



## **Indicadores Upstream Hidrocarburos de Argentina, Enero de 2014**

# Indicadores Upstream Hidrocarburos de Argentina, Enero de 2014

*Por Ricardo De Dicco*

## TABLA DE CONTENIDOS

<b>Introducción .....</b>	<b>3</b>
Breve caracterización del área upstream de hidrocarburos .....	3
Las cuencas productivas de Argentinas.....	3
Las reservas de hidrocarburos.....	5
 <b>Remanente de las reservas comprobadas de hidrocarburos .....</b>	 <b>7</b>
 <b>Volúmenes de extracción y comercio exterior de hidrocarburos .....</b>	 <b>10</b>
 <b>Referencias Bibliográficas .....</b>	 <b>25</b>

## Introducción

### Breve caracterización del área upstream de hidrocarburos

**E**l mercado hidrocarburífero se divide en cuatro segmentos: exploración y producción de hidrocarburos, transporte (de petróleo, gas natural y subproductos derivados), procesamiento de petróleo y tratamiento del gas, y, distribución y comercialización de los productos. Un quinto segmento corresponde a los disímiles procesos industriales de la petroquímica. Estos segmentos se agrupan en dos grandes áreas: upstream (exploración y extracción) y downstream (transporte, refinación de crudo, tratamiento del gas, distribución y comercialización). En este informe indagaremos únicamente sobre los segmentos de la primer área.

El segmento de exploración corresponde a la búsqueda en tierra (onshore) o en aguas marinas (offshore), y posterior identificación de nuevos yacimientos de hidrocarburos (o a la expansión de la frontera productiva de yacimientos existentes). Inicialmente se lleva a cabo un análisis de la superficie terrena por medio del empleo de equipos de fotografía aérea a bordo de aeronaves o de instrumentos centros en el rango óptico o en el rango de las microondas a bordo de sistemas satelitales de observación de la Tierra, que sirven para la posterior elaboración de mapas. Luego se realizan investigaciones sísmicas, gravimétricas y magnéticas para la determinación del subsuelo, mediante vehículos terrestres, aeronaves, satélites de observación de la Tierra, teledetección en superficie y barcos (en áreas offshore). Estas investigaciones pueden presentar indicios de acumulación de depósitos de hidrocarburos, procediendo posteriormente a las perforaciones pertinentes a fin de obtener muestras representativas que confirmen la existencia de los mismos.

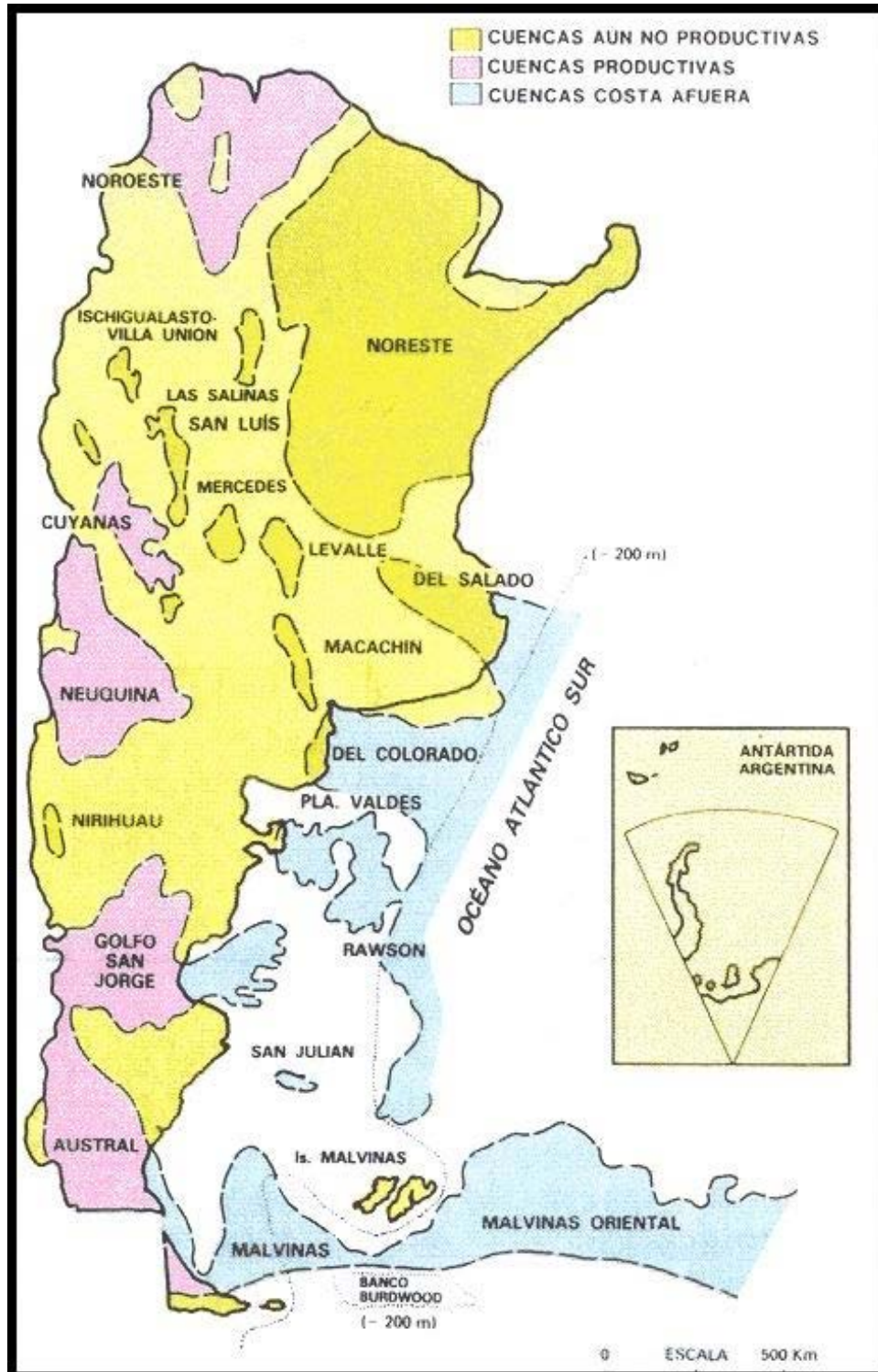
El segmento de explotación o producción corresponde a la extracción de hidrocarburos de los yacimientos (onshore u offshore) por medio de pozos perforados empleando diferentes métodos y tecnologías, dependiendo del estado del yacimiento o de la formación geológica. Los hidrocarburos extraídos luego son acondicionados para su transporte desde el yacimiento hasta las terminales de almacenamiento de crudo, plantas de procesamiento de petróleos y plantas de tratamiento del gas, a través de complejas redes de oleoductos y gasoductos, camiones cisterna y barcasas y buques petroleros.

### Las cuencas productivas de Argentinas

Las cuencas sedimentarias son amplias hondonadas que se encuentran en los zócalos donde las capas sedimentarias se han acumulado en capas concéntricas (las más recientes en el centro y las más antiguas hacia el exterior). En nuestro país se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km<sup>2</sup>. Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. La superficie de las ubicadas sobre el continente es de alrededor de 1.350.000

km<sup>2</sup>, y las de la plataforma continental, tomando como límite la isóbata de 200 mts, de unos 400.000 km<sup>2</sup>, cifra que puede ser duplicada si se la considera hasta el pie del talud.

Imagen 1. Cuencas sedimentarias de Argentina



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

OETEC - CLICET  
Área de Energía

Por Ricardo De Dicco  
S. C. de Bariloche, Enero de 2014

En el presente las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral (o de Magallanes). Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros. En ese sentido, la actividad hidrocarburífera se lleva a cabo actualmente en las siguientes jurisdicciones provinciales: norte de Salta, sudeste de Jujuy y oeste de Formosa (Noroeste); norte de Mendoza (Cuyana); centro y norte de Neuquén, sur de Mendoza, norte de Río Negro y sudoeste de La Pampa (Neuquina); sur de Chubut, norte de Santa Cruz y áreas offshore de ambas (Golfo San Jorge); y; Tierra del Fuego, sur de Santa Cruz y áreas offshore de ambas que alcanzan las Islas Malvinas (Austral).

### **Las reservas de hidrocarburos**

Las reservas hidrocarburíferas son acumulaciones de hidrocarburos fluidos que contienen yacimientos naturales. El volumen de las reservas es calculado mediante procedimientos matemáticos basados en sus propiedades físicas. Las reservas probadas de hidrocarburos son las que representan cantidades estimadas de petróleo crudo (incluyendo condensado, líquidos de gas) y de gas natural, encontrándose las mismas en regiones donde las perforaciones llevadas a cabo permiten establecer con cierta exactitud la superficie de la extensión de las acumulaciones y sus espesores productivos, para lo cual la información geológica y de ingeniería disponible demuestra si podrán ser extraídas en el futuro, de los yacimientos identificados, con el equipo existente y los métodos operativos actuales.

Las reservas se clasifican en comprobadas y no comprobadas. Las reservas comprobadas (o probadas o certificadas) son aquellas cantidades de petróleo, gas natural o carbón mineral que, en base al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con un margen inferior al 10%. Sólo son comercialmente recuperables a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos, bajo las actuales condiciones económicas, métodos operativos y reglamentaciones gubernamentales. Es decir, la reserva de un yacimiento hidrocarburífero es una fracción del hidrocarburo original *in situ*, dado que no es posible extraer el total del energético existente, y el valor de esa fracción fluctúa entre un 15% y 60% del total del hidrocarburo existente. En ese sentido, se dirá que las reservas comprobadas o certificadas son el resultado de la obtención de ese valor.

En lo concerniente a las reservas no comprobadas, se subdividen en probables y posibles. Las reservas probables son aquellas que han sido descubiertas, pero no han sido medidas ni evaluadas; es decir, no certifican el valor de la variación mencionada existente en esa fracción (por tal motivo suele tomarse para el registro de reservas totales la sumatoria de las reservas comprobadas y del 50% de las reservas probables). Y las reservas posibles son aquellas que no se basan en información

científica, sino que se especula que “posiblemente” se encuentren cantidades determinadas de hidrocarburos.

## Remanente de las reservas comprobadas de hidrocarburos

La información disponible sobre las reservas comprobadas de hidrocarburos del país “hasta el final de las concesiones” (HFC), suministrada por la Secretaría de Energía de la Nación en su actualización de Información Estadística de Hidrocarburos, corresponde al remanente registrado al 31/Dic/2011: 335,2 millones de m<sup>3</sup> de petróleo y 302.031 millones de m<sup>3</sup> de gas natural, observándose una variación porcentual respecto al remanente registrado a fines del año anterior de 0,3% en petróleo y una disminución de 9% en gas natural. Al 31 de Diciembre de 2011 se observa que el remanente de las reservas comprobadas de petróleo HFC habían registrado un leve aumento de 0,3% respecto al ejercicio anterior, mientras que el remanente de gas natural mostró una caída de 9% (Tabla 1).

**Tabla 1. Distribución del remanente de las reservas comprobadas HFC de hidrocarburos por jurisdicciones al 31/Dic/2011 y variación porcentual respecto al remanente registrado a fines del año anterior (en millones de metros cúbicos y porcentajes)**

Jurisdicciones	Reservas Comprobadas de Petróleo		Reservas Comprobadas de Gas Natural	
	Millones de m <sup>3</sup>	Variación % 2011/2010	Millones de m <sup>3</sup>	Variación % 2011/2010
Salta	3,2	-25,6	28.628	-23,1
Jujuy	0,1	0,0	23	-17,9
Formosa	0,6	-25,0	135	-25,0
Mendoza	39,3	45,6	7.038	-1,2
Neuquén	40,6	-8,1	124.190	-12,0
Río Negro	9,0	-23,1	4.785	16,8
La Pampa	6,6	-7,0	2.116	-43,0
Chubut	158,4	-1,4	33.108	2,8
Santa Cruz	70,1	-1,0	25.049	-5,8
Tierra del Fuego	3,8	-13,6	27.371	-11,6
Estado Nacional	3,5	12,9	49.589	1,9
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>335,2</b>	<b>0,3</b>	<b>302.031</b>	<b>-9,0</b>

Fuente: elaboración propia en base a datos de Información Estadística de Hidrocarburos de Secretaría de Energía de la Nación.

Al nivel de extracción hidrocarburífera del año 2011, se observa un horizonte de vida de 10,3 años en petróleo y 6,6 años en gas natural (Tabla 2). Los actuales planes de inversión en ejecución desde 2012 tanto en formaciones geológicas de explotación

convencional como no convencional, particularmente en las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Austral, permitirán en pocos años incrementar significativamente el horizonte de vida de tales reservas.

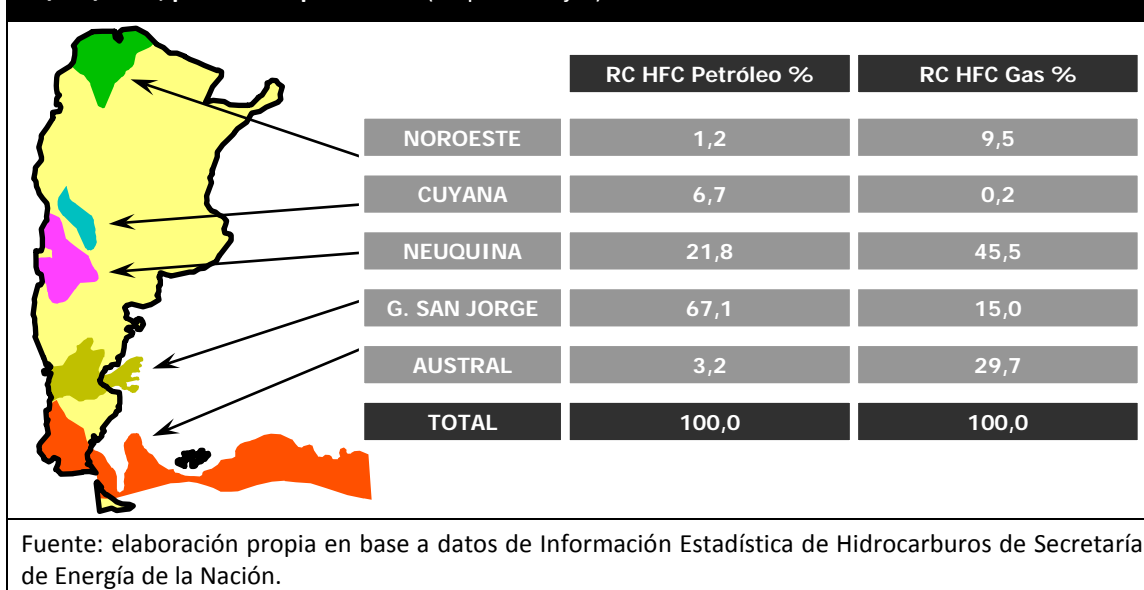
**Tabla 2. Coeficiente de las Reservas Comprobadas HFC / Extracción de Hidrocarburos al 31/Dic/2011 (en millones de metros cúbicos y años)**

Hidrocarburos	Reservas Comprobadas (millones de m <sup>3</sup> )	Extracción (millones de m <sup>3</sup> )	Horizonte de Vida (años)
Petróleo	335,2	32,5	10,3
Gas Natural	302.031,0	45.526,2	6,6

Fuente: elaboración propia en base a datos de Información Estadística de Hidrocarburos de Secretaría de Energía de la Nación.

A continuación se presenta un gráfico con la distribución geográfica de las reservas comprobadas de hidrocarburos HFC por cuenca productiva:

**Gráfico 1. Distribución geográfica del remanente de reservas comprobadas HFC de hidrocarburos, al 31/Dic/2011, por cuenca productiva (en porcentajes)**



Con respecto a la clasificación de los tipos de petróleo crudo distribuidos en las cuencas productivas de Argentina, de acuerdo a su gravedad API, se identifican los "livianos" (con gravedades API entre 31,1 y 39,9), los "intermedios" (entre 22,3 y 31,0 grados API), y, en menor medida, los "pesados" (entre 10 y 22,2 grados API); no existen en el país reservas de petróleo extra-pesado (inferior a 10 grados API). En suma, alrededor del 38% del remanente de reservas comprobadas de petróleo al 31/12/2011 correspondía a petróleos "livianos", 53% a petróleos "intermedios", 2% a petróleos "pesados" y 7% a gasolina natural. En relación a la extracción petrolera,



el 39% corresponde a petróleos “livianos”, 60% a petróleos “intermedios” y 1% a petróleos “pesados”. API (American Petroleum Institute), es una unidad de medida estadounidense de densidad (la densidad es la relación entre el peso de un determinado volumen de muestra a una temperatura  $t$  y el peso del mismo volumen de agua a una temperatura determinada), la cual describe que tan pesado o liviano es un determinado petróleo comparándolo con el agua. Cabe señalar que cuanto mayor es el grado API, menor es el contenido de azufre de un crudo, la viscosidad será leve y la tendencia aditiva escasa; por consiguiente, mayor será el porcentaje de destilados livianos y medios a obtener. En ese sentido, la formación del precio del barril de petróleo en boca de pozo está relacionado, entre otras, con esta característica, ya que a mayor valor  $^{\circ}$ API, mayor es la proporción de crudo procesado en las refinerías y mayor la obtención de fracciones ligeras, como las gasolinas.

A continuación se abordará el análisis de la extracción de hidrocarburos y el comercio exterior (exportaciones e importaciones).

## Volúmenes de extracción y comercio exterior de hidrocarburos

La extracción petrolera en 2013, de 31,6 millones de m<sup>3</sup> según los Reportes de Producción de la Secretaría de Energía de la Nación, declinó 2,5% en relación al año anterior, manteniendo la caída registrada casi sin interrupciones desde el año 1999 (el pico de extracción se alcanzó en 1998). Las provincias con mayores volúmenes de extracción petrolera en 2013 fueron Chubut (27,8%), Santa Cruz (21,9%), Neuquén (19,6%) y Mendoza (14,1%), concentrando estas cuatro jurisdicciones el 83,4% de la extracción de petróleo del país (Tabla 3). La producción de petróleo en las cinco cuencas productivas se distribuyó con las siguientes participaciones: 47,7% Golfo San Jorge, 40,6% Neuquina, 5,5% Cuyana, 4,6% Austral y 1,6% Noroeste (Gráfico 2).

La extracción gasífera de 2013, de 41.602,1 millones de m<sup>3</sup> según los Reportes de Producción de la Secretaría de Energía de la Nación, registró una declinación de 5,7% respecto al año anterior, manteniendo la caída manifestada casi sin interrupciones desde el año 2005 (el pico de extracción se alcanzó en 2004). Las jurisdicciones con mayores volúmenes de extracción gasífera en 2013 fueron Neuquén (43,3%), Estado Nacional (11,9%), Santa Cruz (9,4%), Tierra del Fuego (8,4%), Chubut (8,1%), Salta (7,8%) y Mendoza (5,9%), concentrando estas cinco jurisdicciones el 94,8% de la extracción de gas natural del país (Tabla 3). La producción gasífera en las cinco cuencas productivas se distribuyó con las siguientes participaciones: 54,2% Neuquina, 25,3% Austral, 12,6% Golfo San Jorge, 7,8% Noroeste y 0,1% Cuyana (Gráfico 2).

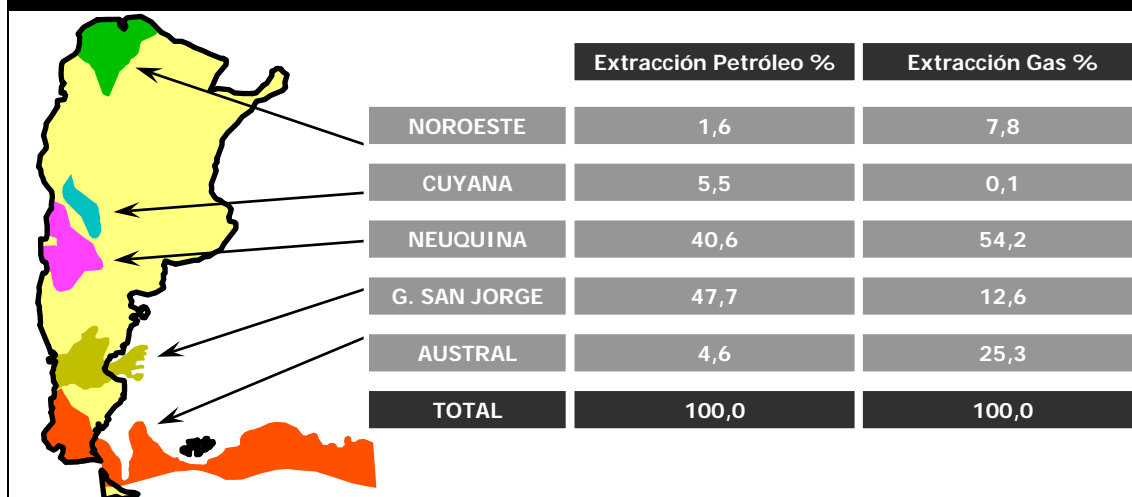
**Tabla 3. Distribución de los volúmenes de extracción de hidrocarburos por jurisdicciones en 2013 y variación porcentual respecto al año anterior (en millones de metros cúbicos y porcentajes)**

Jurisdicciones	Extracción de Petróleo			Extracción de Gas Natural		
	Millones de m <sup>3</sup>	Part. %	Variación % 2013/2012	Millones de m <sup>3</sup>	Part. %	Variación % 2013/2012
Salta	0,3	1,1	-11,3	3.228,3	7,8	-15,5
Jujuy	< 0,1	0,0	-22,2	4,1	0,0	-14,6
Formosa	0,1	0,4	-11,9	25,9	0,1	-3,4
Mendoza	4,4	14,1	-5,7	2.475,1	5,9	+5,0
Neuquén	6,2	19,6	-2,3	18.017,3	43,3	-7,4
Río Negro	2,4	7,7	-1,8	1.661,3	4,0	-0,1
La Pampa	1,5	4,8	-3,5	442,1	1,1	-0,4
Chubut	8,8	27,8	-0,8	3.370,5	8,1	-3,5
Santa Cruz	6,9	21,9	-0,8	3.930,1	9,4	-7,9

Tierra del Fuego	0,5	1,7	-10,8	3.500,3	8,4	-3,8
Estado Nacional	0,3	0,8	-12,7	4.946,5	11,9	-0,2
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>31,6</b>	<b>100,0</b>	<b>-2,5</b>	<b>41.602,1</b>	<b>100,0</b>	<b>-5,7</b>

Fuente: elaboración propia en base a datos de Reportes de Producción de Secretaría de Energía de la Nación.

**Gráfico 2. Distribución geográfica de la extracción de hidrocarburos en 2013, por cuenca productiva (en porcentajes)**



Fuente: elaboración propia en base a datos de Reportes de Producción de Secretaría de Energía de la Nación.

A continuación abordaremos brevemente un análisis sobre la concentración económica en la extracción de hidrocarburos del año 2013 y su variación porcentual respecto al año anterior por las principales empresas operadoras, según los Reportes de Producción de la Secretaría de Energía de la Nación (tablas 4 y 5).

En la extracción petrolera se observa que sólo cinco empresas concentran el 75,2% de la misma: 37,8% YPF, 17,7% Pan American Energy (PAE), 6,8% Sinopec, 6,5% Pluspetrol (sumando la participación de su filial Pluspetrol Energy, concentra 6,7%) y 6,4% Petrobras. En cuanto a los resultados obtenidos de las inversiones pertinentes, se observa que sólo YPF ha logrado revertir la tendencia declinante, registrando un incremento de 3,1% respecto al año anterior,<sup>1</sup> mientras que PAE, Sinopec, Pluspetrol y Petrobras declinaron 4%, 2,5%, 6,9% y 7,1%, respectivamente.

<sup>1</sup> Según la nota de prensa de YPF fechada el 20 de Enero de 2014 (véase el siguiente enlace): <http://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/YPF-aument%C3%B3-la-producci%C3%B3n-anual-de-petr%C3%B3leo-y-gas.aspx> la producción de petróleo y de gas natural aumentó 3,4% y 2,2%, respectivamente. La diferencia entre esta tasa de crecimiento respecto a la mencionada en nuestro informe (3,1% en petróleo y 2% en gas natural) responde a que YPF comparó los volúmenes diarios de ambos años y en nuestro caso se analizaron los volúmenes anuales publicados por los Reportes de producción de Secretaría de Energía de la Nación.

En la extracción gasífera sólo cuatro empresas concentran el 74,8% de la misma: 29,6% Total Austral, 25,3% YPF, 11,4% PAE y 8,5% Petrobras. Como en el caso de la producción petrolera, en la gasífera también se replican similares resultados, al observarse que únicamente YPF logró revertir la tendencia declinante, mostrando un aumento de 2% en relación al año anterior, mientras que Total Austral, PAE y Petrobras registraron las siguientes disminuciones: 7%, 10% y 11%, respectivamente.

**Tabla 4. Volúmenes de extracción de petróleo en 2013, participación de mercado y variación porcentual 2013-2012 por principales empresas operadoras (en metros cúbicos y porcentajes)**

Empresa	Volumen	Part. mercado	V. % 2013-2012
YPF	11.943.904	37,8	+3,1
PAE	5.583.557	17,7	-4,0
Sinopec	2.138.644	6,8	-2,5
Pluspetrol	2.039.686	6,5	-6,9
Petrobras	2.027.278	6,4	-7,1
Restantes empresas	7.828.501	24,8	-7,0
<b>TOTAL PAÍS</b>	<b>31.561.570</b>	<b>100,0</b>	<b>-2,5</b>

Fuente: elaboración propia en base a datos de Reportes de Producción de Secretaría de Energía.

**Tabla 5. Volúmenes de extracción de gas natural en 2013, participación de mercado y variación porcentual 2013-2012 por principales empresas operadoras (en millones de metros cúbicos y %)**

Empresa	Volumen	Part. mercado	V. % 2013-2012
Total Austral	12.329,3	29,6	-7,0
YPF	10.534,3	25,3	+2,0
PAE	4.747,5	11,4	-10,0
Petrobras	3.547,8	8,5	-11,0
Restantes empresas	10.443,2	25,1	-7,4
<b>TOTAL PAÍS</b>	<b>41.602,1</b>	<b>100,0</b>	<b>-5,7</b>

Fuente: elaboración propia en base a datos de Reportes de Producción de Secretaría de Energía.

Cabe destacar la reversión de la tendencia declinante interanual que la nueva gestión pública de YPF (iniciada en Abril de 2012) logró en la producción de hidrocarburos, resultado de las estratégicas inversiones en los yacimientos maduros y también en las formaciones geológicas de explotación no convencional (shale).

"Hoy, la compañía dispone de 65 equipos de perforación de nuevos pozos y 92 de workover (reparación de pozos) contra los 25 equipos de perforación y 49 de workover que YPF tenía en el 2011".<sup>2</sup>

En el caso de la producción petrolera de YPF, que en 2013 registró un incremento de 3,1% en relación al año anterior, durante el período 2003-2011 (Gráfico 3), que corresponde a la gestión de Repsol, se observó la siguiente declinación interanual sin precedentes:

-7,3% en 2011	-5,4% en 2006
-0,3% en 2010	-9,4% en 2005
-5,1% en 2009	-9,5% en 2004
-9,1% en 2008	-2,7% en 2003
-4,2 en 2007	

Con una primera recuperación en 2012 (casi 3%) debido al paro petrolero de 2011 superior a los 90 días,<sup>3</sup> consolidándose el crecimiento sin interrupciones en 2013.

En el caso de la producción gasífera de YPF, que en 2013 registró un aumento de 2% en relación al año anterior, durante el período 2005-2012 (Gráfico 4) se observó la siguiente disminución interanual sin precedentes:

-2,6% en 2012	-6,6% en 2008
-9,6% en 2011	-0,6% en 2007
-4,9% en 2010	-4,9 en 2006
-10% en 2009	-9% en 2005

Registrando una fuerte recuperación en los últimos ocho meses de 2013.

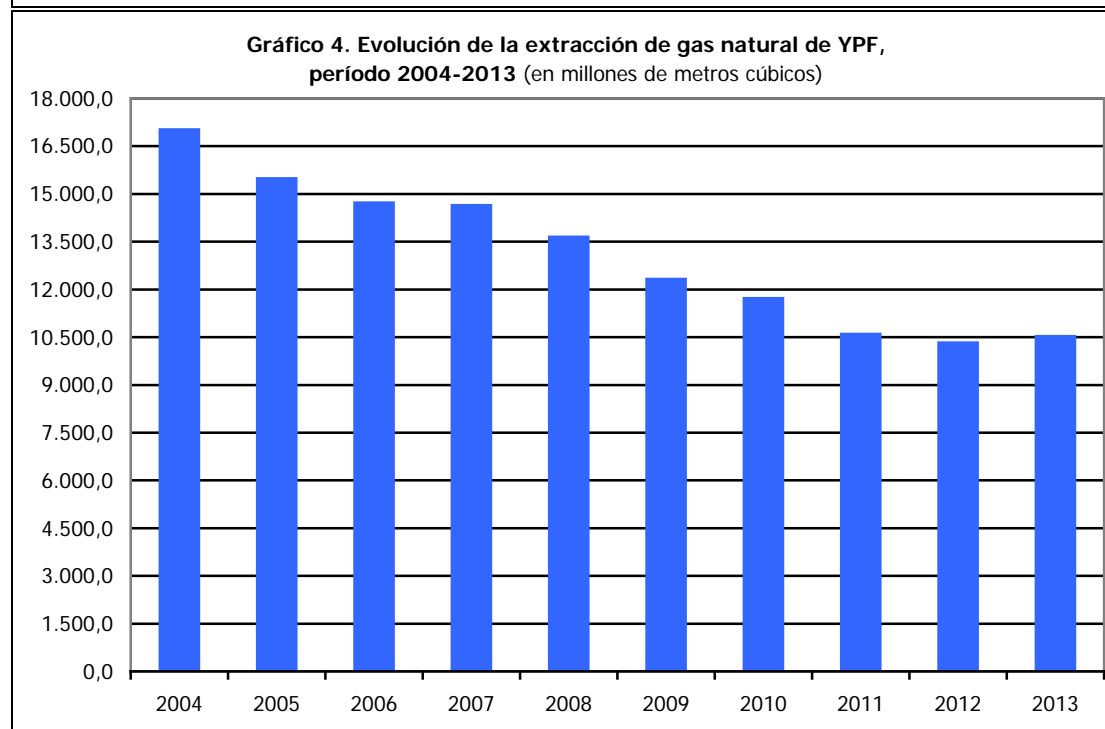
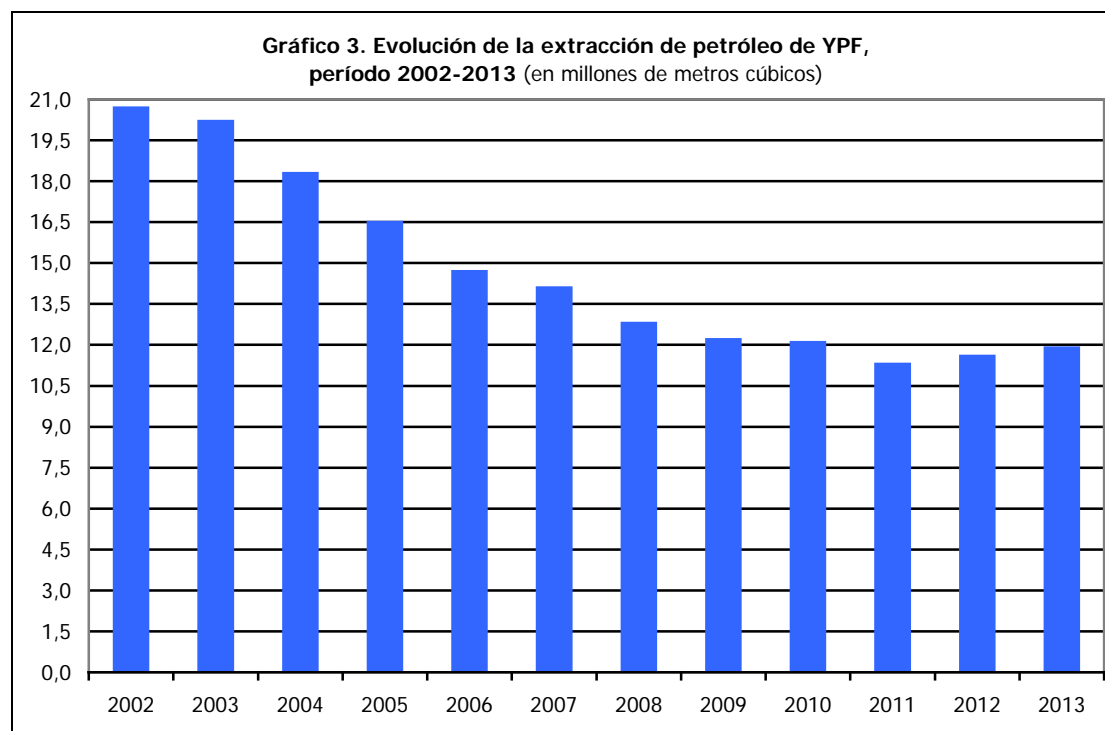
Desde el CLICET y OETEC-ID estimamos que las tendencias declinantes en la producción hidrocarburífera de las empresas en general comenzarán a revertirse positivamente en el transcurso de los próximos cuatro años, como resultado de los planes de inversión actualmente en ejecución y exigidos desde el momento de su creación en Agosto de 2012 por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que se desenvuelve en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, integrada por representantes de la mencionada Secretaría y de la Secretaría de Comercio Interior del citado Ministerio y

---

<sup>2</sup> <http://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/YPF-aument%C3%B3-la-producci%C3%B3n-anual-de-petr%C3%B3leo-y-gas.aspx>

<sup>3</sup> Previo a ello el último crecimiento interanual de YPF se había registrado en el año 2002.

de la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.<sup>4</sup>



Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas (2002-2005) y Reportes de Producción de Secretaría de Energía de la Nación (2006-2013).

<sup>4</sup> <http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/200000-204999/201564/norma.htm>

A continuación se analizará brevemente el comercio exterior, que refiere a la exportación e importación de petróleo y de gas natural.

En lo concerniente al destino de la extracción petrolera de 2013, según las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación, el 94,7% fue entregado a los centros de transformación (refinerías) para la obtención de subproductos derivados con el fin de comercializarlos (principalmente en el mercado interno), mientras que el 5,3% restante de la producción de petróleo se destinó a la exportación. Estos volúmenes de exportación correspondieron en 82,7% al petróleo intermedio Escalante de la provincia del Chubut (cuenca Golfo San Jorge) y 17,3% a gasolina natural. El 100% de las exportaciones de petróleo fueron efectuadas por la empresa Pan American Energy, que destinó el 66,7% de las mismas a China, 21,9% a Chile y 11,4% a EE.UU. Mientras que las exportaciones de gasolina natural fueron realizadas a Brasil: 50,9% por Cía. Mega, 42,1% por Transportadora de Gas del Sur, 4,9% por Pan American Energy y 2,1% por Pan American Sur.

Con respecto a la importación de petróleo, históricamente la misma provino de Bolivia con el fin de llevar a cabo un procesamiento del crudo boliviano en la refinería de Campo Durán (provincia de Salta) para elaborar gasóleos que luego son exportados a dicho país. Sin embargo, a partir de 2014 y hasta 2015 registró en carácter excepcional un procedimiento (Resolución 1/2014)<sup>5</sup> para la importación de petróleo liviano para procesarlo en el país con el propósito de obtener naftas, gasóleos, diesel oil y fueloil, esperándose lograr mediante este procedimiento sustituir las importaciones de los mencionados combustibles líquidos, particularmente de gasoil, diesel oil y fueloil.<sup>6</sup> Dicha optimización del parque de refinación reducirá el procesamiento de crudos intermedios como el Escalante (extraído de la cuenca del Golfo San Jorge, cuyo principal productor y exportador es PAE), permitiendo saldos exportables del mismo. Esta medida fue adoptada por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

En lo concerniente al destino de la extracción gasífera, según el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) el 99,8% correspondió al mercado interno y el 0,2% a la exportación (donde el 67% se destinó a Uruguay y 33% a Chile). Cabe destacar que las exportaciones comenzaron a declinar a partir del año 2004 y significativamente a partir del año 2007, debido a que el Ministerio de Planificación Federal, del cual depende la Secretaría de Energía de la Nación, en coincidencia con el respeto a la seguridad jurídica de los ciudadanos argentinos (leyes 17.319 y 24.076), resolvió exigir a las empresas satisfacer prioritariamente las necesidades de consumo gasífero del mercado interno, en detrimento de las exportaciones que sólo beneficiaban a empresas privadas, las cuales habían demostrado que las rentas extraordinarias internalizadas durante el auge de exportación gasífera (1997-2007) y

---

<sup>5</sup> <http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/225000-229999/225250/norma.htm>

<sup>6</sup> <http://www.prensa.argentina.ar/2014/01/17/47278-estabecen-procedimiento-para-importar-petroleo-crudo-liviano.php>

los respectivos aumentos sistemáticos en las tarifas dolarizadas de gas por redes (1993-2000) no fueron destinadas a la expansión del sistema nacional de transporte troncal y al sistema de distribución, respectivamente, sino por el contrario el capital obtenido fue transferido al exterior y a la construcción de una decena de gasoductos de exportación que en su trayecto dentro del territorio nacional no abastecían a ninguna aglomeración urbana del país.

A continuación se presenta una tabla correspondiente al período de esplendor de la exportación de gas argentino (1997-2007), en comparación con la evolución de la producción gasífera y la demanda interna en igual período.

**Tabla 6. Evolución de los volúmenes exportados de gas natural en comparación con la oferta local y la demanda interna, período 1997-2007 (en millones de metros cúbicos)**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Producción</b>	37.036,1	38.579,1	40.749,0	45.211,6	48.038,6	46.457,1	50.947,7	52.157,7	51.278,6	51.645,8	50.971,2
<b>Demanda</b>	26.930,0	27.260,3	30.174,9	31.238,3	28.787,0	27.989,3	30.764,3	33.472,7	34.823,7	36.419,4	38.447,8
<b>Exportación</b>	681,5	1.984,2	2.980,7	4.592,5	5.893,4	5.885,1	6.764,5	7.298,1	6.766,3	6.562,3	2.632,6

Fuente: elaboración propia en base a datos operativos del ENARGAS y a las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía de la Nación.

Ahora bien, según el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), los volúmenes exportados de gas natural durante el período 1997-2007 suman 52.041,2 millones de m<sup>3</sup>, es decir, el equivalente al pico de producción anual registrado en 2004, o si se prefiere el equivalente a 1,2 veces la demanda anual de gas natural por redes del aparato productivo nacional en el presente (Tabla 6).

Más importante aún, esos volúmenes de gas natural exportados durante 10 años equivalen a 2 veces los volúmenes de gas natural importados de Bolivia durante el período 2004-2013, o a casi 3 veces los volúmenes de GNL importados durante el período 2008-2013. Por consiguiente, la exportación de gas argentino durante el período 1997-2007 fue equivalente a 1,2 veces los volúmenes importados de gas boliviano y de GNL; es decir, de haberse prohibido la exportación de gas natural, durante los últimos años el país se hubiera ahorrado varios miles de millones de dólares en importación de gas boliviano, GNL, diesel oil y fueloil. Sólo entre los años 2010 y 2013 el país se hubiera ahorrado US\$ 14.365.709.073 de importación de gas boliviano (US\$ 5.882,5 millones) y de GNL (US\$ 8.483,2 millones). Dicho de otra forma, de haberse defendido durante los años '90 la seguridad jurídica de los ciudadanos argentinos, manifestada en las leyes 17.319 y 24.076 (prohíben la exportación de gas cuando el mercado interno está insatisfecho), se hubiera evitado que un pequeño grupo de empresas que se benefició con el 70% de libre disponibilidad de las divisas generadas por exportación de gas (a US\$ 2 el millón de BTU), explotara irracionalmente nuestros yacimientos, que al día de hoy muestran un horizonte de vida inferior a los 7 años. En ese sentido, se tendría que haber



exigido a las empresas invertir sus ganancias para ampliar la capacidad de transporte troncal y de distribución de gas por redes, en exploración (tanto en la adquisición de nuevas tecnologías de recuperación como en la ampliación de las fronteras productivas de yacimientos en explotación, en la búsqueda de nuevos yacimientos y en el desarrollo de formaciones shale) y en aumento sostenido de la producción gasífera mediante una explotación racional.

Con respecto a la importación de gas natural, como es sabido la misma proviene de Bolivia desde 2004, y desde 2008 comenzó a importarse gas natural licuado (GNL). Veamos a continuación brevemente cómo evolucionó la importación gasífera desde el año 2004 hasta el presente.

El Convenio Marco para la compra de gas natural y realización de proyectos de integración energética suscrito entre los gobiernos de Argentina y de Bolivia se llevó a cabo el 29 de Junio de 2006. Como resultado de ello, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios encargó a ENARSA la comercialización del gas natural de procedencia boliviana. Por consiguiente, las empresas públicas de Argentina, Energía Argentina S.A. (ENARSA), y de Bolivia, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), firmaron en Octubre de ese año el contrato de compra-venta de gas natural.<sup>7</sup> Con una duración de 20 años a partir del 1<sup>ro</sup> de Enero de 2007 hasta el año 2027, establecía que en 2007 YPFB debía suministrar un mínimo de 4,6 millones de m<sup>3</sup>/diarios, en los años 2008 y 2009 hasta 16 millones de m<sup>3</sup>/diarios con un mínimo garantizado de 7,7 millones de m<sup>3</sup>/diarios, siendo a partir de 2010 y hasta 2027, en función de las ampliaciones de la capacidad de transporte en ambos países, entregas totales por 27,7 millones de m<sup>3</sup>/diarios.<sup>8</sup>

Sin embargo, YPFB no pudo cumplir con los compromisos asumidos en el mencionado contrato durante el período 2007-2009, debido principalmente a que la producción gasífera de Bolivia no alcanzó los volúmenes estimados, sumado a ello también la intención de cumplir por parte del gobierno boliviano con la satisfacción de las necesidades de su mercado doméstico y también con los compromisos de suministro de gas natural contratados por Brasil.

Por consiguiente, en Mayo de 2010 se llegó a un acuerdo mediante la suscripción de una Primera Adenda que posibilitaron que las entregas por parte de YPFB sean acordes a los volúmenes de gas natural pautados.<sup>9</sup>

Como se puede observar en el Gráfico 5 que se presenta a continuación, los resultados de la Primera Adenda suscripta en 2010 y de la ratificación del cronograma acordado entre ambos países, permitieron incrementar los volúmenes

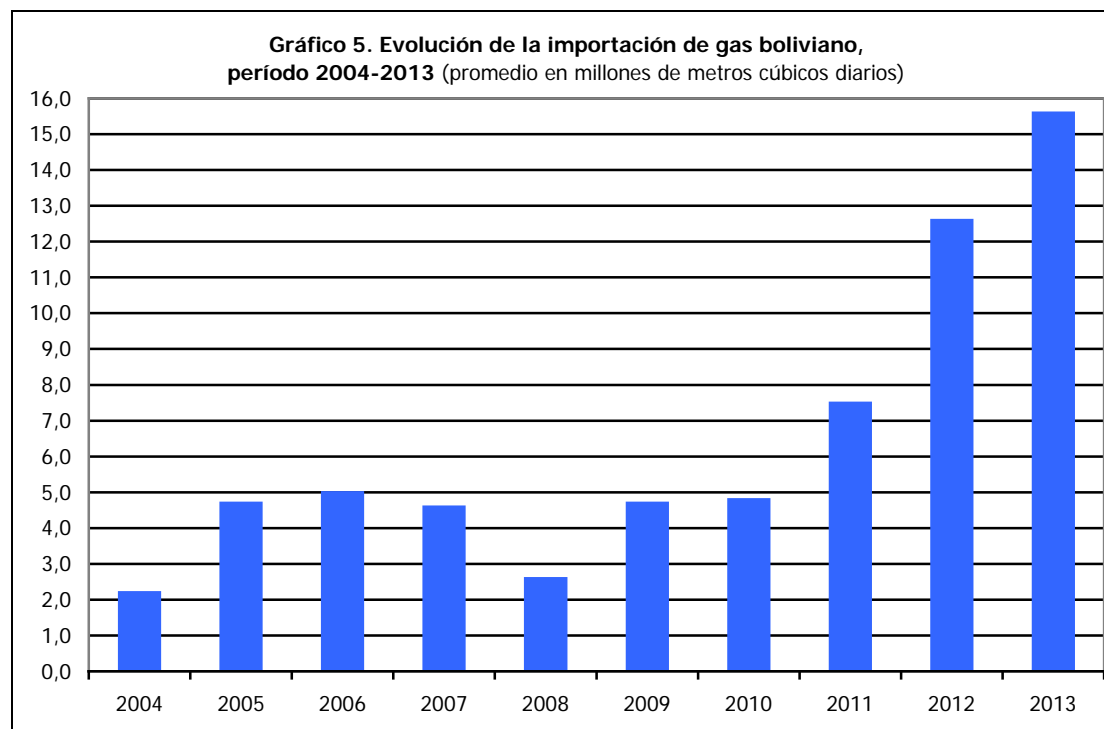
---

<sup>7</sup> En el siguiente enlace puede consultarse el *Contrato de Compra Venta de Gas Natural ENARSA-YPFB*: [http://www.enarsa.com.ar/images/pdf/contrato\\_compra\\_venta\\_enarsa\\_ypfb.pdf](http://www.enarsa.com.ar/images/pdf/contrato_compra_venta_enarsa_ypfb.pdf)

<sup>8</sup> Cabe señalar que Argentina firmó el acuerdo con Bolivia diez años después que Brasil. El contrato con Brasil, suscrito entre YPFB y Petrobras, fue firmado en 1996 y tiene una duración de 20 años a partir del año 1999 y por consiguiente finaliza en 2019, con posibilidad de prórroga.

<sup>9</sup> Véanse en el siguiente enlace los ítems relevantes de la Primera Adenda:  
<http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/125-gas-de-bolivia>

de gas natural boliviano 56,3% en 2011 respecto a 2010, 65,3% en 2012 en relación a 2011 y 21,2% entre Enero y Septiembre de 2013 (15,03 millones de m<sup>3</sup>/diarios en promedio) respecto a igual período del año anterior. Según Secretaría de Energía de la Nación en 2013 se importaron 15,6 millones de m<sup>3</sup>/diarios de gas boliviano.



Fuente: elaboración propia en base a datos de ENARSA, YPFB, Superintendencia de Hidrocarburos de Bolivia (SHB), Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (MHE) y Secretaría de Energía de Argentina (SE). Origen de los datos procesados: 2005-2007 SHB e YPFB; 2008 ENARSA (datos preliminares sin confirmación); 2009-2013 ENARSA, YPFB y MHE; 2004-2013 SE.

Cabe destacar que el 12 de Mayo de 2013 YPFB anunció que el remanente de las reservas comprobadas de gas natural de Bolivia registrado al 31 de Diciembre de 2012 aumentaron 11,2 TFC (trillones de pies cúbicos), lo que representa un incremento del 13,1% en relación al remanente registrado a fines de Diciembre de 2009 (9,9 TFC).<sup>10</sup> Esta información es muy relevante porque consolida el proyecto Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) y podría extender el horizonte de vida de operación del mismo mediante la importación de gas natural boliviano más allá del año 2027.

Con respecto a las inversiones vinculadas a la ampliación del sistema de transporte de gas importado de Bolivia, el 30 de Junio de 2011 los presidentes de Argentina y

<sup>10</sup>Véase al respecto el siguiente enlace de YPFB:

[http://www.ypfb.gob.bo/index.php?option=com\\_content&view=article&id=2712:reservas-cuantificadas-de-gas-natural-en-bolivia-suben-a-112-tcf-confirmando-villegas&catid=121:agencia-de-noticias&Itemid=196](http://www.ypfb.gob.bo/index.php?option=com_content&view=article&id=2712:reservas-cuantificadas-de-gas-natural-en-bolivia-suben-a-112-tcf-confirmando-villegas&catid=121:agencia-de-noticias&Itemid=196)

de Bolivia inauguraron el Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA),<sup>11</sup> el cual permitirá adicionar entre 7,7 y 11 millones de m<sup>3</sup>/día de gas natural, como proyecto previo y necesario para la construcción del GNEA, que inyectará al sistema 27,7 millones de m<sup>3</sup>/día a partir del año 2017, con el objeto de beneficiar a más de 4 millones de ciudadanos que viven en el noreste de Salta, en las provincias de la región del NEA (Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones) y en el norte y centro de Santa Fe. Es la primera vez en más de 60 años que existe un proyecto real y que se encuentra en ejecución para construir un gasoducto que permita el acceso al gas natural por redes a los hogares, comercios e industrias de las provincias de la región del NEA. Todas estas obras forman parte del *Plan Energético Nacional 2004-2019* del Ministerio de Planificación Federal.

El GIJA tiene una longitud de 48 km (30 km del lado argentino y 18 del lado boliviano),<sup>12</sup> es la primera etapa del Proyecto GNEA y representó una inversión pública de casi AR\$ 173 millones. Las obras demandaron 10 meses de trabajo. Según lo establecido por el Ministerio de Planificación Federal, en el transcurso de 2011 debía aportar al sistema 7,7 millones de m<sup>3</sup>/día con picos de 10 millones de m<sup>3</sup>/día para cubrir demanda cuando se presenten olas polares.

En Campo Durán, provincia de Salta, se emplazó la trampa receptora y la planta de separación y medición del gas importado de Bolivia, que posteriormente se inyecta al sistema de transporte de gas existente. La vinculación con el tramo boliviano se realiza a través de un bypass que vincula la trampa receptora en territorio boliviano con la trampa de lanzamiento en territorio argentino. En la progresiva del km 17 se encuentra la derivación para el futuro GNEA.<sup>13</sup>

Según ENARSA, a partir del mes de Julio de 2011 todos los volúmenes entregados por YPFB son recibidos a través del GIJA, el cual permite una recepción máxima de 16,6 millones de m<sup>3</sup>/día. Se acordó para 2012 un aumento del transporte diario de gas natural superior al 35% con respecto al de 2011 (el aumento superó el 56%), acorde con los compromisos asumidos por ambos países en la Adenda del contrato firmada el 26 de Marzo 2010.

---

<sup>11</sup> Véase al respecto: <http://www.presidencia.gov.ar/informacion/actividad-oficial/25207-cristina-fernandez-y-evo-morales-inauguraron-el-gasoducto-juana-azurduy>

Los presidentes suscribieron el acuerdo de integración energética el 26/03/2010:

<http://www.presidencia.gov.ar/informacion/actividad-oficial/5862>

<sup>12</sup> 30 km del lado argentino (provincia de Salta), desde la frontera con Bolivia hasta la planta compresora de Campo Durán, comprendiendo la construcción de un gasoducto de Ø30" de diámetro nominal, fabricado según norma API 5L X70, con un espesor de 8,12 mm. En territorio boliviano el gasoducto nace en las proximidades de Yacuiba y se extiende con una longitud de 18 km hasta la frontera argentina, siendo el diámetro nominal del sector boliviano de Ø32". Véase al respecto:

<http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/126-gasoducto-juana-azurduy-de-padilla-gja>

<sup>13</sup> Por medio de dos válvulas de Ø24". En el lado Argentino, el gasoducto opera a una presión de 75,5 kg/cm<sup>2</sup>, mientras en el lado Boliviano la presión de operación es de 98 kg/cm<sup>2</sup>. Véase al respecto:

<http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/126-gasoducto-juana-azurduy-de-padilla-gja>

Según el Ministerio de Planificación Federal, el cronograma establecido prevé que a partir del 1º de Enero de 2012 se reciban 11,6 millones de m<sup>3</sup>/día,<sup>14</sup> en 2013 se deberían recibir hasta un máximo de 19,2 millones de m<sup>3</sup>/día<sup>15</sup> y a partir de 2017 alcanzar el máximo de 27,7 millones de m<sup>3</sup>/día, siendo esta última etapa la correspondiente a la finalización del Proyecto GNEA. En 2012 y en el período Enero-Septiembre de 2013 se alcanzaron en promedio 11,82 y 15,03 millones de m<sup>3</sup>/día, respectivamente;<sup>16</sup> aunque según las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación en los años 2012 y 2013 se registraron en promedio 12,6 y 15,6 millones de m<sup>3</sup>/día de importación de gas boliviano adquiridos por las empresas argentinas ENARSA e YPF a la boliviana YPFB.

Ahora bien, las obras de construcción, operación y mantenimiento del GNEA, así como también la prestación del servicio público de transporte y comercialización del gas natural (por 35 años), se encuentran a cargo de ENARSA por Decreto 1136/2010.<sup>17</sup> En ese sentido está prevista la construcción de 4.131 km de cañerías (1.448 km de gasoducto troncal y el resto derivaciones a localidades próximas a su trazado) y 8 plantas compresoras, con el propósito de abastecer a 165 aglomeraciones urbanas de las provincias de Salta, Santa Fe y de las cuatro provincias de la región del NEA, satisfaciendo principalmente las necesidades de los sectores residencial e industrial. Se trata de la obra más importante de expansión del sistema nacional de transporte de gas natural, ya que permitirá disminuir la situación de atraso relativo que históricamente caracterizó en términos económicos a las provincias del NEA.

La inversión pública para la ejecución total del proyecto GNEA se estima en aproximadamente AR\$ 25.000 millones (US\$ 3.600 millones aproximadamente, según cotización actual). A fines de Marzo de 2013 el Ministerio de Planificación Federal anunció la recepción de seis ofertas para la construcción de los primeros tres tramos del GNEA, correspondiente a 797 km del trazado del gasoducto troncal que tendrá, como fuera mencionado, un total de 1.448 km. El costo de esta obra fue estimado en AR\$ 3.982 millones.<sup>18</sup>

---

<sup>14</sup> Véase al respecto la siguiente nota de prensa del MinPlan (19/08/2011):

<http://www.minplan.gob.ar/notas/1595-argentina-y-bolivia-ratifican-cronograma-acordado-el-envio-gas>

<sup>15</sup> Véase al respecto las siguientes notas de prensa del MinPlan (del 12/10/2012 y del 30/03/2013):

<http://www.minplan.gob.ar/notas/3471-el-ministro-recibio-al-presidente-la-empresa-boliviana-ypfb>

<http://www.minplan.gob.ar/notas/3931-recurren-supuestos-especialistas-que-nos-dejaban-luz>

<sup>16</sup> Véase al respecto el *Boletín Estadístico Gestión Enero - Septiembre de 2013* de YPFB:

<http://www.yxfb.gob.bo/documentos/documentos/separatas/BOLETIN%20TERCER%20TRIMESTRE%20261113.pdf>

<sup>17</sup> Decreto 1136/2010:

<http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/170000-174999/170349/norma.htm>

Véanse también al respecto los enlaces correspondientes a los decretos 267/2007 y 805/2007:

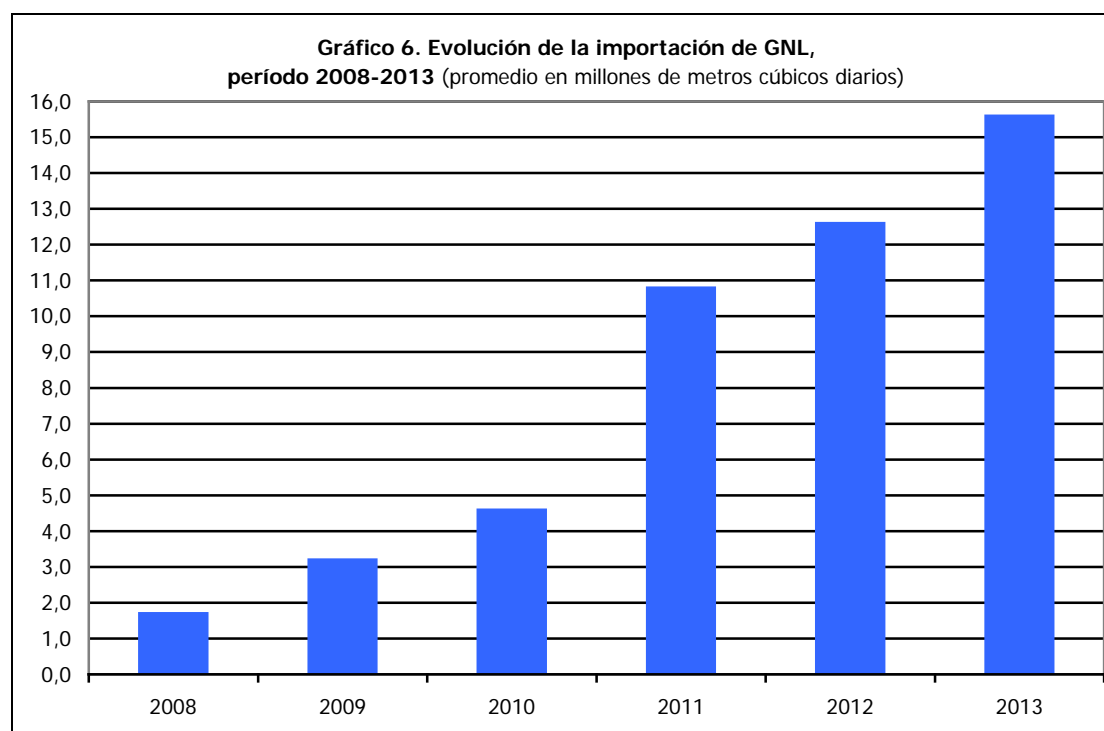
Decreto 267/2007: <http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=126702>

Decreto 805/2007: <http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=129576>

<sup>18</sup> <http://www.minplan.gob.ar/notas/3924-anuncian-licitacion-3-tramos-del-gasoducto-del-noreste>

Con respecto a la importación de gas natural licuado (GNL), a comienzos de 2008 el Gobierno Nacional inauguró las instalaciones de regasificación de GNL en Bahía Blanca, siendo ENARSA la encargada del proyecto y la compradora de GNL, e YPF a cargo del suministro a ENARSA del GNL y como responsable de las operaciones. El proyecto de regasificación de GNL de Argentina fue la primera experiencia de comercialización de GNL en América del Sur, por delante de Brasil, quien comenzó a operar sus proyectos de regasificación off-shore en Octubre de 2008. El proyecto argentino fue constituido a partir de la presentación por parte de YPF al Gobierno Nacional de la instalación de un buque regasificador de GNL amarrado a puerto para su posterior suministro de gas al sistema de gasoductos troncales. La operación inicialmente fue diseñada para operar durante 120 días, es decir durante los meses de menor temperatura en el hemisferio sur (de Mayo a Septiembre).

Con respecto a los volúmenes importados de GNL, datos de la Secretaría de Energía de la Nación señalan que en 2013 aumentaron 23,8% en relación al año anterior, pasando de 12,6 a 15,6 millones de m<sup>3</sup>/día (volúmenes promedio).



Fuente: elaboración propia en base a datos de ENARSA y de la Secretaría de Energía de la Nación.

Las razones que motivaron la construcción de facilidades portuarias para operar buques regasificadores de GNL, primero en Bahía Blanca (2008), luego en Escobar (2011), radicarón en la necesidad de aumentar la oferta de gas natural a nivel nacional durante los períodos de mayor consumo (particularmente durante los meses de invierno), y reducir las importaciones de combustibles líquidos derivados del petróleo (en particular de fuel oil) destinados al abastecimiento de las centrales termoeléctricas en operación. También ambas facilidades portuarias sirven de

opciones de contingencia ante hipotéticos incumplimientos en el futuro por parte de Bolivia en el suministro de gas natural. Lamentablemente la gestión de Repsol en YPF optó por esta propuesta que sólo beneficiaba al grupo económico extranjero (que además de aportar los buques, compraba el GNL a su filial de Trinidad & Tobago), en lugar de realizar inversiones en exploración y para aumentar la producción de los yacimientos maduros, sin olvidar mencionar la estratégica inversión que Repsol se perdió de llevar a cabo en la formación geológica Vaca Muerta, entre otras.

## Pozos terminados y en perforación de petróleo y de gas natural

**A** continuación se indagará brevemente sobre la cantidad de pozos terminados y en perforación de hidrocarburos y de los metros perforados entre Enero y Noviembre de 2013 (al 21 de Enero de 2014 no fueron publicados los datos de Diciembre) en relación a igual período del año anterior, según datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de la Nación (tablas 7, 8 y 9, respectivamente).

Con respecto a los pozos terminados (Tabla 7), en el período analizado se registró un total de 1.201 pozos, cuya cantidad representa 6,6% de aumento en relación a igual período del año anterior, de los cuales 81,4% correspondieron a pozos de explotación, 5,9% a pozos de exploración, 4,7% a pozos de avanzada y el resto a pozos que brindan servicios a los anteriores. La cantidad de pozos de explotación se incrementó 11,9%, correspondiendo el 92,1% a productivos de petróleo, 7,3% a productivos de gas y 0,6% a improductivos. La cantidad de pozos de exploración declinó 25,3%, siendo el 56,3% de estos productivos de petróleo, 22,5% productivos de gas y 21,2% improductivos. La cantidad de pozos de avanzada descendió 53,8%, de los cuales 86% eran productivos de petróleo, 8,8% productivos de gas y 5,2% improductivos. La cantidad de pozos al servicio de los anteriores declinó 2,1%. Cabe destacar que de los 978 pozos terminados de explotación, 56,2% correspondieron a YPF, 10,8% Pan American Energy, 8,4% Sinopec, 5,2% Pluspetrol, 4,3% Petrobras y el resto a otras empresas. De los 71 pozos terminados de exploración, 23,9% correspondieron a YPF, 15,5% Petroquímica Comodoro Rivadavia, 12,7% Total Austral, 9,9% Americas Petrogas, siguiéndole Pluspetrol, Chevron y O&G con 5,6% cada una, y el resto a otras empresas. De los 57 pozos terminados de avanzada, 45,6% correspondieron a YPF, 14% Sinopec, 12,3% Americas Petrogas, 8,8% Pan American Energy, 8,8% Pluspetrol y el resto a otras empresas.

**Tabla 7. Cantidad de pozos terminados de explotación, exploración, avanzada y servicio durante el período Enero-Noviembre de 2013 y variación % respecto igual período al año anterior**

Concepto	Productivo de Petróleo	Productivo de Gas Natural	Improductivo	TOTAL	Variación % 2013-2012
Explotación	901	71	6	978	11,9
Exploración	40	16	15	71	-25,3
Avanzada	49	5	3	57	-53,8
Servicio	n/a	n/a	n/a	95	-2,1
<b>TOTAL</b>	<b>990</b>	<b>92</b>	<b>24</b>	<b>1.201</b>	<b>6,6</b>

Fuente: elaboración propia en base a las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación.

En relación a los pozos en perforación (Tabla 8), en el período analizado se registró un total de 1.208 pozos, que representa 49,1% de incremento respecto a igual período del año anterior, de los cuales 78,1% correspondieron a pozos de explotación, 9,9% a pozos de exploración, 3,8% a pozos de avanzada y 8,1% a pozos al servicio de los anteriores. La cantidad de pozos de explotación aumentó 52,8%, la de pozos de exploración se incrementó 8,1%, la de pozos de avanzada ascendió 27,8% y la de pozos al servicio de estos registró un incremento de 117,8%.

**Tabla 8. Cantidad de pozos en perforación de explotación, exploración, avanzada y servicio durante el período Enero-Noviembre 2013 y variación % respecto igual período al año anterior**

Concepto	Explotación	Exploración	Avanzada	Servicio	TOTAL
Ene-Nov/2013	944	120	46	98	1.208
V% 2013-2012	52,8	8,1	27,8	117,8	<b>49,1</b>

Fuente: elaboración propia en base a las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación.

En lo concerniente a los metros perforados (Tabla 9), en el período abordado se registraron casi 2,8 millones de metros, de los cuales 80,4% correspondieron a pozos de explotación, 6,6% a pozos de exploración, 4,9% a pozos de avanzada y 8,1% a pozos de servicio.

**Tabla 9. Cantidad de metros perforados de explotación, exploración, avanzada y servicio durante el período Enero-Noviembre 2013 y variación % respecto igual período al año anterior**

Concepto	Explotación	Exploración	Avanzada	Servicio	TOTAL
Ene-Nov/2013	2.244.890	185.539	135.416	225.957	2.791.802
V% 2013-2012	15,4	-20,1	-7,4	33,0	<b>12,0</b>

Fuente: elaboración propia en base a las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación.

**Ricardo De Dicco.** San Carlos de Bariloche, 21 de Enero de 2014.



## Referencias Bibliográficas

Bernal, Federico y Ricardo De Dicco (2011). *Importación de gas natural boliviano y de GNL, período 2008-2010*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

Bernal, Federico, Ricardo De Dicco y Lucas Schneider (2011). *Proyectos de Regasificación de GNL en Bahía Blanca y en Escobar*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

Bernal, Federico, Ricardo De Dicco y Lucas Schneider (2010). *Análisis comparativo de los Proyectos de Regasificación de GNL en América Latina: los casos de Argentina, Brasil y Chile*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2014). *Indicadores Energéticos de Argentina, Enero de 2014*. Documento de Trabajo del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC) y Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). San Carlos de Bariloche.

De Dicco, Ricardo (2013). *Resultados del primer año de la nueva gestión pública de YPF*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2012). *Indicadores Energéticos de Argentina 2011*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2011). *Inversiones en el sector hidrocarburífero de Argentina, período 2003-2011*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2008). *La producción gasífera de Bolivia, período 2005-2007*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2008). *Indicadores Energéticos de Argentina 2007*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2006). *2010, ¿odisea energética? Petróleo y Crisis*. Editorial Capital Intelectual, colección "Claves para Todos". Buenos Aires.

ENARGAS (1997-2013). *Datos operativos de transporte y distribución*. Buenos Aires. Datos actualizados a Noviembre/2013.

ENARSA (2013). *Informe de Gestión 2012*. Buenos Aires.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (2013). *Anuario Estadístico Gestión 2012*. Santa Cruz de la Sierra.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (2012). *Anuario Estadístico Gestión 2011*. Santa Cruz de la Sierra.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (2011). *Anuario Estadístico Gestión 2010*. Santa Cruz de la Sierra.

Secretaría de Energía de la Nación (2006-2013). *Reportes de Producción*. Buenos Aires. Datos actualizados al 20/01/2013.

Secretaría de Energía de la Nación (1996-2013). *Tablas Dinámicas*. Buenos Aires. Datos actualizados al 27/12/2013 (upstream).

Secretaría de Energía de la Nación (2010 y 2011). *Información Estadística de Reservas*. Buenos Aires. Datos actualizados a Agosto/2012.

YPFB (2013). *Boletín Estadístico Gestión Enero-Septiembre 2013*. La Paz.

YPFB (2013). *Boletín Estadístico Gestión 2012*. La Paz.

YPFB (2012). *Boletín Estadístico Gestión 2011*. La Paz.

YPFB (2011). *Boletín Estadístico Gestión 2010*. La Paz.

YPFB (2010). *Boletín Estadístico Gestión 2009*. La Paz.

## NOTAS SOBRE EL AUTOR

### Ricardo De Dicco

- Es especialista en Economía de la Energía y en Infraestructura y Planificación Energética del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador.
- Especialista en Tecnología Nuclear y en Teledetección Satelital del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICeT).
- Se desempeñó entre 1991 y 2001 como consultor internacional en Tecnologías de la Información y de las Telecomunicaciones Satelitales.
- A partir de 2002 inició sus actividades de docencia e investigación científica sobre la problemática energética de Argentina y de América Latina en el Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO (Universidad del Salvador), desde 2005 en la Universidad de Buenos Aires, a partir de 2006 como Director de Investigación Científico-Técnica del CLICeT, desde 2008 es miembro del Observatorio de Prospectiva Tecnológica Energética Nacional (OPTE) de Argentina, desde 2011 consultor externo de la Gerencia General de INVAP Sociedad del Estado y desde 2013 es Director del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC) y Coordinador de la Comisión de Energía Nuclear Metalúrgica de la Asociación de Industriales Metalúrgicos de la República Argentina (ADIMRA).
- También brindó servicios de consultoría a PDVSA Argentina S.A. y de asesoramiento a organismos públicos e internacionales, como ser la Comisión de Energía y Combustibles de la H. Cámara de Diputados de la Nación, el H. Senado de la provincia de Buenos Aires, el Ministerio de Educación de la Nación, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y la Organización de Naciones Unidas.
- Ha participado como expositor en numerosos seminarios y congresos nacionales e internacionales sobre la problemática energética de Argentina y de América Latina.
- Es autor de más de un centenar de informes de investigación y artículos de opinión publicados en instituciones académicas y medios de prensa del país y extranjeros.
- Entre sus últimas publicaciones, se destacan: *"2010, ¿Odisea Energética? Petróleo y Crisis"* (Editorial Capital Intelectual, Colección Claves para Todos, Buenos Aires, 2006), co-autor de *"La Cuestión Energética en la Argentina"* (FCE-UBA y ACARA, Buenos Aires, 2006), de *"L'Argentine après la débâcle. Itinéraire d'une recomposition inédite"* (Michel Houdiard Editeur, París, 2007) y de *"Cien años de petróleo argentino. Descubrimiento, saqueo y perspectivas"* (Editorial Capital Intelectual, Colección Claves para Todos, Buenos Aires, 2008).

Correo electrónico: [cliket@gmail.com](mailto:cliket@gmail.com)



# OETEC

Infraestructura para el desarrollo

<http://www.oetec.org>  
[oetecid@gmail.com](mailto:oetecid@gmail.com)