

# Situación actual de la exploración y explotación de petróleo y gas en la Argentina

Las conclusiones que se desprenden del informe presentado por el IAPG, a pedido de la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados de la Nación, son las siguientes: la matriz energética primaria demanda mayores reservas de hidrocarburos, lo que constituye un desafío para el Estado y las empresas petroleras; las fuentes de abastecimiento energético desde el exterior son inciertas y más onerosas; se debe solucionar el plazo de vencimiento inminente de las concesiones; se deberían dictar medidas para estimular el incremento del factor de recuperación final de las reservas y, al mismo tiempo, alentar la exploración en el país.

La evolución de parámetros como la producción y las reservas de petróleo crecieron en forma significativa durante la última década en la República Argentina, excepto por el estancamiento de la producción en 1998 y la disminución en 1999 por un efecto externo como la caída de los precios internacionales. Las reservas llegaron al máximo de unos 488,28 millones de metros cúbicos en 1999 y los datos provisorios del año 2004 las ubican en unos 370,0MMm<sup>3</sup>, lo que significa una reducción del 24,2% respecto de 1999. En el segundo gráfico de la figura 1 encontramos cifras de los pozos en producción, con los cuales podemos calcular su producción media, que creció desde 1990 y se estancó a partir de 1995 en menos de 10m<sup>3</sup>/día-pozo; luego, cayó a partir del año 1999 y registró unos 6,5m<sup>3</sup>/día-pozo en 2004.

En conclusión, las reservas y la productividad por pozo disminuyeron, signo evidente de una creciente madurez de los yacimientos y de la falta de incorporación de petróleo "nuevo".

Cabe señalar que, a pesar de la incorporación de mayor cantidad de pozos a la producción (pozos nuevos, reactivación de pozos viejos marginales, mejoras extractivas, recuperación secundaria, etc.), la producción total continúa en disminución.

La figura 2 es sumamente instructiva y categórica respecto de la incorporación de reservas desarrollada desde 1993 a la fecha.

La primera columna muestra que las reservas comprobadas de petróleo en 1992 eran de 320,75MMm<sup>3</sup>, mientras que entre 1993 y 2004 se incorporaron 572,3MMm<sup>3</sup>, se produjeron 523,05MMm<sup>3</sup> y quedó un remanente de reservas de 370MMm<sup>3</sup> a fin de 2004.

Dicha reposición se logró con inversiones en exploración importantes, en aplicación de tecnologías nuevas para aumentar el factor de recuperación de petróleo y en instalaciones para poder extraer y movilizar el doble del volumen que se manejaba en 1992.

Es importante mencionar que del petróleo que se encuentra en el subsuelo se recupera, en el mundo y con la tecnología actual, alrededor del 35%, que se podría ele-

var al 50% con la aplicación de recuperación terciaria y, algunos más optimistas, estiman poder alcanzar el 65% con tecnologías aún más sofisticadas y onerosas. Esto último debería alentarnos a aplicar esas técnicas, ya que por cada punto de aumento del factor de recuperación se incorporarían entre 50 y 60MMm<sup>3</sup> de reservas nuevas.

El gas natural ganó importancia en el abastecimiento de las necesidades energéticas de la Argentina, en especial a partir de la privatización de la distribución y el transporte ocurrida en los últimos días de 1992. Así, el país logró desarrollar una muy importante industria gasífera comparada a nivel internacional.

Según las cifras que se presentan en el primer cuadro, entre 1991 y 2004 la producción de gas natural pasó de unos 23,8mil MMm<sup>3</sup> a casi 52,4mil MMm<sup>3</sup>, lo que significa un aumento del orden del 120,1%. Cabe destacar que la demanda inusual de los últimos dos años la influyó el consumo industrial y el gran crecimiento del GNC impulsado por la diferencia de precio con las motonaftas.

La privatización del *downstream* del gas natural también trajo como consecuencia el creciente interés de los productores en explorar y desarrollar reservas de gas que antes carecían de atractivo comercial. Así, las reservas comprobadas aumentaron entre 1992 y 2000 de unos 540mil MMm<sup>3</sup> a más de 777,61mil MMm<sup>3</sup>, lo que representa un incremento de más del 44% que aseguraba la provisión de gas al nivel de consumo actual por unos 17,2 años. Según los datos del año 2004, las reservas cayeron hasta unos 540mil MMm<sup>3</sup>; es decir, un 30,5% menos que el año 2000, que se atribuye en gran parte al congelamiento de los precios del gas en boca de pozo y la consiguiente falta de inversiones en exploración.

En la figura 4 también podemos evaluar la importante incorporación de reservas de gas natural desarrollada desde 1993 hasta la fecha.

La primera columna muestra que las reservas comprobadas de gas natural en 1992 eran de 540,43mil MMm<sup>3</sup>, que entre 1993 y 2004 se incorporaron reservas por 477,33mil MMm<sup>3</sup> y se produjeron 477,76mil MMm<sup>3</sup> y quedó un remanente de 540mil MMm<sup>3</sup> a fines de 2004.

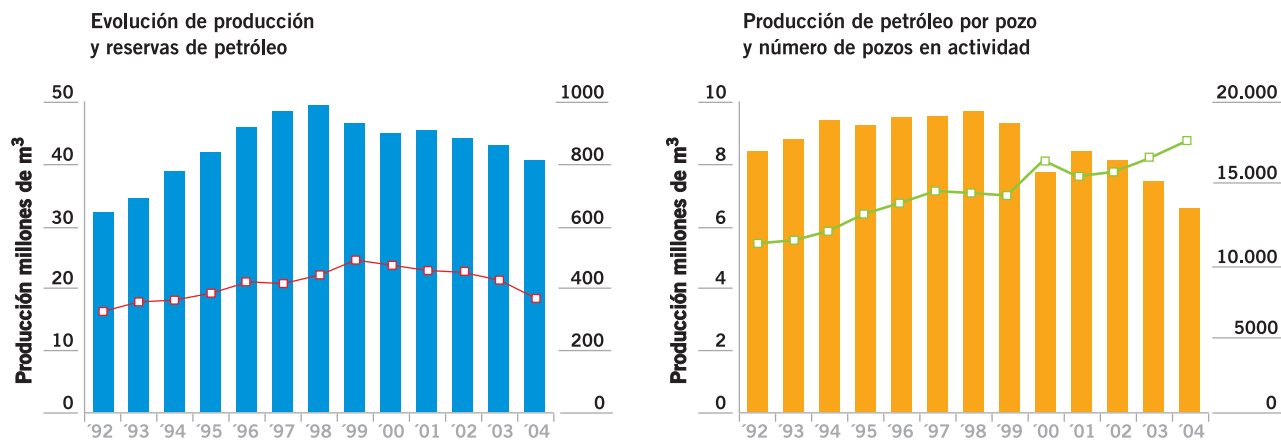


Figura 1. Argentina: petróleo 1992-2004. Producción, reservas, pozos en extracción y producción media  
Fuente: IAPG

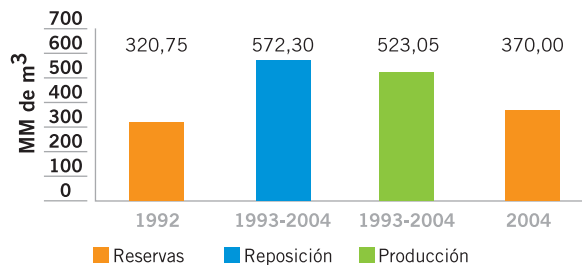


Figura 2. Argentina: reposición de reservas de petróleo. Período 1993-2004 Fuente: SE-IAPG (no se consideran pozos en servicio)

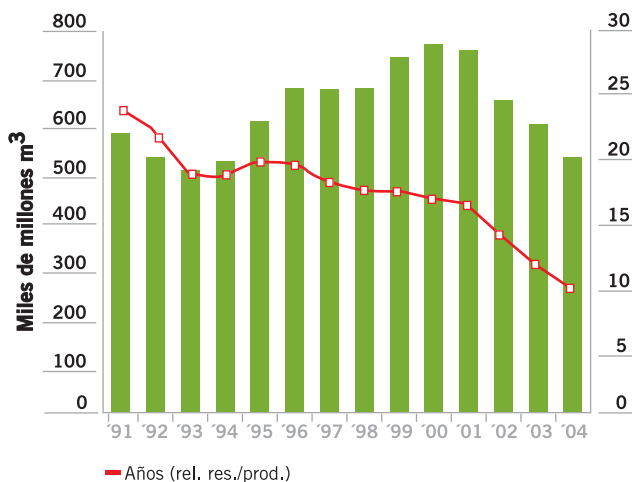
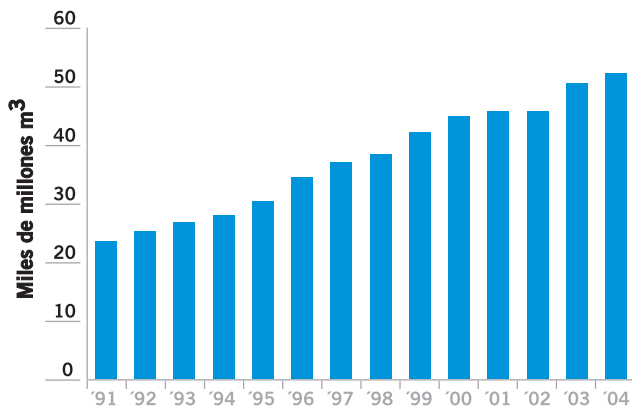


Figura 3. Argentina: gas natural 1991-2004 Fuente: SE-IAPG

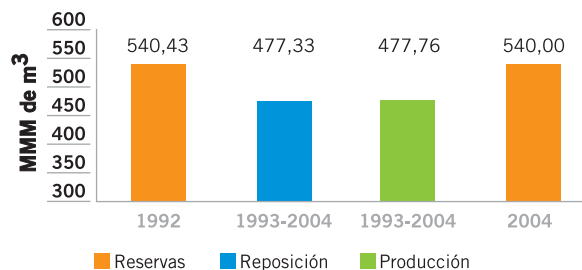


Figura 4. Argentina: reposición de reservas de gas. Período 1993-2004 Fuente: SE-IAPG (no se consideran pozos en servicio)

Además de las inversiones propias en el sector del *upstream*, como consecuencia del crecimiento de la demanda, debemos considerar las realizadas en la expansión de capacidad de los grandes gasoductos troncales y los sistemas de distribución del gas natural en las principales ciudades del país.

En la figura 5 se muestran los pozos perforados entre 1990 y 2004, que disminuyeron entre 1992 y 1993 por efecto del periodo de transición durante la privatización de áreas de YPF, se incrementaron hasta alcanzar un máximo de 1745 pozos en 1995 por la actividad de las nuevas empresas concesionarias de esas áreas y cayeron desde los inicios de 1997 hasta un mínimo de 770 pozos en 1999, como consecuencia de la reducción de los precios del petróleo internacional. Luego, repuntó hasta 1432 pozos en el año 2001 ante la mejora de dichos precios y alcanzó los 1167 en el año 2004.

El efecto es similar sobre los pozos de exploración, cuya variación refleja las mismas circunstancias y alcanza el máximo de 164 en 1995, disminuye a 63 en 1998 y a 29 en el año 2004, lo que muestra la misma evolución en la curva roja, en una escala mayor, para visualizar mejor los resultados.

A pesar del alza en el precio del petróleo de los últimos años, esto no se refleja en la cantidad de pozos perforados por una pérdida gradual de atractivos que desalentaron la actividad.

En la figura 6 observamos la curva del total de los pozos perforados y los pozos improductivos, tanto de exploración como de desarrollo, que disminuyeron en los últimos años por dos factores: las mejoras tecnológicas como el uso de sísmica 3D que aumenta la precisión de los datos y una disminución importante de la producción media por pozo, como consecuencia de ser más cautelosos en la asunción de riesgos.

En el mapa de la República Argentina se ve que sólo cinco cuencas sedimentarias son, hasta ahora, donde la industria trabajó más fuerte, desarrolló y produjo reservas. Entre ellas, la Cuenca del Golfo San Jorge lleva cerca de cien años en explotación y la más joven –la Cuenca Austral– cerca de cincuenta, ya que su pozo descubridor se perforó en 1949.

En la Argentina existen veinticuatro cuencas sedimentarias y las cinco productivas son tan sólo el 22% de la superficie total. En tanto, las no productivas –que abarcan el 78% restante– tuvieron cierta actividad exploratoria pero se califican como subexploradas y, a varias de ellas, como inexploradas. Más aún, de ese 22% correspondiente a las cuencas productivas más conocidas falta explorar aproximadamente la mitad y, en profundidad, falta investigar un 30% de los horizontes productivos probables, con lo cual el porcentaje real explorado sobre el total del país está entre un 7% y un 8%.

Es decir, existe un potencial para encontrar reservas al invertir en exploración de muy alto riesgo, pero con la aclaración que el comienzo del ingreso de tales reservas es en el mediano o largo plazo –de seis a ocho años– y seguramente más si los hallazgos son en costa afuera.

Como un ejemplo de la necesidad de continuar la exploración en las áreas de alto y muy alto riesgo, vemos que en los 1.223.000km² de las cuencas *offshore* de la

Argentina se perforaron desde 1969 hasta la fecha unos 150 pozos en distintos periodos y, su mayor parte –96–, se ubicaron en la Cuenca Austral, donde se encuentran los únicos yacimientos en producción *offshore* operados por Total Austral y Sipetrol.

Cabe señalar que en las cuencas Salado, Colorado, San Jorge y Malvinas se registró la presencia de hidrocarburos.

En la tabla 2 se muestran los pozos exploratorios perforados en las cuencas terrestres improductivas, que concitaron el interés de las empresas petroleras hasta el año 1997. Como sólo se perforaron dos pozos a partir de esa fecha, esto nos obliga a indagar las causas y a plantearnos algunas hipótesis.

Las estadísticas disponibles señalan que los resultados de esas perforaciones fueron desalentadores y las condiciones macroeconómicas del país no ayudaron. Por lo demás, aun tomando las cuencas productivas, hace ocho años que no se producen descubrimientos significativos. También en las cuencas Noreste, Ñirihuau y Claromecó se registró la presencia de hidrocarburos.

La matriz energética primaria del mundo totaliza unos 10.433,9 millones de TEP para el año 2002 y muestra una presencia importante de los combustibles no renovables, con una participación del petróleo que alcanza el 35,5%, lo sigue el carbón mineral con un 22,6% y el gas natural con el 20,7%.

Por su parte, la energía nuclear tiene una participación del 6,7%, la hidroelectricidad un modesto 2,2% y debe destacarse que otras fuentes de energía primaria renovables –como la eólica, la geotérmica, la solar, la leña y otras energías alternativas– totalizan un 12,3%.

La matriz energética primaria de la República Argentina nos muestra una participación elevada del gas natural para el año 2003 que alcanza al 48,4%; lo sigue el petróleo con el 37,6%; la hidroelectricidad, 5,25%; la energía nuclear, 3,19% y otras fuentes de energía primaria –como el carbón, la leña, el bagazo y otras energías alternativas–, 5,55%.

Período	Salado	Colorado	Rawson	San Jorge	San Juan	Austral	Malvinas	Malvinas Norte	Total
1969-71	3	12		17					32
1977-87		2		9		44	14		69
1990-99	1	4	1		1	25	4	6	42
2000-04				9		7	14		7
<b>Totales</b>	<b>4</b>	<b>18</b>	<b>1</b>	<b>26</b>	<b>1</b>	<b>76</b>	<b>18</b>	<b>6</b>	<b>150</b>

Nota: Los pozos de Malvinas Norte fueron licitados por el Reino Unido.

Tabla 1. Pozos de exploración perforados en las cuencas costa afuera de la República Argentina.  
Fuente: IAPG

Si en la figura 8 unimos el petróleo y el gas bajo el genérico de ‘hidrocarburos’ observamos que la energía primaria que se consume en el país es altamente dependiente de los hidrocarburos –fuente de energía no renovable–, con una participación del 86%. Esto indica que se deberá poner mucha atención en ese sector importante de la matriz energética primaria, hasta tanto se pueda producir una modificación en su composición.



Figura 5. Argentina: pozos perforados 1990-2004.  
Fuente: SE-IAPG (no se consideran pozos en servicio)

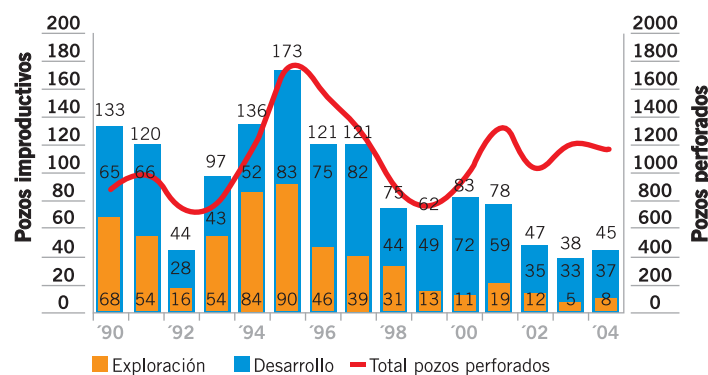


Figura 6. Argentina: pozos improductivos perforados 1990-2004.  
Fuente: SE-IAPG (no se consideran pozos en servicio)

Es interesante señalar que la mayoría de los “gurúes” que expusieron en el reciente Congreso Mundial de Energía en Sidney, Australia, pronosticaron un crecimiento de la energía nuclear a nivel mundial, aunque consideraron que los hidrocarburos seguirán teniendo preponderancia por muchos años.

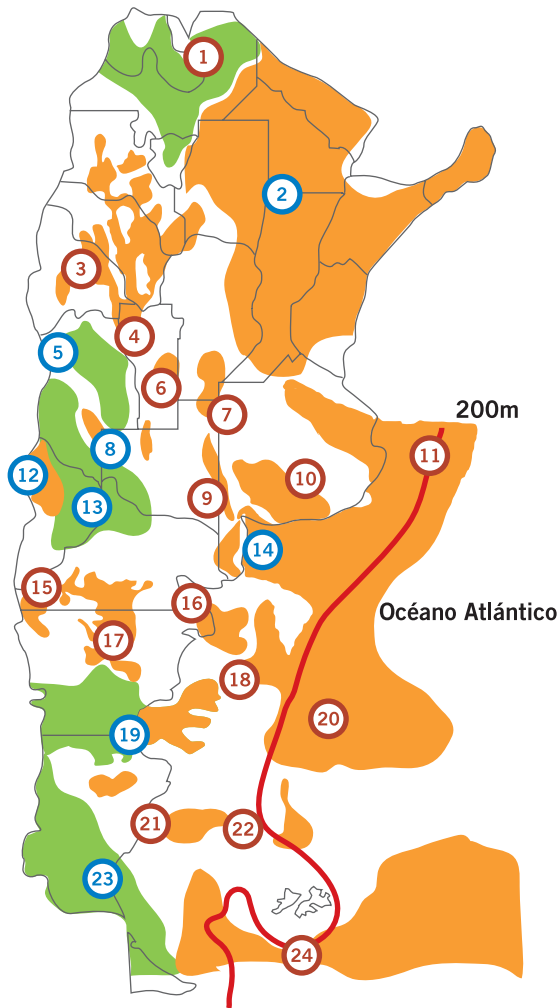
Como conclusiones podemos destacar los aspectos siguientes:

- la matriz energética primaria demanda mayores reservas de hidrocarburos y esto significa un desafío para el Estado y las empresas petroleras;

Período	Noroeste	Bolsones	Ñirihuau	Claromecó	Varias	Total
Hasta 1996	44	18	6	4	15	87
1997-2004				2		2
<b>Totales</b>	<b>44</b>	<b>18</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>15</b>	<b>89</b>

Nota: No se registran datos oficiales discriminados por Cuenca con anterioridad a 1994.

Tabla 2. Pozos de exploración perforados en las cuencas improductivas terrestres de la República Argentina.  
Fuente: IAPG

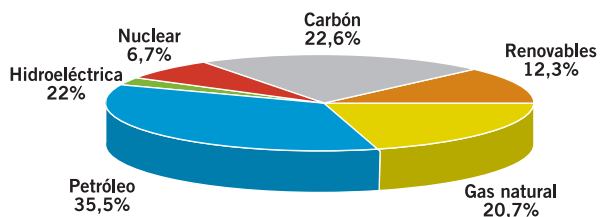


### Cuencas sedimentarias argentinas

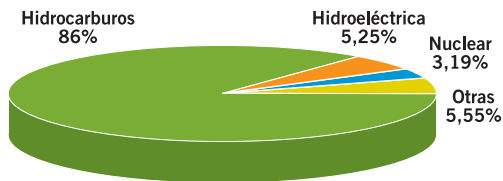
■ Cuencas productoras 22%  
 ■ Cuencas actualmente sin producción 78%

Cuencas	Continental	Costa afuera
1 Noroeste	149,700	
2 Chaco paranaense	850,000	
3 Bolsones intermontanos	83,000	
4 San Luis	12,960	
5 Cuyana	57,000	
6 Mercedes	12,900	
7 Gral. Lavalle	23,000	
8 San Rafael	30,000	
9 Macachin	15,000	
10 Claromecó	45,000	20,000
11 Del Salado	71,000	83,000
12 Noroeste del Neuquén	24,000	
13 Neuquina	114,600	
14 Del Colorado	37,000	178,000
15 Ñirihuau	15,000	
16 Península de Valdez	8,000	49,000
17 Cañadón Asfalto	71,000	
18 Rawson		42,000
19 Golfo San Jorge	130,000	41,600
20 Cuenca Argentina		539,000
21 El Tranquilo	29,000	
22 San Julián		20,000
23 Austral	117,100	22,400
24 Malvinas		228,000
<b>Total (km<sup>2</sup>)</b>	<b>1.895.260</b>	<b>1.223.000</b>
<b>Total general</b>	<b>3.118.260km<sup>2</sup></b>	

Figura 7. Argentina: reposición de reservas de petróleo. Período 1993-2004 Fuente: SE-IAPG (no se consideran pozos en servicio)

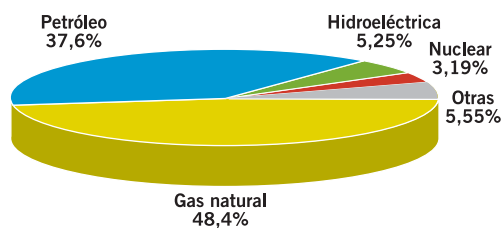


El mundo: matriz energética primaria. Año 2002, total mundial: 10.433,9 millones de TEP



Argentina: matriz energética primaria. Año 2003: 69.394 miles de TEP

Figura 8. Fuente: IAPG



Argentina: matriz energética primaria. Año 2003: 69.394 miles de TEP

- las fuentes de abastecimiento energético desde el exterior son inciertas y más onerosas;
- debe solucionarse el inminente plazo de vencimiento de las concesiones;
- corresponde dictar medidas para estimular el incremento del factor de recuperación final de las reservas;
- por último, es imprescindible alentar la exploración con medidas efectivas y concretas que atraigan a los inversores.