendencia creciente que se observa desde 2009, con un incremento del 127% respecto de los 15 pozos terminados en 2011 y representando el 35% del total de los pozos de exploración terminados por la industria.

**Cuadro 6: Variación de las reservas comprobadas de gas natural por operador [MMm³]-
2002-2012**

Operador				var	var	Part.	Prod.
	2002	2011	2012	2002- 2012	2011- 2012	2012	2012
	[MMm ³]	[MMm ³]	[MMm ³]	[%]	[%]	[%]	[MMm ³]
TOTAL AUSTRAL	155.268	111.803	114.920	-26,0%	2,8%	36%	13.263
PAN AMERICAN ENERGY	60.625	55.828	57.167	-5,7%	2,4%	18%	5.276
YPF	195.826	54.157	46.473	-76,3%	-14,2%	15%	10.327
PETROBRAS ⁱ	47.716	20.679	17.364	-63,6%	-16,0%	6%	3.988
PLUSPETROL ⁱⁱ	79.856	18.003	13.554	-83,0%	-24,7%	4%	2.512
APACHE ⁱⁱⁱ	9.367	12.782	11.252	20,1%	-12,0%	4%	1.705
PETROLERA LF COMPANY	23.399	12.956	10.245	-56,2%	-20,9%	3%	1.381
TECPETROL ^{iv}	32.783	11.121	9.103	-72,2%	-18,1%	3%	1.457
ENAP SIPETROL	12.048	10.157	8.819	-26,8%	-13,2%	3%	736
SINOPEC ^v	4.015	6.682	7.596	89,2%	13,7%	2%	747
Otros	42.647	18.342	19.014	-55,4%	3,7%	6%	2.733
Total	663.550	332.510	315.508	-52,5%	-5,1%	100%	44.124

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Notas:

i) Incluye en 2002 áreas de PECOM Energía y de Petrolera Santa Fe

ii) Incluye en 2002 áreas de Petrolera Santa Fe

iii) Incluye en 2002 áreas de Pioneer Natural Resources

iv) Incluye en 2002 áreas de CGC

v) Incluye en 2002 áreas de Vintage Oil (luego Occidental Exploration and Production – OXY)

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO EN ARGENTINA

Reservas comprobadas de petróleo – total país

Al 31 de diciembre de 2012, las reservas comprobadas de petróleo eran de 374.289 Mm³ (2,35 mil millones de barriles), 17% menores que las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2002 y 5% menores que las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2011.

Las reservas comprobadas cayeron a un ritmo mayor a la caída de la producción. Mientras que en 2012 la producción de petróleo fue 0,3% menor que en 2011, las reservas comprobadas disminuyeron 5%, dando cuenta de una pérdida neta de reservas, mayor que en el caso del gas natural.

Entre el 31 de diciembre de 2011 y el 31 de diciembre de 2012 se produjeron 33.139 Mm³ de petróleo, disminuyendo las reservas comprobadas en 19.707 Mm³. Esto implica, para toda la industria, un índice de reposición de reservas comprobadas de petróleo del 40,5% en el período.

Desde su valor máximo histórico (año 1999), las reservas comprobadas de petróleo disminuyeron 23,2%.

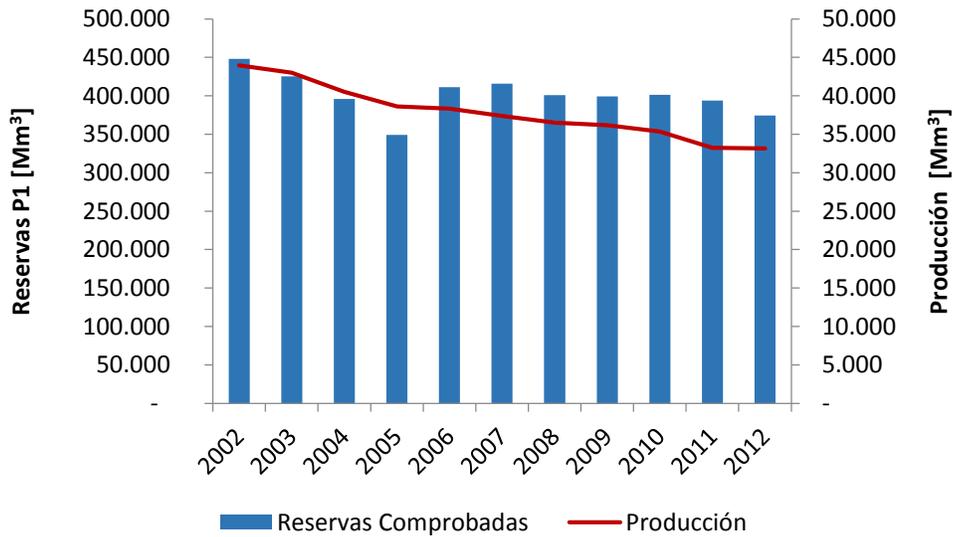
Cuadro 7: Variación de las reservas comprobadas y producción de petróleo – 2002-2012

	2002	2011	2012	Variación 2002-2012 [%]	Variación 2010-2012 [%]
Reservas Comprobadas de petróleo [Mm3]	448.425	393.996	374.289	-17%	-5,0%
Producción de petróleo [Mm3]	43.953	33.237	33.139	-25%	-0,3%
Horizonte de reservas [Años]	10,2	11,9	11,3	11%	-4,7%

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Figura 7: Evolución de las reservas comprobadas y producción de petróleo – 2002-2012

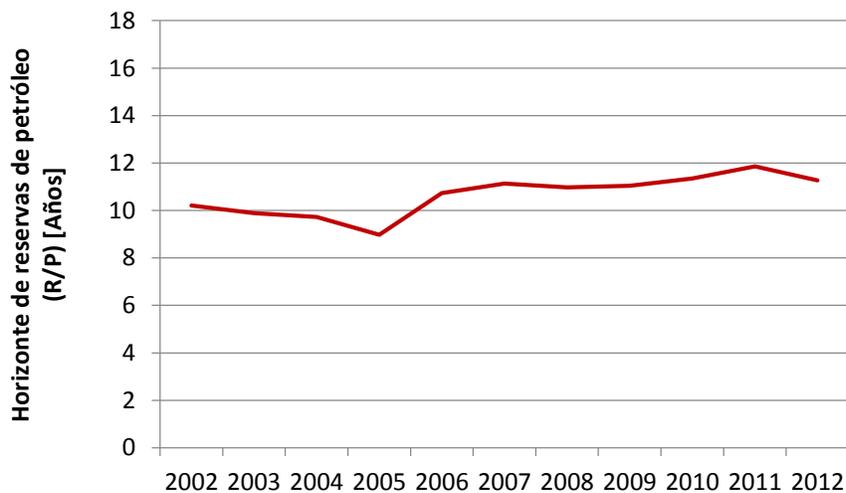


Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Entre el 31 de diciembre de 2011 y el 31 de diciembre de 2012, la relación reservas/producción de gas natural disminuyó 4,7%, siendo de 11,3 años. A diferencia del gas natural, esta relación se mantuvo relativamente estable y levemente creciente desde 2002, siendo incluso 11% mayor que entonces. Sin embargo, cabe destacar que esto se debe a que en el período, la caída en la producción fue más rápida que la caída en las reservas.

Figura 8: Evolución del horizonte de reservas de petróleo (R/P) [Años] – 2002-2012



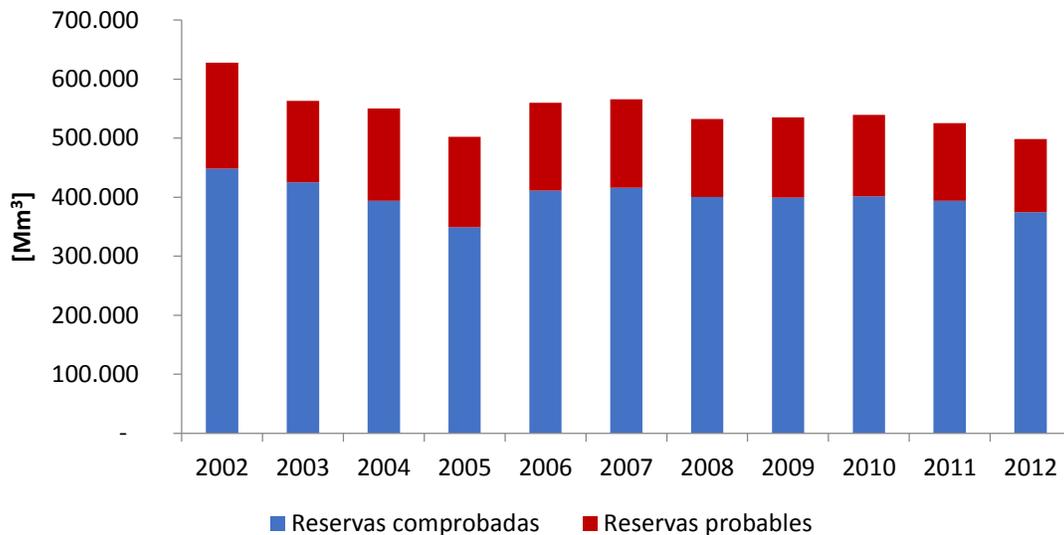
Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Reservas no comprobadas de petróleo – total país

Las reservas probables de petróleo disminuyeron 6% entre 2011 y 2012, y acumulan una caída del 16% entre 2002 y 2012.

Figura 9: Evolución de reservas comprobadas y probables de petróleo [Mm³] – 2002-2012



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Por su parte, las reservas posibles de petróleo disminuyeron 9% entre el 31 de diciembre de 2011 y el mismo día de 2012, acumulando una caída del 58% desde 2002, mientras que los recursos se incrementaron 12% entre los dos últimos años de estudio, siendo 191% mayores que en 2002.

Sin embargo, frente a este incremento, cabe tener presentes las definiciones brindadas anteriormente sobre la factibilidad de la explotación comercial de dichos recursos.

Cuadro 8: Variación de reservas comprobadas, probables, posibles y recursos de petróleo [Mm³] – 2006-2012

	Reservas comprobadas (P1) [Mm ³]	Reservas probables (P2) [Mm ³]	Reservas P1 + P2/2 [Mm ³]	Reservas posibles (P3) [Mm ³]	Recursos [Mm ³]
2006	411.262	148.664	485.594	219.430	28.403
2007	415.913	150.140	490.983	140.868	48.442
2008	400.697	131.644	466.519	110.786	185.589
2009	399.296	136.129	467.361	116.189	90.112
2010	401.462	140.461	471.693	117.937	78.969
2011	393.996	131.534	459.763	101.186	73.986
2012	374.289	124.249	436.414	92.527	82.527
Var 2006-2012 [%]	-9%	-16%	-10%	-58%	191%
Var 2011-2012 [%]	-5%	-6%	-5%	-9%	12%

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Reservas comprobadas de petróleo – por cuenca

Entre 2011 y 2012 se observa una disminución de las reservas comprobadas de gas natural en todas las cuencas, destacándose, como en el caso del gas, una disminución del 28% en la Cuenca Cuyana, que representa el 6% de las reservas comprobadas de petróleo en el país, siendo esta la caída más abrupta en la cuenca en todo el período analizado.

La Cuenca del Golfo San Jorge, que contiene el 67% de las reservas comprobadas de petróleo del país, presentó una caída del 2% en sus reservas de petróleo entre 2011 y 2012, aunque las mismas son aun 34% mayores que las del 31 de diciembre de 2002, incremento explicado principalmente por la incorporación de 51.525 Mm³ de reservas en Cerro Dragón en 2006. Esta disminución del 2% en las reservas comprobadas respecto al año anterior se contrapone a la tendencia observada en los años anteriores, siendo la mayor caída desde 2006.

La Cuenca Neuquina, la segunda en importancia, con una participación del 22% en el total, presentó el 31 de diciembre de 2012 una disminución del 4% respecto al mismo día de 2011, acumulando una caída del 55% desde 2002.

Las cuencas Austral y Noroeste, con una participación menor, del 3% y el 1% respectivamente, disminuyeron en 2012 2% y 9% respecto a 2011, acumulando una caída desde 2002 del 48% en el caso de la Cuenca Austral y del 82% en la Cuenca Noroeste.

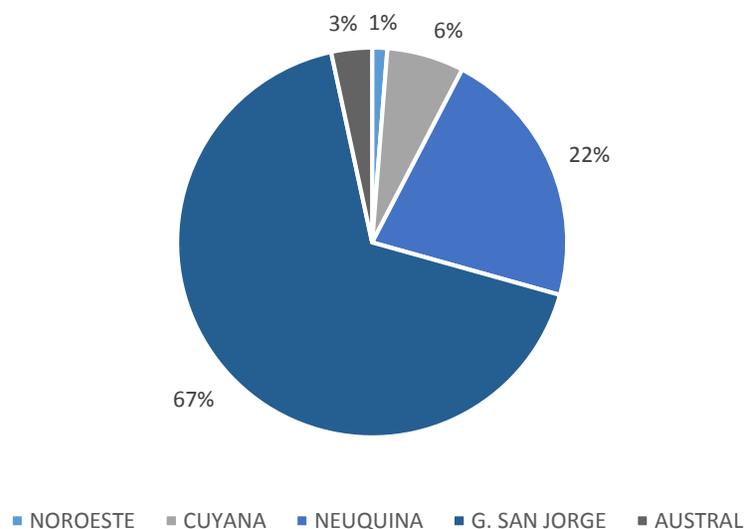
Cuadro 9: Variación de las reservas comprobadas de petróleo por cuenca – 2002-2012

Cuenca	2002 [Mm ³]	2011 [Mm ³]	2012 [Mm ³]	Variación 2002-2012 [%]	Variación 2011-2012 [%]	Participación 2012 [%]
NOROESTE	25.326	5.116	4.677	-82%	-9%	1%
CUYANA	31.097	33.057	23.915	-23%	-28%	6%
NEUQUINA	179.391	84.912	81.224	-55%	-4%	22%
G. SAN JORGE	188.040	257.968	251.824	34%	-2%	67%
AUSTRAL	24.416	12.943	12.649	-48%	-2%	3%
TOTAL PAÍS	448.270	393.996	374.289	-17%	-5%	100%

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Figura 10: Participación en las reservas comprobadas de petróleo por cuenca – 2012



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Reservas comprobadas de petróleo – por provincia

Entre 2011 y 2012, cayeron las reservas comprobadas de todas las provincias, a excepción de un ligero incremento (+1%) en las reservas que se encuentran en concesiones otorgadas por el Estado Nacional.

La Provincia de Chubut, que posee el 45% de las reservas comprobadas de petróleo del país, experimentó una caída del 3,2% entre 2011 y 2012.

Las mayores disminuciones se observan en las provincias de Jujuy (-42%), Mendoza (-21%), Formosa (-20,4%) y Tierra del Fuego (-12%).

Cuadro 10: Variación de las reservas comprobadas de petróleo por provincia [Mm³]- 2011-2012

Provincia	2011 [Mm ³]	2012 [Mm ³]	var 2011-2012 [%]	Participación 2012 [%]	Producción 2012 [Mm ³]	R/P [Años]
Formosa	1.032	821	-20,4%	0,2%	159	5,2
Jujuy	221	128	-42,1%	0,0%	18	7,1
Salta	3.863	3.728	-3,5%	1,0%	434	8,6
Mendoza	51.582	40.714	-21,1%	10,9%	4.704	8,7
Neuquén	41.865	40.535	-3,2%	10,8%	6.597	6,1
La Pampa	9.807	9.643	-1,7%	2,6%	1.572	6,1
Río Negro	14.715	14.247	-3,2%	3,8%	2.487	5,7
Chubut	173.669	168.073	-3,2%	44,9%	8.955	18,8
Santa Cruz	89.189	88.810	-0,4%	23,7%	7.057	12,6
Tierra del Fuego	4.593	4.030	-12,3%	1,1%	772	5,2
Estado Nacional	3.460	3.560	2,9%	1,0%	383	9,3
Total	393.996	374.289	-5,0%	100%	33.139	11,3

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Reservas comprobadas de petróleo – por operador

Entre 2011 y 2012, ocho de los diez principales operadores presentaron una disminución en sus reservas comprobadas, sólo Sinopec (+1,9%) y Pan American Energy (+0,3%) presentaron ligeros incrementos en sus reservas comprobadas de petróleo.

Como en el caso del gas natural, de las tres principales empresas, que representan el 73% del total de las reservas, se destaca la disminución del 9,6% en las reservas de YPF entre el 31 de diciembre de 2011 y el 31 de diciembre de 2012.

Entre 2002 y 2012, sólo Pan American Energy, Sinopec y Chañares Herrados incrementaron sus reservas comprobadas de petróleo.

Cuadro 11: Variación de las reservas comprobadas de petróleo por operador [Mm³]- 2002-2012

Operador	2002 [Mm ³]	2011 [Mm ³]	2012 [Mm ³]	var	var	Part.	Prod.
				2002- 2012 [%]	2011- 2012 [%]	2012 [%]	2012 [Mm ³]
PAN AMERICAN ENERGY	70.880	152.475	152.871	116%	0,3%	41%	5.957
YPF	157.526	91.748	82.902	-47%	-9,6%	22%	11.583
SINOPEC ⁱ	31.792	37.609	38.333	21%	1,9%	10%	2.193
PLUSPETROL ⁱⁱ	21.541	14.431	13.215	-39%	-8,4%	4%	2.316
TECPETROL ⁱⁱⁱ	26.851	13.641	11.620	-57%	-14,8%	3%	1.338
CAPSA	11.859	11.350	11.231	-5%	-1,0%	3%	631
PETROBRAS ^{iv}	51.086	11.772	10.630	-79%	-9,7%	3%	2.291
CHEVRON ARGENTINA	30.593	11.058	9.647	-68%	-12,8%	3%	1.724
TOTAL AUSTRAL	14.227	8.787	8.557	-40%	-2,6%	2%	1.036
CHAÑARES HERRADOS	1.670	12.288	5.492	229%	-55,3%	1%	189
Otros	30.451	28.837	29.793	-2%	3,3%	8%	3.881
Total	448.476	393.996	374.289	-17%	-5,0%	100%	33.139

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Notas:

i) Incluye en 2002 áreas de Vintage Oil (luego Occidental Exploration and Production – OXY)

ii) Incluye en 2002 áreas de Petrolera Santa Fe

iii) Incluye en 2002 áreas de CGC

iv) Incluye en 2002 áreas de PECOM Energía y de Petrolera Santa Fe)

ANEXO: RESERVAS COMPROBADAS DE GAS NATURAL Y DE PETRÓLEO POR CUENCA

Reservas de gas natural

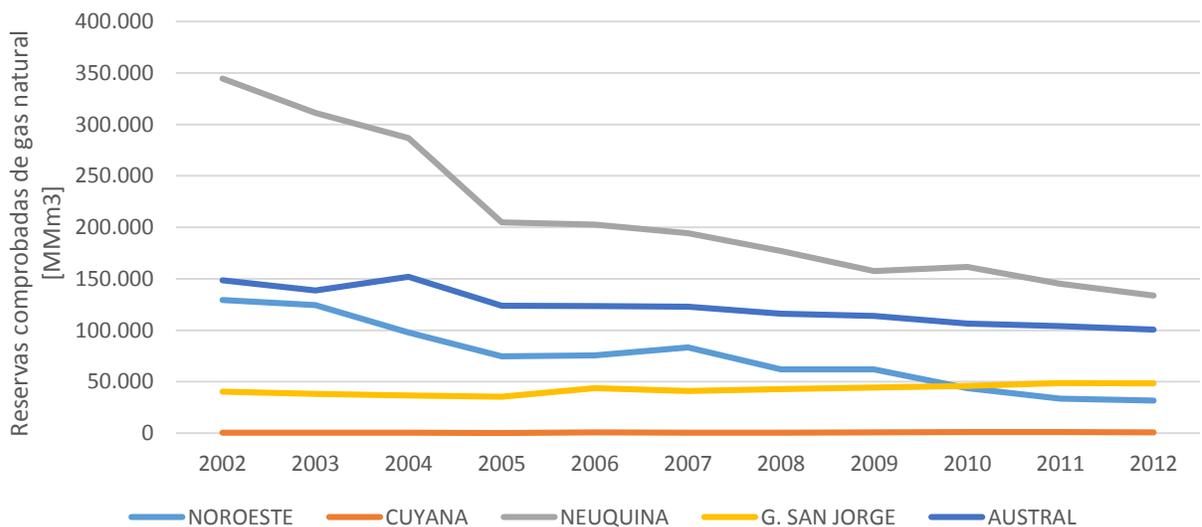
Cuadro A1: Evolución de las reservas comprobadas de gas natural por cuenca [MMm³]- 2002-2012

CUENCA	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
NOROESTE	129.481	124.511	97.928	74.740	75.641	83.284	61.893	61.845	43.643	33.644	31.820
CUYANA	545	516	462	314	692	519	566	925	1.081	1.060	761
NEUQUINA	344.447	311.053	286.670	204.683	202.543	194.325	176.888	157.611	161.529	145.295	133.699
G. SAN JORGE	40.289	38.048	36.741	35.503	43.642	41.047	42.963	44.398	45.917	48.559	48.446
AUSTRAL	148.641	138.602	152.043	123.711	123.638	122.799	116.219	114.041	106.557	103.953	100.781
TOTAL PAÍS	663.403	612.730	573.844	438.951	446.156	441.974	398.529	378.820	358.726	332.510	315.508

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Figura A1: Evolución de las reservas comprobadas de gas natural por cuenca [MMm³]- 2002-2012



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Reservas de petróleo

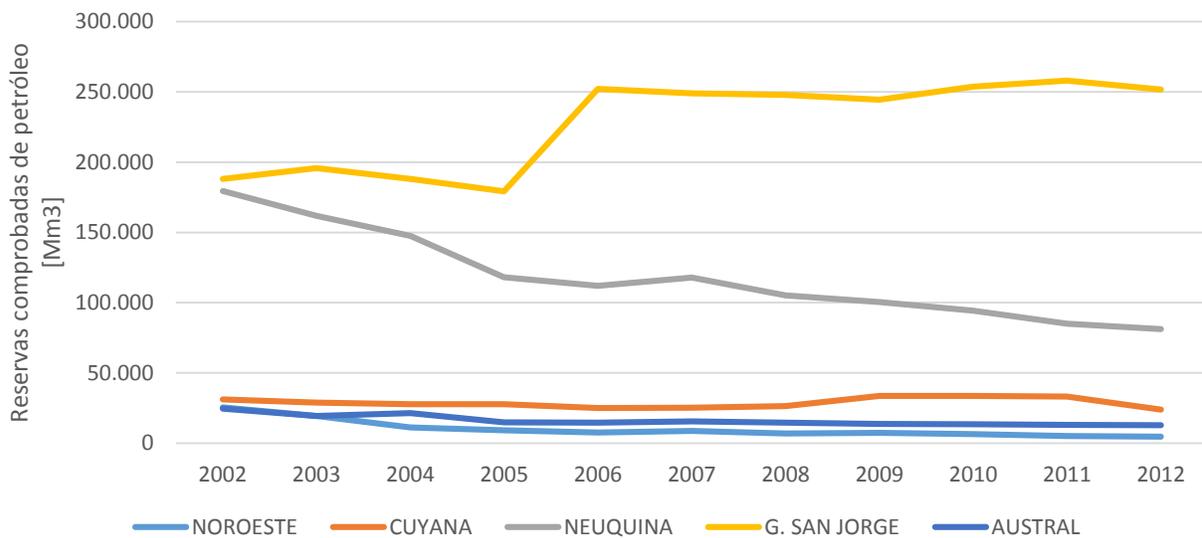
Cuadro A2: Evolución de las reservas comprobadas de petróleo por cuenca [Mm³]- 2002-2012

CUENCA	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
NOROESTE	25.326	19.308	11.172	9.155	7.633	8.597	6.783	7.290	6.307	5.116	4.677
CUYANA	31.097	28.879	27.767	27.784	24.926	25.153	26.279	33.617	33.542	33.057	23.915
NEUQUINA	179.391	161.803	147.614	118.066	111.976	117.796	105.235	100.316	94.252	84.912	81.224
G. SAN JORGE	188.040	195.887	188.127	179.297	252.190	248.903	247.865	244.427	253.758	257.968	251.824
AUSTRAL	24.416	19.236	21.324	14.795	14.537	15.465	14.563	13.647	13.449	12.943	12.649
TOTAL PAÍS	448.270	425.113	396.003	349.096	411.262	415.913	400.724	399.296	401.308	393.996	374.289

Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

Figura A2: Evolución de las reservas comprobadas de petróleo por cuenca [Mm³]- 2002-2012

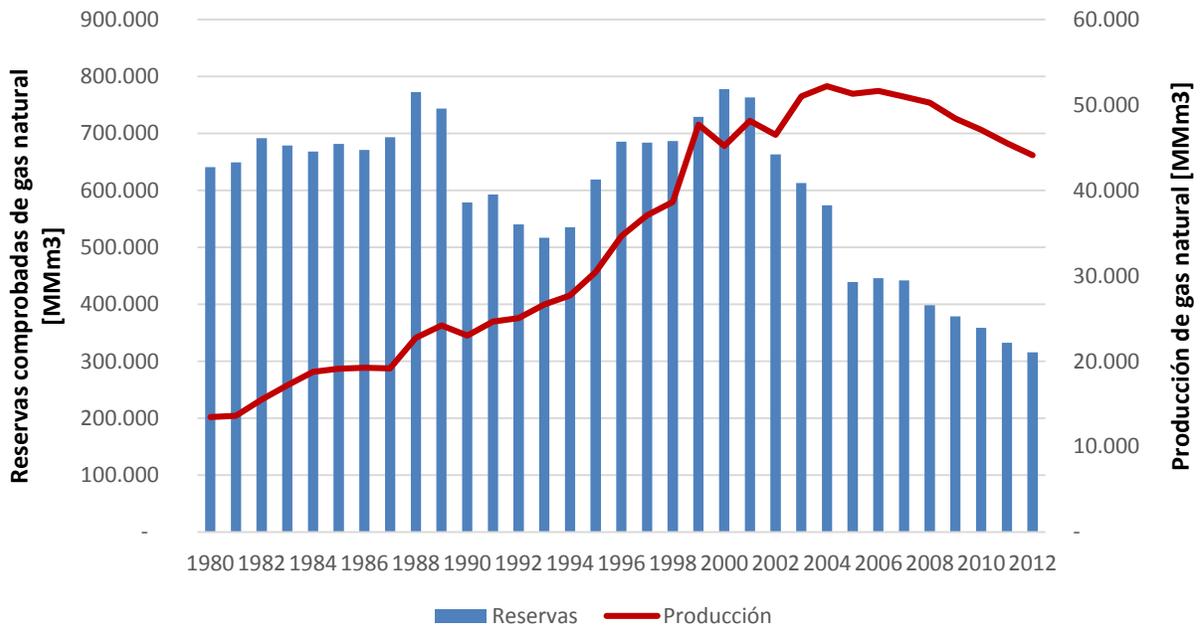


Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía

ANEXO: RESERVAS COMPROBADAS y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL Y DE PETRÓLEO 1980-2012

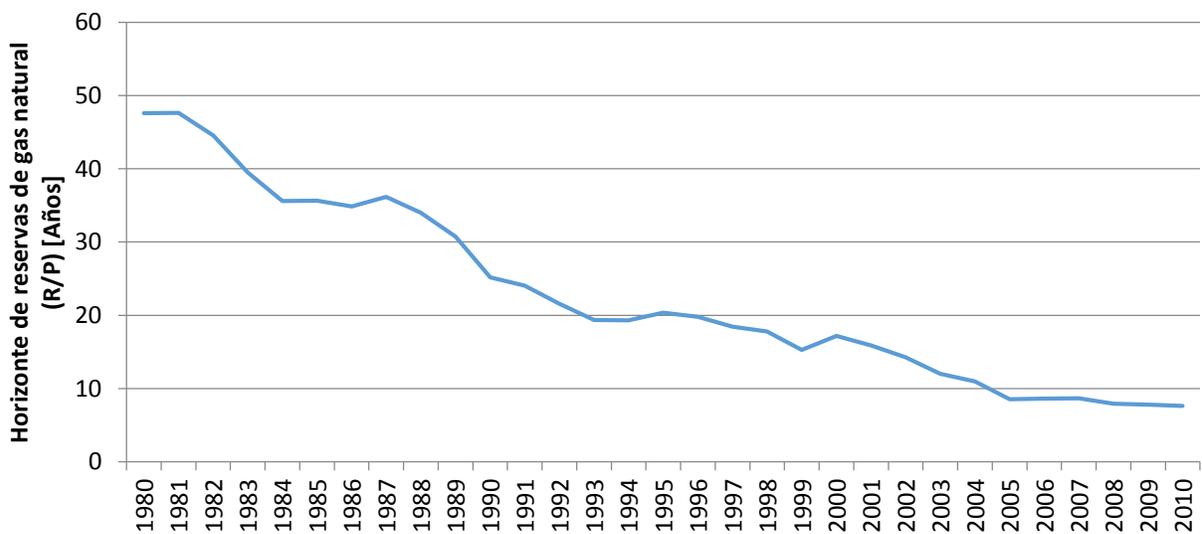
Figura A3: Evolución de reservas comprobadas y producción de gas natural [MMm³]- 1980-2012



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía- IAPG- IAE "General Mosconi"- YPF

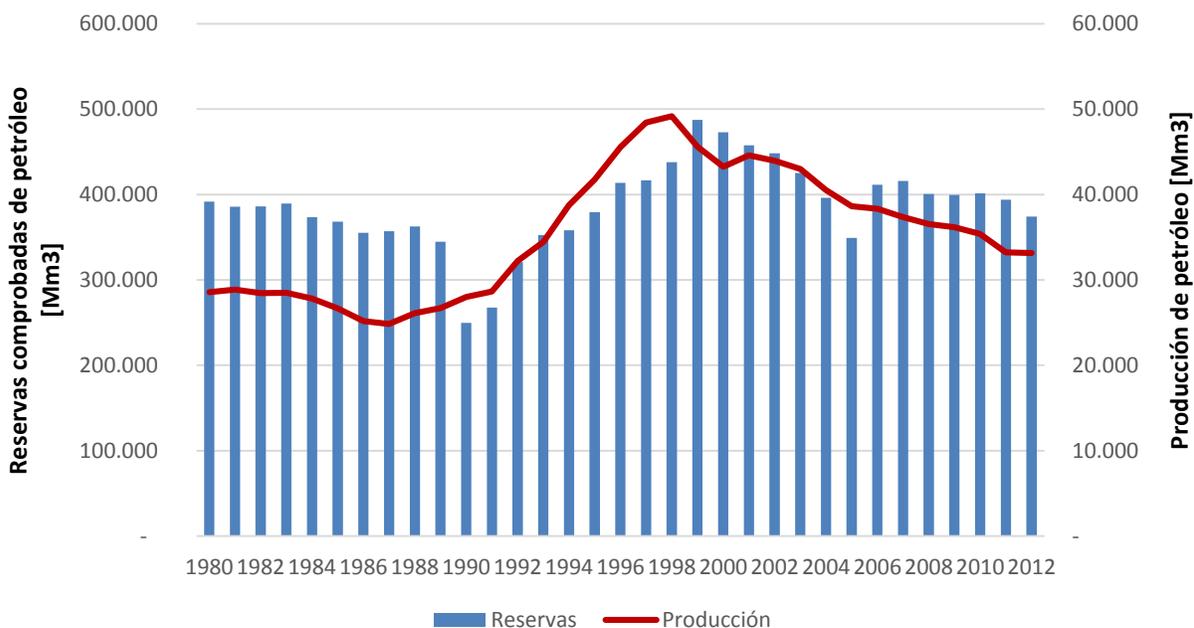
Figura A4: Evolución del horizonte de reservas de gas natural (R/P) [Años] – 1980-2012



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía- IAPG- IAE "General Mosconi"- YPF

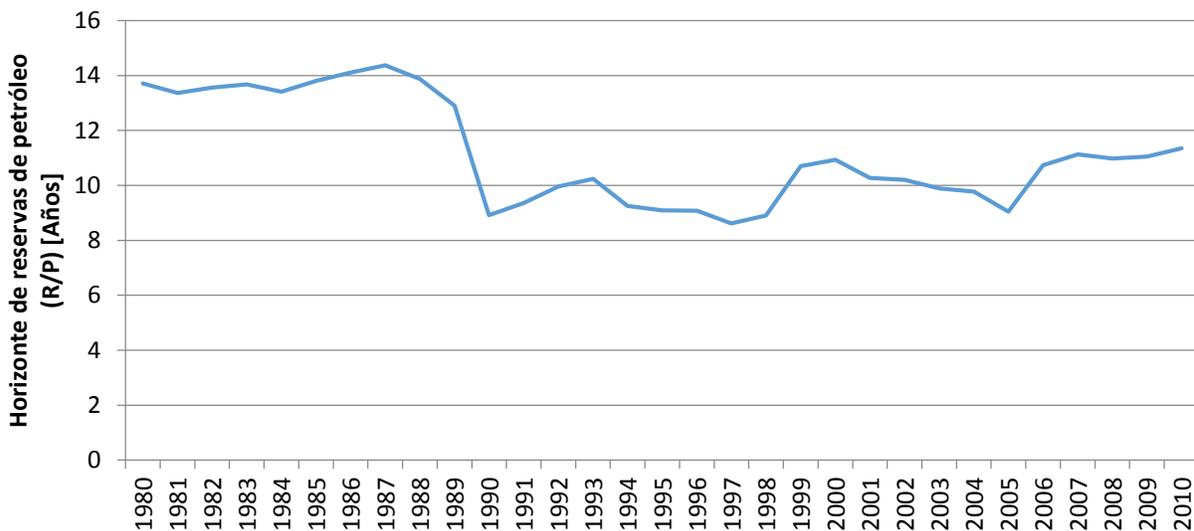
Figura A5: Evolución de reservas comprobadas y producción de petróleo [Mm³]- 1980-2012



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía- IAPG- IAE "General Mosconi"- YPF

Figura A6: Evolución del horizonte de reservas de petróleo (R/P) [Años] – 1980-2012

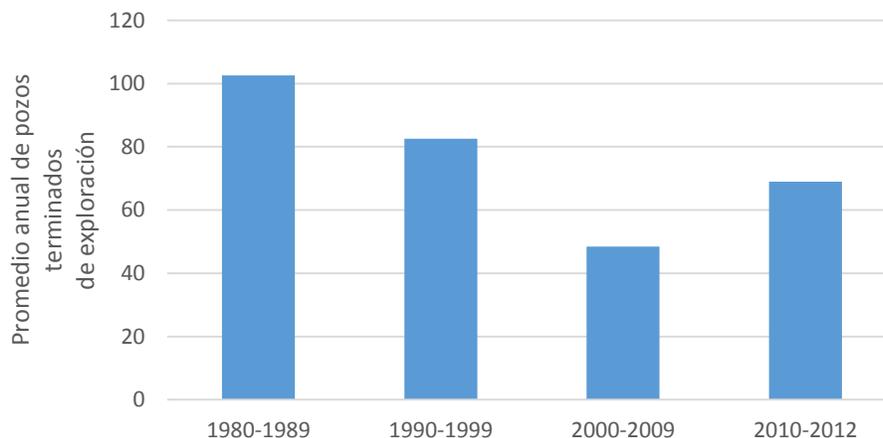


Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía- IAPG- IAE "General Mosconi"- YPF

ANEXO: Evolución de la cantidad de pozos de exploración terminados

Figura A8: Evolución de la cantidad promedio de pozos de exploración terminados por década 1980-2012

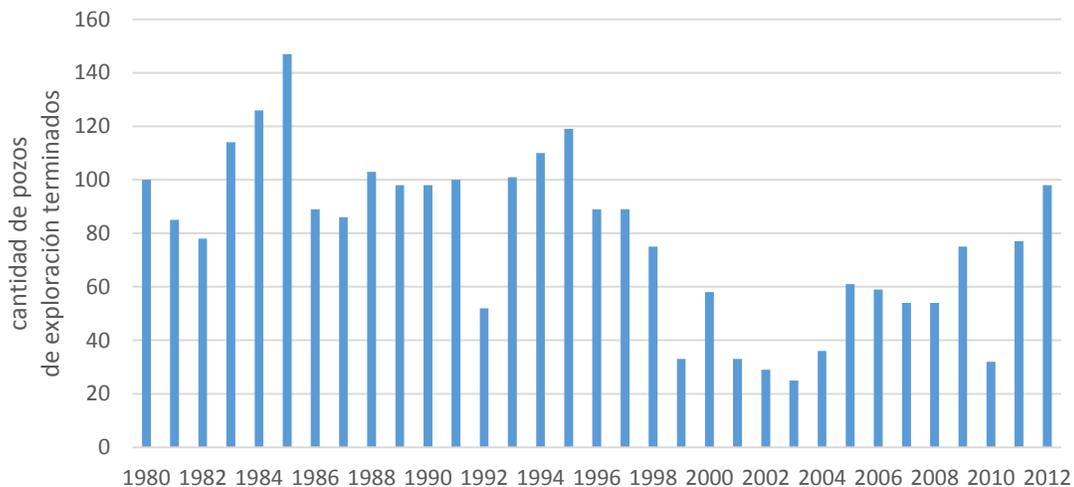


Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía– IAPG- IAE “General Mosconi”- YPF

Nota: para la confección de esta figura se han privilegiado los datos provenientes de fuentes oficiales (SEN) por sobre datos privados

Figura A8: Evolución de la cantidad de pozos de exploración terminados 1980-2012



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría de Energía– IAPG- IAE “General Mosconi”- YPF

Nota: para la confección de esta figura se han privilegiado los datos provenientes de fuentes oficiales (SEN) por sobre datos privados

ANEXO: Definiciones sobre reservas y recursos establecidas en la Resolución 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación

La resolución 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación establece que las empresas permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos deberán presentar en forma anual, a efectuarse hasta el 31 de marzo del año siguiente al que se certifica, información correspondiente a las RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES y POSIBLES, y los RECURSOS de petróleo crudo y gas natural, según corresponda, tanto hasta el final del período de cada concesión, como hasta el final de la vida útil de cada yacimiento, según las definiciones que se transcriben a continuación.

1. 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 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.

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, 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.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

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.

5. 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.

6. 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%).

7. 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%)

8. RECURSOS:

RECURSOS son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación.

Por lo tanto, para ser considerados, es un requisito que no exista en el momento del análisis viabilidad económica o comercialidad de la explotación. De tal forma, los hidrocarburos considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado, son RECURSOS.

En el futuro, estos RECURSOS pueden volverse recuperables si las circunstancias económicas y/ o comerciales cambian, o si se producen desarrollos tecnológicos apropiados, o son adquiridos datos adicionales.

9. OBSERVACIONES:

La intención de la SPE, el WPC y la AAPG en contar con una clasificación suplementaria a la de RESERVAS COMPROBADAS, es la de facilitar la consistencia y coherencia entre los profesionales que utilizan dichos términos.

Las definiciones y términos aquí vertidos podrán reverse y adecuarse en el futuro, de acuerdo con los nuevos conceptos y circunstancias imperantes, y que sean reconocidos internacionalmente por las entidades mencionadas en el párrafo anterior.



INFORME: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN ARGENTINA ENTRE 2002 y 2012
Luciano Caratori – Departamento Técnico

Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"

iae.org.ar | iae@iae.org.ar

Moreno 943, tercer piso (C1091AAS) – Ciudad Autónoma de Buenos Aires -