



DOCUMENTO DE TRABAJO N° 11

SUBEXPLORACIÓN Y SOBREEXPLOTACIÓN: LA LÓGICA DE ACUMULACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO EN ARGENTINA

CIFRA - Centro de Investigación y Formación de la República Argentina

Coordinador: Eduardo Basualdo

Investigadoras: Mariana González y Ana Laura Fernández

Colaborador: Mariano Barrera

Marzo de 2012

Documento de Trabajo N° 11
Subexploración y sobreexplotación: la lógica de acumulación del sector hidrocarburífero en Argentina

Índice

Introducción	2
1. Antecedentes y legados críticos	3
2. Las transformaciones de la década de 1990	5
3. El desempeño del mercado desregulado: inversiones de corto plazo	6
4. Las consecuencias no deseadas de la desregulación del sector primario	8
5. Análisis de la performance sectorial: reservas, extracción y rentabilidad	11
6. Reflexiones finales.....	19

Documento de Trabajo N° 11

Subexploración y sobreexplotación: la lógica de acumulación del sector hidrocarburífero en Argentina¹

Introducción

La crítica situación actual del sector energético nacional tiene su origen en la *performance* del mercado hidrocarburífero argentino como consecuencia de las políticas implementadas desde hace dos décadas basadas en la eliminación de la intervención del Estado y la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Luego del quiebre en el patrón de acumulación generado por el gobierno de *facto* y la supresión de las políticas tendientes a diversificar la matriz energética dependiente de los hidrocarburos, la consolidación del “modelo neoliberal” en los noventa redundó en el predominio del mercado por sobre las demás instituciones. La conjunción de hidrocarburos abundantes y “baratos” – medido en moneda local– como el gas natural, la emergencia de nuevas tecnologías más eficientes en la producción de energía con este insumo y las inversiones de corto plazo realizadas por el capital privado, profundizaron el predominio de la matriz energética basada en dichas fuentes. De esta manera, se relegaron obras de infraestructura esenciales para menguar la dependencia de los combustibles fósiles, tales como la construcción de centrales hidráulicas y nucleares, dado que el sector privado no estaba dispuesto a comprometer capital para recuperarlo a largo plazo.

Veinte años después, con una marcada dependencia del petróleo y, principalmente, del gas natural para la generación de energía, el mercado hidrocarburífero se encuentra en una situación crítica. La extracción de crudo desde 1998 descendió un 28% mientras que la de gas natural, luego de alcanzar su nivel máximo en 2004, cayó un 10% hasta 2010. Por su parte, en este último año las reservas de hidrocarburos fueron un 8% y 57%, respectivamente, inferiores a las de 1988 (año previo al inicio de las reformas de mercado). Dada la dependencia señalada respecto de estos hidrocarburos, y el persistente crecimiento de la economía, las compras externas de combustibles se incrementaron fuertemente hasta alcanzar el máximo en 2011 con una importación de 9.397 millones de dólares, lo que generó en ese año un déficit de la balanza energética de casi 3 mil millones de dólares. En el mediano plazo, la estructura del mercado hidrocarburífero heredada de la década de 1990 y continuada (a pesar de algunas leves modificaciones) atenta contra la sustentabilidad del “modelo económico”, tanto por el impacto negativo que tiene sobre la balanza comercial, como por el deterioro en materia fiscal (como consecuencia de la implementación de subsidios para no transferir los precios internacionales al mercado doméstico).

En este sentido, el presente artículo tiene por objetivo analizar, desde una perspectiva de largo plazo, cuáles son las causas que explican la caída de las reservas y de la extracción de gas natural y petróleo, elemento sustancial para comprender el deterioro de los demás indicadores ligados al complejo. A su vez, luego de exponer dicha perspectiva se proponen ciertas alternativas que podrían contribuir a retomar el crecimiento del sector y a conformar una estructura energética autosustentable.

¹ Este documento fue también publicado en la Revista digital de Economía Política “Apuntes para el Cambio”, N° 2, Buenos Aires, marzo/abril 2012; disponible en www.apuntesparaelcambio.com.ar.

1. Antecedentes y legados críticos

A mediados de la década de 1960 comenzó a emerger en los análisis sectoriales la necesidad de iniciar un proceso de diversificación de la matriz energética fuertemente dependiente de los hidrocarburos, en aquel entonces, principalmente del petróleo. En este escenario, durante el tercer gobierno peronista (1973-1976), retomando la masa crítica acumulada en ese período y en años anteriores, se diseñó una propuesta energética que focalizaba las inversiones en la reducción de la dependencia del petróleo. De este modo, en el *Plan Trienal para la Reconstrucción y la Liberación Nacional* –una propuesta relativamente integral que otorgaba al Estado un lugar central en la planificación del desarrollo nacional–, entre otras propuestas económicas, realizaba una serie de proyecciones que centraban parte de los recursos en propiciar una activa política de fomento a las energías renovables.

En este sentido, en la sección destinada al estudio del sector energético se sostenía: “En la Argentina existe una estructura de consumo totalmente inversa a la estructura del potencial y [se encuentra] agravada [por] el desaprovechamiento del recurso renovable. Ante un 38% de reservas hidroeléctricas su aprovechamiento actual es menor que el 2%, mientras que para un 20% de recursos de gas y petróleo, su utilización es de un 90%”; y concluía: “La utilización de los recursos naturales no guarda relación con las reservas de los mismos, observándose una fuerte distorsión en cuanto al excesivo uso de petróleo para generación eléctrica y el desaprovechamiento de los recursos hidroeléctricos” (Poder Ejecutivo Nacional, 1973b: 11).

Como se señaló, la propuesta energética tenía como fundamento modificar la estructura vigente y por tal motivo se presentaba un conjunto de proyecciones hasta 1987 tendientes a incrementar la potencia energética instalada a partir de recursos renovables y abundantes. En tal escenario, se proponía una modificación progresiva al incrementar fuertemente la participación de la energía producida a partir de fuentes diferentes al petróleo. En efecto, mientras que entre 1973 y 1985 el alza proyectada para la energía hidroeléctrica giraba en torno del 27% anual acumulativo (muy por encima del crecimiento esperado del total de energía, 7,5%); el acrecentamiento del gas natural y petróleo se estimaba en el orden del 5% anual; en lo relativo al carbón y a otros combustibles vegetales, se planificaba un aumento del 10% anual. Por su parte, se estimaba que en ese lapso la energía nuclear –que hasta entonces no existía como fuente energética– representaría un 3% de la matriz.

Si se hubieran cumplido las proyecciones del Plan Trienal, hacia 1985 la producción primaria de energía hubiera estado compuesta por un 71% de gas natural y petróleo (reduciendo 19 puntos porcentuales la participación de 1973), 9% de carbón (7 puntos por encima), 2% otros combustibles vegetales (-4 puntos), 15% hidráulica (13 puntos de incremento) y 3% nuclear. Para alcanzar esta configuración de la matriz, se había proyectado un nivel de inversión en generación de energía eléctrica, entre 1973 y 1987, cercano a los 5.300 millones de dólares de 1973 (alrededor de 26.000 millones de dólares de 2011), con una marcada concentración en la hidroelectricidad, en tanto que destinaba el 77% del total de la inversión a la construcción de represas, el 17% a centrales nucleares y el 5% restante a la producción por medio de petróleo, gas natural y sus derivados (Poder Ejecutivo Nacional, 1973b).

El golpe de Estado de marzo de 1976 marcó un quiebre en diversos órdenes de la sociedad argentina. En materia de política económica, reconfiguró el sentido de la intervención estatal, estableciendo su funcionalidad hacia el capital más concentrado, a través de, entre otras medidas, las implementaciones de “privatizaciones periféricas”,² relegando la planificación estratégica. En cuanto al sector energético,

² Se alude a la transferencia de actividades de las empresas públicas al sector privado para que éste las explote a través de contratos de obras y servicios, aunque continuaran siendo propiedad del Estado.

la dictadura postergó las grandes obras de infraestructura y propició una mayor injerencia del sector privado en las inversiones, de manera que un puñado de empresas (la denominada “patria contratista”) comenzó a invertir en uno de los principales sectores generadores de renta: los hidrocarburos.³

Conforme esto, transfirió treinta áreas en producción a un acotado número de empresas, a partir de lo cual la petrolera estatal debió comprarles un crudo que había descubierto, a un valor alrededor de cuatro veces mayor al de sus costos, con la consecuente transferencia de renta al sector privado y el deterioro en sus estados contables. Entre las principales beneficiarias de esta política se encontraron Pérez Companc –que incrementó de dos a diez áreas en las que extraían hidrocarburos–, Bidas –la cual pasó de dos a siete– y Astra –que de operar un área lo hizo en cinco–. En este sentido, estas zonas transferidas pasaron a ser explotadas por un núcleo selecto de firmas, en tanto que Pérez Companc participaba en el 30,3% de dichas áreas, mientras que Bidas lo hizo en el 21,2%, Astra en el 15,2% y Techint en el 12,1% (Barrera, 2011). Asimismo, estas firmas (incluido el grupo Macri, entre otras) incrementaron sus beneficios en calidad de proveedores “cautivos” de las empresas públicas, entre ellas YPF.

Vista en retrospectiva, la política del gobierno tendió a dinamizar o acrecentar las ganancias y el poder del capital privado, en detrimento de la petrolera estatal. De esta manera, la imposibilidad de privatizarla –ya sea por las hipótesis de conflicto que se barajaban, por la masa crítica existente a favor del dominio estatal o porque a las firmas que operaban les era más conveniente absorber la renta de YPF S.E. que generar inversiones de riesgo– se tradujo en una articulación de medidas que minaron las bases de sustentación de la empresa y potenciaron el accionar del capital privado, elemento que condicionó el margen de maniobra del gobierno radical de Raúl Alfonsín.

Bajo esta última administración, la situación energética en su conjunto conservó el esquema trazado por la dictadura como consecuencia de que no supo –o no procuró– revertir el entramado económico social conformado durante ese período. En este sentido, a pesar de la maduración de la construcción de ciertas centrales hidroeléctricas, persistió la dependencia de los hidrocarburos como fuente de energía primaria, con mayor implicancia del gas natural dado que desde la década de 1960 se había proyectado el aumento de su participación, el cual cobró un impulso mayor con el descubrimiento de YPF en 1977 del mega yacimiento Loma de la Lata, en Neuquén. Tal como se observa en el Cuadro N° 1, desde 1970, con una participación de los hidrocarburos en torno del 90%, se aprecia un marcado incremento en la injerencia del gas natural en detrimento del petróleo.

Cuadro N° 1. Evolución de la producción de energía primaria, 1970-2010 (en Ktep* y porcentaje)

	1970		1980		1990		2000		2010	
	Ktep	%								
Gas natural	6.778	22,8	11.966	28,6	18.514	37,5	35.113	42,9	38.482	48,9
Petróleo	20.177	67,9	25.281	60,4	24.741	50,1	39.530	48,3	31.274	39,7
Energía hidráulica	167	0,6	1.628	3,9	1.950	4,0	3.100	3,8	3.576	4,5
Nuclear	0	0,0	837	2,0	2.252	4,6	1.775	2,2	1.507	1,9
Otros primarios	2.599	8,7	2.131	5,1	1.885	3,8	2.391	2,9	3.907	5,0
Total producción	29.721	100,0	41.843	100,0	49.342	100,0	81.909	100,0	78.746	100,0

*Kilotoneladas equivalentes de petróleo.

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía de la Nación.

³ Dos situaciones pueden ejemplificar lo mencionado: primero, la construcción de la represa hidroeléctrica binacional Yaciretá-Apipé, que en 1973 se había planificado su puesta en funcionamiento para 1980, terminó inaugurándose finalmente en 1994, y se logró alcanzar la altura prevista (cota 83) en 2011. La segunda está vinculada al mercado de hidrocarburos. Allí el gobierno de facto potenció el accionar del capital privado que operaba como contratista en tanto que consideraba que YPF no estaba en condiciones de explotar esos yacimientos, en base a las declaraciones del entonces ministro de Economía, José Alfredo Martínez de Hoz (1976).

2. Las transformaciones de la década de 1990

La crisis económica que se manifestó con la hiperinflación de 1989 generó un marcado condicionamiento al nuevo gobierno por parte del *establishment* local e internacional para ejecutar las reformas estructurales que las fracciones acreedoras externas y los organismos multilaterales de crédito reclamaban desde hacía algunos años. En este sentido, la privatización de las empresas del Estado y la desregulación de los diversos mercados ingresaron en la *agenda pública* –sin grandes dificultades– como una “cuestión socialmente problematizada”.⁴

Durante el primer año de gobierno, Carlos Menem sancionó tres normas clave (Decretos N° 1.055, 1.212 y 1589, todos de 1989) para el posterior desarrollo del mercado hidrocarburífero, que entre otras medidas posibilitaron:

- Eliminar la intervención del Estado en el sector al suprimir la *mesa de crudos* (por medio de la cual se asignaban las cuotas de petróleo que se procesaría en cada refinería) y establecer la libertad de precios, en un mercado altamente concentrado;
- Iniciar el proceso de concesión de áreas de interés secundario (aquellas que desde 1988 YPF no explotaba o que tuvieran un volumen de extracción diaria inferior a 200m³), de las áreas centrales y la reconversión de los contratos en concesiones de explotación con libre disponibilidad del crudo extraído.⁵
- Otorgar libertad para disponer del crudo extraído y del 70% de las divisas obtenidas de la comercialización local o internacional del petróleo;⁶
- Suprimir la restricción para importar o exportar petróleo crudo y sus derivados;
- Licuar los límites precisos que fijaba la Ley N° 17.319 a la titularidad de permisos de exploración o concesiones de explotación según la cual una persona física o jurídica no podía ser simultáneamente titular de más de cinco permisos o concesiones, ya sea directa o indirectamente. Esto posibilitó que mientras las adquisiciones se realizaran con distinta composición, estarían facultados para sortear las restricciones previas y, en este sentido, una empresa o persona física podría adquirir más de 5 permisos de exploración o concesiones de explotación.

Desde la percepción del gobierno la “desregulación” del mercado y la privatización de la principal empresa estatal⁷ permitirían la concurrencia de capitales al sector que, en competencia, generarían

⁴ La noción de “cuestión” alude a la emergencia de ciertos asuntos, entendidos como necesidades o demandas de determinados sectores de la sociedad (grupos, clases o fracciones de clase, o, eventualmente, individuos), que son postulados para ser incorporados en el interior de la agenda de problemas que la sociedad (o ciertos grupos o fracciones sociales) problematiza (Oszlak y O'Donnell, 1982).

⁵ De las 147 áreas que se adjudicaron al capital privado por medio de concesiones, entre los principales beneficiados se encuentran los mismos grupos favorecidos durante la dictadura y el gobierno de Alfonsín: Pérez Companc, Techint, Astra, Pluspetrol y Bidas, los cuales pasaron a tener injerencia en el 55% de las áreas concedidas (Barrera, 2011).

⁶ El gobierno de Cristina Fernández por medio del Decreto N° 1.722/11, derogó esta medida y restableció la obligatoriedad, a las empresas petroleras y mineras, de ingresar y negociar en el mercado de cambios la totalidad de las divisas provenientes de sus operaciones de exportación. Sobre esta medida existió un antecedente que no tuvo efectos concretos. En diciembre de 2001, en el final de la convertibilidad, el gobierno de Fernando de la Rúa emitió el Decreto N° 1.606/01 que obligaba a liquidar en el mercado de cambios local, las divisas provenientes de la exportación de diversos productos; no obstante, Eduardo Duhalde por medio del Decreto N° 2.703/02, presionado por las petroleras (principalmente YPF) y con una sentencia judicial que las amparaba, retrotrajo la situación a lo previsto por el Decreto N° 1.589/89.

⁷ El propio Presidente de la Nación, respecto de la venta del capital social de YPF, expresaba: “Se trata fundamentalmente de una decisión política profundamente democrática, en la que el Estado renuncia a tendencias hegemónicas y paternalistas, y a la convivencia y sostenimiento de los intereses minoritarios que se benefician en aquella realidad, para que la iniciativa privada pueda asumir un rol protagónico en el quehacer económico. Y lo hace [el gobierno] confiando en

“crecimiento de la producción de hidrocarburos, incremento de las reservas del país y equitativa participación en la distribución de la renta petrolera que se genera desde todos los sectores que contribuyen a su formación” (Decreto N° 1.212/89). En esta línea se manifestaba el entonces presidente Menem: “Nos propusimos un objetivo ambicioso pero que consideramos imprescindible: desmontar la densa maraña de regulaciones que impedía el libre juego de la oferta y la demanda en materia petrolera y de gas, impidiendo el aporte de este recurso a la misión del crecimiento” (Menem, 1991: 148).

Estas medidas se dieron en el marco de un “modelo privatizador” que implicó la transferencia al sector privado de la casi totalidad de los activos estatales, sin considerar el rol estratégico que pudieran cumplir dentro del entramado productivo nacional. Éstas abarcaron no sólo al mercado de hidrocarburos sino al sector energético en su conjunto, dado que se enajenaron las represas –con excepción de las binacionales Salto Grande y Yaciretá-Apipé–, se concesionaron las áreas de petróleo y gas natural y se vendió –entre otros activos estratégicos– la principal firma del país y bastión del desarrollo hidrocarburífero doméstico, YPF (1993). Desde la perspectiva oficial, la libre voluntad de actores privados maximizadores de ganancias individuales en competencia propiciaría un funcionamiento más eficiente y sustentable del sector, a partir del ingreso al país de inversiones de riesgo que potenciarían la dinámica del mercado. Sin embargo, el análisis de las principales estadísticas permite cuestionar esta premisa, dado que un acotado número de empresas adquirieron una serie de activos estratégicos que les permitió integrarse en la cadena de producción y controlar no sólo el sector hidrocarburífero –las primeras ocho empresas concentraron hasta la actualidad más del 85% y del 91% de la extracción de petróleo y gas natural, respectivamente– sino también el energético.

3. El desempeño del mercado “desregulado”: inversiones de corto plazo

La ausencia de la planificación estatal implicó, por un lado, una proliferación de inversiones de corto plazo por parte del capital privado que le permitió obtener un rápido retorno del capital hundido y, por el otro, la cancelación de nuevas obras de infraestructura vinculadas a las represas hidroeléctricas y a las centrales nucleares (como la detención de la construcción de Atucha II) que hubieran permitido la diversificación de la estructura energética, lo que convergió en la consolidación de una matriz dependiente de los hidrocarburos. Mientras que en 1990 el 88% de la producción primaria de energía correspondía al gas natural y al petróleo, diez años después este guarismo había crecido tres puntos porcentuales al arribar al 91% (Cuadro N° 1).

En lo sustancial, esta consolidación fue posible por una serie de factores que coadyuvaron en dicha resolución: en primer lugar, la eliminación de la regulación estatal que permitió una marcada explotación de los recursos y su posterior exportación (desde 1997 en el caso del gas natural), sin tener la obligación de reponer las reservas extraídas; en segundo lugar, la emergencia a mediados de la década de 1990 de las centrales eléctricas de ciclo combinado que, por una parte, poseen rendimientos mayores que las demás formas térmicas de producción de energía (turbogas, turbovapor y diesel) y, por la otra, tienen bajos costos de instalación y una maduración de la inversión relativamente más corta, comparada con las demás fuentes de generación de energía. A valores internacionales de 2009, el costo por KW instalado considerando las usinas de ciclo combinado era de entre 900 y 1.200 dólares, mientras que el de la energía nuclear oscilaba entre los 3.300 y 4.000 dólares, la hidroeléctrica se encontraba en derredor de los 4.000 y 7.000 dólares y la solar fotovoltaica

que, actuando en mercados libres y competitivos, las decisiones de millones de usuarios y consumidores —y la preocupación de los agentes que buscan obtener una lícita ganancia por el capital que arriesgan— tendrán más racionalidad que las tomadas por un puñado de burócratas” (Menem, 1993: 24).

entre 7.000 y 10.000 dólares el KW instalado⁸ (Barreiro, 2009). En tercer lugar, el combustible que utilizan (gas natural) era abundante y de bajo costo en Argentina en el momento en que se instalaron,⁹ lo que permitía abastecerlas con costos menores a los que poseían las usinas eléctricas existentes. Finalmente, esta consolidación fue posible porque el año anterior al inicio de las reformas, existían reservas de gas natural por 34 años (Cuadro N° 2), descubiertas en su gran mayoría por YPF S.E., lo que permitió que se centrara la casi totalidad de la inversión en generación eléctrica en dicho combustible, sin mayores inversiones. Conforme esto, el crecimiento de la generación de electricidad entre 1989 y 2003 se explica en un 85% (73% si se considera hasta 2010) por las centrales térmicas de ciclo combinado.

Relacionado con esto, se observa que desde fundamentalmente 1989, la ausencia del Estado en materia de política de desarrollo energético implicó la transferencia de la capacidad de planificación y regulación al oligopolio petrolero energético lo que contribuyó, por un lado, a la consolidación de inversiones de corto plazo ya que los altos costos de instalación de las represas hidráulicas atentaban contra el rápido recupero de la inversión y, por el otro, a la conformación del oligopolio petrolero y energético, en tanto que a través de los procesos de integración vertical los mismos actores comenzaron a participar en los distintos segmentos de la cadena de valor (Azpiazu, 2003; Kozulj y Bravo, 1993). Un claro ejemplo del mencionado proceso de integración vertical es el de Petrobras, empresa que adquirió los activos del grupo local Pérez Companc.

En efecto, en el sector hidrocarbúrico –el cual impacta directamente en la matriz primaria y secundaria energética, por ser la fuente principal– la petrolera brasilera tiene una participación del 7% y 10% de la extracción de crudo y gas natural del país, respectivamente; controla de forma indirecta el gasoducto Transportadora de Gas del Sur S.A. (que abastece el 60% del consumo doméstico), y de manera directa Oleoductos del Valle S.A. (el cual traslada el 33% del crudo nacional); dispone, a su vez, del 5% de la destilación del crudo nacional con sus participaciones en las refinerías Dr. Ricardo Eliçabe y Refinor; y, finalmente, tiene injerencia en la comercialización de combustibles a través de las diversas estaciones de servicio de su propiedad. Por su parte, la empresa también opera en el mercado de generación de energía, primero, por medio del control total de las firmas Petrobras Electricidad Argentina, Central Termoeléctrica Genelba e Hidroeléctrica Pichi Picun Leufú; y, segundo, por la participación indirecta en las centrales de ciclo combinado Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.. Asimismo, interviene en la comercialización internacional de petróleo y energía a través del control de la compañía World Energy Business S.A. y de los segmentos de transporte, distribución y comercialización de energía producto de su participación en Enecor (Energía de Corrientes) y en Edesur (en el área metropolitana) (Barrera, 2011). Como señaló correctamente Daniel Azpiazu, la concentración y centralización del capital en este sector “cobra suma relevancia porque (...) los precios –desregulados; en rigor, regulados por el oligopolio petrolero– del crudo, de los combustibles líquidos y del gas en ‘boca de pozo’ asumen un papel decisivo en la determinación de las tarifas finales del gas natural y de la energía eléctrica” (Azpiazu, 2003: 168).

⁸ Si bien el costo por KW instalado es mayor que en los demás sistemas de generación, el costo unitario térmico es gratuito (ya que el “combustible” es el sol, al igual que en la energía eólica —cuya instalación rondó los 2.000 dólares el KW—), frente a costos de entre 4 U\$S (gas natural) y 18 U\$S (fuel oil) el millón de BTU para la generación térmica (Barreiro, 2009).

⁹ El precio entre 1993 y 1997 osciló entre los 35 y 46 dólares los mil m³ según la información de la Secretaría de Energía, mientras en Estados Unidos se comercializaba, en igual período, entre 47 y 115 dólares los mil m³, en base a los datos de la *Energy Information Administration*.

Cuadro N° 2. Principales indicadores de la actividad de exploración y extracción de petróleo en Argentina, 1988-2010

		1988	1995	2000	2005	2010
Gas natural	Extracción de gas natural (en millones de m ³)	22.734	30.505	45.135	51.573	47.097
	Reservas de gas natural (en millones de m ³)	773.016	619.295	777.608	428.362	331.881
	Horizonte de reservas de gas natural (en años)	34,0	20,3	17,2	8,3	7,0
	Pozos efectivos de extracción de gas natural (cantidad)	331	630	933	1.307	1.942*
	Productividad pozos gas natural (en miles de m ³ diarios)	188,2	132,7	132,5	108,1	68,3*
	Participación de las primeras 8 primeras empresas (%) ¹	s/d	91,1	88,7	94,3	92,1
Petróleo	Extracción de petróleo (en miles de m ³)	26.123	41.844	44.939	38.632	35.268
	Reservas de petróleo (en miles de m ³)	362.470	379.401	472.781	313.454	334.110
	Horizonte de reservas de petróleo (en años)	13,9	9,1	10,5	8,1	9,5
	Pozos efectivos de extracción de petróleo (cantidad)	9.722	12.544	14.436	18.018	21.289*
	Productividad pozos petróleo (en m ³ diarios)	7,4	9,1	8,5	5,9	4,6*
	Participación de las primeras 8 primeras empresas (%) ²	96,3	87,7	89,8	91,0	85,3
Mixto	Pozos terminados de extracción de petróleo y gas natural (cantidad)	709	1.420	799	1.032	1.145
	Pozos terminados de exploración (cantidad)	103	165	50	62	26
	Relación extracción/exploración (cantidad)	6,9	8,6	16,0	16,6	44,0

¹ En 1988 YPF concentraba el 80,8% de la extracción de forma directa y 19,0% a través de los contratistas. En 2010 las primeras 9 fueron: Total Austral; Repsol-YPF; Pan American; Petrobras; Pluspetrol; Petrolera LF; Tecpetrol y Apache.

² En 1988 YPF producía el 65,2% de la explotación por administración y 32,6% de forma indirecta por medio de los contratistas. En 2010 las primeras ocho fueron: Repsol-YPF; Pan American; Chevron; Petrobras; Occidental Exploration; Petro Andina; Tecpetrol; Total Austral.

*Los datos corresponden a 2009 ya que no fueron publicados los de 2010.

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas de la Secretaría de Energía de la Nación y al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

A partir de la articulación entre la consolidación de la matriz energética dependiente del petróleo y el gas natural y la eliminación de la intervención del Estado durante los 90 en el sector energético, en general, e hidrocarburífero, en particular, el estudio de la dinámica de este último sector es trascendental para analizar el funcionamiento del complejo en su totalidad. En este sentido, dada la fuerte dependencia respecto de los combustibles fósiles en la provisión de energía al conjunto de la economía, el análisis del funcionamiento de dicho mercado permite comprender el estado actual del sector y avizorar las posibles “salidas” ante el crítico estado, en función de establecer una estructura de funcionamiento sustentable en el largo plazo.

4. Las consecuencias “no deseadas” de la “desregulación” del sector primario

Si bien el discurso oficial sostenía que, como consecuencia de la ausencia de regulación de un Estado “ineficiente”, el incremento de la competencia generaría un marcado crecimiento de la inversión de riesgo tanto en el plano de las reservas como en el de los volúmenes de extracción, en base al Cuadro N° 2, se puede cuestionar que ese haya sido el resultado. Al considerar el gas natural, se aprecia un marcado incremento de la explotación hasta 2005, a una tasa anual del 5%, con un posterior descenso hasta 2010. No obstante, al observar las reservas, la situación es considerablemente distinta. Luego del inicio de las reformas se percibe una caída considerable para luego posicionarse en 2000 un 0,6% por encima de 1988. Luego de esa fecha, las reservas descendieron un 57,3% hasta 2010. Esto

ocasionó que el horizonte de reservas cayera de 34 a 7 años, poniendo al límite el abastecimiento futuro.

En lo relativo al segmento petróleo la tendencia es relativamente similar: los volúmenes de explotación entre 1988 y 2000 alcanzaron un incremento anual acumulativo del 4,6% (habiendo obtenido el máximo de extracción en 1998 con 49,2 millones de m³), y luego de esa fecha comenzó un descenso considerable hasta caer un 22% entre 2000 y 2010. Al centrar la atención en las reservas de crudo, la tendencia es semejante. En una primera instancia (1988-2000) se observa un importante auge en torno del 30%, para luego descender un 29% entre 2000 y 2010, lo que generó una caída en su horizonte de 14 años en 1988 a 9,5 en la actualidad.

Es necesario resaltar que la caída registrada desde finales de la década del noventa y principios de la pasada tanto de las reservas como de la extracción de hidrocarburos, impacta en el conjunto del sistema energético por la participación que poseen en la matriz energética (89% en 2010): ya sea a través del gas natural en red de los hogares, comercios o industrias; el consumo de derivados por parte del parque automotor o de las usinas térmicas que producen energía eléctrica, entre otros. Según los últimos datos publicados de 2010 en lo relativo a generación eléctrica, se puede apreciar que el 63,4% corresponde a combustibles fósiles, mientras que las represas hidroeléctricas y las centrales nucleares explican el 36,6% restante¹⁰ (30,1% y 6,5% respectivamente). De este modo, por el rol trascendental que tienen los hidrocarburos, deviene indispensable discutir en torno de las causas que explican la mala *performance* del sector.

En recientes publicaciones realizadas por los ex secretarios de Energía de la Nación (Apud y otros, 2009; Apud y otros, 2011a; Apud y otros, 2011b; Apud y otros, 2011c), la explicación respecto de la insuficiente dinámica del sector apunta a las políticas públicas aplicadas durante la última década que desestimularon la inversión de riesgo.¹¹ En este sentido, sostienen que la razón principal que explica el descenso en los niveles de reservas y explotación responde a la caída de los pozos de exploración acontecidos durante el último decenio, producto de políticas de desincentivo: “La caída de la producción no es casual; y nuestra opinión es que tiene causas en la baja de la actividad exploratoria que se ha producido en la última década y que la actual administración no han logrado ni diagnosticar ni revertir. Nunca Argentina ha explorado tan poco como durante las presidencias de Néstor y Cristina Kirchner” (Apud y otros, 2011a: 3). Para validar sus afirmaciones presentan estimaciones sobre los promedios por década de los pozos de exploración terminados. De este modo, se puede apreciar que entre 1980 y 1989 (con una actividad regulada por YPF y respaldada por un marco normativo afin) en Argentina el número de pozos anual era, en promedio, de 102,6, mientras que entre 1990-1999 el guarismo alcanzaba los 98,9, para finalizar en el último decenio (2000-2009) con apenas 48,4.

Si bien en términos generales la información es correcta,¹² el modo de presentarla les permite validar algo que, en rigor, no es exactamente así. Como se puede percibir en el Gráfico N° 1, luego del inicio de las reformas (1989) en los primeros dos años la cantidad de pozos de exploración se mantuvieron estables (aunque en una menor proporción los realizados por YPF), alcanzando el nivel más bajo en 1992 (en el marco del debate y posterior sanción en el Congreso de la Ley de privatización de YPF, N° 24.145). En el trienio posterior se observa un repunte de las inversiones en exploración, alentadas por la enajenación de la petrolera estatal y la consolidación de la desregulación del mercado y la concesión de 147 áreas en su mayoría en producción y pasibles de ser exploradas. Luego del “fervor” inicial,

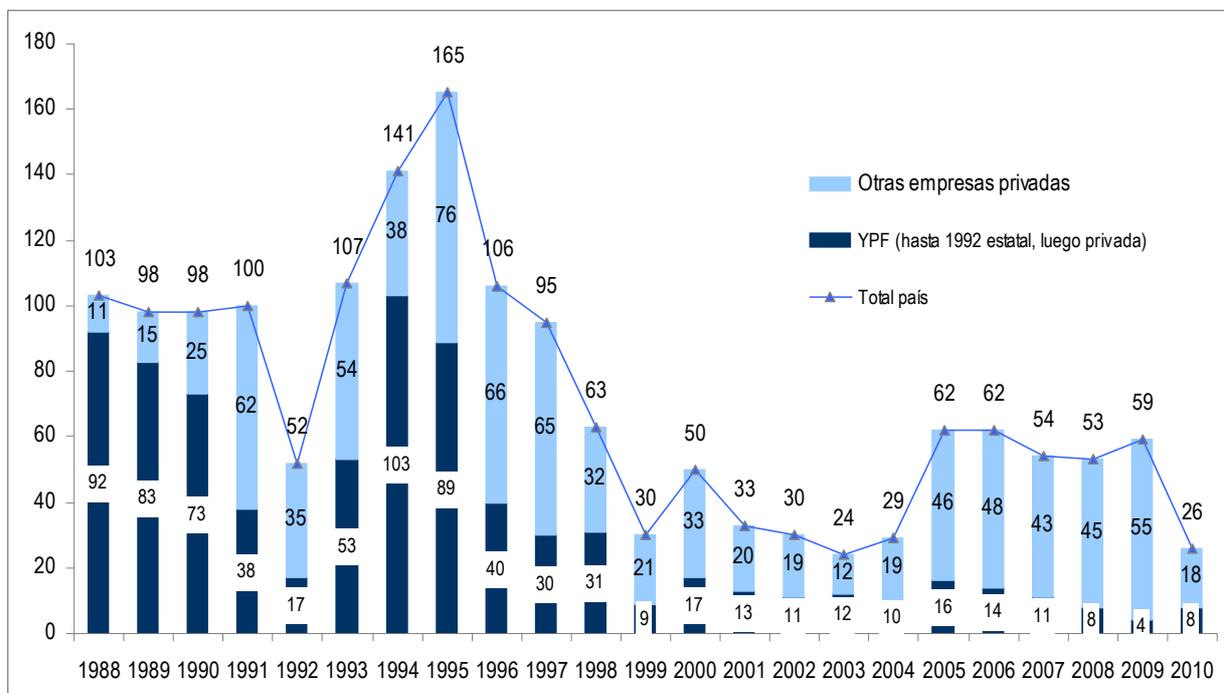
¹⁰ La generación eléctrica por medio de turbinas eólicas significa el 0,02% del total de la energía producida, mientras que la solar es aún menor.

¹¹ Al respecto, los autores sostienen: “La disminución de la producción en un contexto regional donde la mayoría de los países latinoamericanos la aumenta tiene como causal directa la caída de las reservas que se ha dado en nuestro país en los últimos años y que el gobierno nacional ha agravado. La disminución de las reservas está asociada a la falta de inversión de riesgo; y la insuficiente inversión de riesgo, a la falta de una política pública adecuada” (Apud y otros, 2011c: 3).

¹² Según la información recabada de la Secretaría de Energía y del IAPG, los promedios por década calculados son 117,4; 95,7 y 45,6 pozos, respectivamente.

desde 1996 se inició un proceso de reversión de esta tendencia motivada, en gran medida, por la marcada caída de los niveles de exploración de la ex petrolera estatal: de 89 pozos que había realizado en 1995, al año siguiente el número era 40.

Gráfico N° 1. Evolución de los pozos de exploración terminados de petróleo y gas natural en Argentina, 1988-2010 (en cantidad)



Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía y al IAPG.

Como figura en sus balances, los directivos de la “nueva compañía” centraron los esfuerzos en reducir los “costos” (YPF, 1995) e invertir en las actividades que permitieron incrementar las utilidades de la firma en desmedro de aquellas que presentaban alto riesgo –necesarias para ampliar las reservas de hidrocarburos–, con el fin de “asegurar el éxito de YPF y más ganancias para [sus] accionistas” (YPF, 1996: 6).

En un mercado como el argentino, en el que la petrolera estatal era la “dinamizadora” del sector, el repliegue de sus inversiones generó la contracción de la actividad en su conjunto,¹³ dado que el capital privado no asumió dicha iniciativa. En el Gráfico N° 1 se aprecia que con el importante descenso de la cantidad de pozos terminados por YPF S.A. luego de 1995, el mercado perdió el rendimiento que poseía al conseguir niveles marcadamente bajos en el trienio 1998-2000. En efecto, luego de alcanzar el cenit en 1995 con 165 pozos de exploración terminados, en 1998 descendió a 63 y al año siguiente a 30 (con apenas 9 realizados por YPF S.A.). Durante la última década, luego de la exigua cantidad de pozos desarrollados entre 2001 y 2004 (29 en promedio), en el último quinquenio se duplicó la cantidad al arribar a una media de 58 (indudablemente, muy por debajo del promedio de 117 de la década de 1980). En rigor, esta información expresa, por un lado, que si bien es cierto que durante los años transcurridos en el último decenio la cantidad de pozos de exploración fue inferior a la de los períodos previos, los descensos en los niveles de inversión comenzaron en 1996 y se intensificaron

¹³ Vale señalar que en base a la información de sus balances, en el período 1980-1989 la empresa invirtió en exploración el 3,1% de sus ingresos por ventas, mientras que para el decenio siguiente (1990-1999), la participación había descendido al 2,7%, y en la década pasada este guarismo había caído a 1,4%.

desde 1998, por lo que no parece que se debiera únicamente a las modificaciones en las “reglas del juego” del período en que gobernaron Néstor Kirchner y Cristina Fernández, sino a un problema de índole estructural. Por el otro, esta situación pone de manifiesto que la denominada “desregulación” y el proclamado incremento de la “competencia”, no redundaron, como se sostenía, en un considerable aumento de la inversión de riesgo, con el consecuente acrecentamiento de las reservas.

5. Análisis de la performance sectorial: reservas, extracción y rentabilidad

En base a la información del Cuadro N° 2, las reservas de gas natural, luego de una inicial caída,¹⁴ iniciaron un proceso de crecimiento hasta alcanzar el máximo en 2000. Este incremento responde, además del “sinceramiento” de reservas luego del proceso de concesión de áreas, al inicial aumento de los pozos de exploración. Asimismo, y fundamentalmente, corresponde al mejoramiento en el proceso de gerenciamiento de reservorios y el acrecentamiento del factor de recuperación de las reservas debido a que el proceso de apertura de los noventa habilitó el ingreso de mejores tecnologías.¹⁵ Indudablemente, la posterior caída de los pozos de exploración, sumada a la imposibilidad de incrementar el factor de recuperación, redundó en el consecuente descenso de los recursos certificados que implicó una merma del 57,3% entre 2000 y 2010. La situación del petróleo, como se señaló, es similar y responde a los mismos factores que la de gas natural. En efecto, si bien se observa un crecimiento mayor durante los primeros años (motivado por el incremento del factor de recuperación y por el “sinceramiento” señalado), entre 2000 y 2010 las reservas decayeron un 29,3% (Cuadro N° 2). Esto se explica, principalmente, por la escasa inversión de riesgo realizada por los actores que dominaron la actividad que, contrariamente a lo que se sostenía que iba a suceder, no dinamizaron el sector.

En la actualidad, dentro de la superficie sedimentaria del país, existen 24 cuencas prospectables de las cuales 5 son productivas, que fueron descubiertas por YPF cuando era de propiedad estatal, lo que pone de manifiesto que en 20 años de operación privada del sector no se incorporó ni una cuenca nueva a la producción. Estas cuencas que ocupan 1.845.000 km², pueden dividirse en áreas de: “bajo riesgo”, asociadas a zonas en exploración que están siendo explotadas actualmente a través de concesiones, y cuyos yacimientos tienen un grado alto de madurez; “mediano riesgo” ubicadas en zonas periféricas a las áreas en extracción y de los que se dispone de cierta información geológica; “alto riesgo” que se encuentran en cuencas productivas pero con escaso antecedente de explotación y sobre las cuales se posee poca información; y las de “muy alto riesgo” o “de frontera” sobre las que no existe información geológica. Conforme esta división, vale resaltar que las áreas de “bajo riesgo” representan el 3% del total de la superficie sedimentada, mientras que las de “mediano riesgo” ocupan el 6% y las que poseen potencial exploratorio, es decir, “alto o muy alto riesgo” explican el 91% restante (23% y 68% respectivamente) (Vicente, 2003; Barreiro, 2006).

Según sostiene Oscar Vicente (2003), ex presidente de la petrolera Pérez Companc, sobre la Cuenca Neuquina, dentro del área de “bajo riesgo” que representan el 3% del total de la superficie sedimentaria del país, la extensión de las zonas efectivas de explotación es aún menor a ese porcentaje. De este modo, a pesar de que hay distintas posturas respecto del potencial geológico del país dado que existen quienes sostienen que no son “particularmente atractivas” (Petrotecnica, 2003;

¹⁴ Asociada a la revaluación realizada por Gaffney, Cline & Associates antes de iniciar el proceso de concesión, que significó una reducción del 28,7% y 27,9% en petróleo y gas natural, respectivamente. En los años posteriores el “sinceramiento” de las reservas permitió retomar los niveles previos a 1989.

¹⁵ Como sostiene Mirta Galacho: “El Gerenciamiento de Reservorios tiene como objetivo incrementar las reservas por incremento del factor de recuperación de los recursos. El aumento de los coeficientes de recuperación implicará, en algunos casos, aplicar nuevas tecnologías de explotación. Sin embargo en muchos casos sólo con aplicar más eficientemente las mismas tecnologías, se aumentarán sustancialmente esos factores. (...) Cada incremento del 1% en el factor de recuperación incorporará aproximadamente 55 millones de m³ de petróleo” (Galacho, 1992: 22).

Nastri, 2004) mientras otros señalan que hay un “potencial exploratorio interesante” o que “sobran áreas en donde explorar” (Schmale, 2005; Petrotecnia, 2005; Cruz, 2005; Lesta, 2006; Barreiro, 2006), indudablemente, el territorio todavía se encuentra inexplorado ya que las empresas centraron sus inversiones en las 5 cuencas que YPF había descubierto¹⁶ cuando era de propiedad estatal.

Lo que pone de manifiesto esta situación es que la fuerte caída de reservas de hidrocarburos desde 1999 en petróleo y 2000 en gas natural responde a que luego del proceso de “desregulación” del mercado y enajenación de la petrolera estatal, las firmas centraron su actividad en las áreas descubiertas por YPF S.E. y relegaron las de mediano, alto y muy alto riesgo, necesarias para que el país incorpore nuevamente volúmenes importantes de reservas de hidrocarburos.¹⁷ Esto se puede observar al analizar la cantidad de reservas incorporadas entre 1990 y 2004 en campos descubiertos antes de 1990 y luego de ese año. Según la información suministrada por Carlos Enrique Cruz (2005), jefe del grupo de evaluación de riesgo y reservas de Pluspetrol S.A., el crecimiento de reservas en el período señalado, para el caso del petróleo, responde en un 76% a recursos certificados en campos descubiertos antes de 1990, esto es, las áreas de “bajo riesgo” desarrollados por YPF; mientras que las áreas descubiertas luego de esa fecha aportaron el 24% restante. En gas natural la situación es similar dado que el 63% responde a áreas de “bajo riesgo”. En este sentido, el geólogo es contundente:

“Considero que el incremento notable de reservas que se dio en los '90, en general, se debió a la aplicación de nuevos desarrollos tecnológicos, mejora del factor de recuperación y optimización en el manejo de reservorios. (...) Esto se puede ver claramente en estas curvas de evolución de reservas de los últimos quince años, donde la adición de reservas por descubrimientos de nuevos campos no impacta de la misma manera que la incorporación sobre campos ya descubiertos. Fue la utilización de tecnología y la mejora en el factor de recuperación lo que atemperó y destaco, atemperó, la caída de reservas” (Cruz, 2005: 14).

La articulación de la información de los pozos de exploración con esta última declaración, permite sostener que el inicial incremento de reservas hasta finales de la década de 1990 no se debió a fuertes inversiones de riesgo como se sostenía que sucedería sino, principalmente, a aportes de nueva tecnología y reordenamiento del “gerenciamiento” de los campos. La posibilidad de alcanzar la “frontera tecnológica” posibilitó maximizar la producción de los yacimientos que, combinada con escasa inversión de riesgo (por la reducción de costos), permitió obtener ganancias extraordinarias. Esta falta de incorporación de “nuevo” petróleo y gas natural –dado que se explora en las cuencas históricas de YPF– y el fuerte incremento de la extracción (Gráfico N° 2), generaron el actual agotamiento o “maduración” de los yacimientos. La estrategia aplicada por el “oligopolio petrolero energético” consistió en la sobreexplotación de los yacimientos junto con su subexploración, con el objetivo de maximizar el lucro privado (contrapuesto, y en este caso se observa con claridad, al beneficio social). Esto se puede observar, al analizar la relación de pozos terminados de exploración por cada uno de explotación, que se presenta en el Cuadro N° 2. En efecto, mientras que durante 1988 por cada pozo terminado destinado a la búsqueda de nuevas reservas de ambos hidrocarburos había 6,9 dedicados a la extracción, luego de las reformas la correlación era de 8,6 en 1995; 16,0 en

¹⁶ Esto en gran medida fue posible ya que en el proceso de fragmentación de la petrolera estatal, previo a su privatización, el sector privado accedió a concesiones de exploración principalmente en áreas de escaso riesgo, quedando desiertas las licitaciones del “Plan Argentina”, ubicadas en zonas de alto o muy alto riesgo (Barrera, 2011).

¹⁷ Un dato de no menor importancia es que el mega yacimiento de gas natural Loma la Lata que contiene el 14% de las reservas y del que se extrae el 13% del gas natural del país, fue descubierto por YPF S.E. en 1977 luego de que empresas extranjeras exploraron en la zona sin éxito alguno. Esto demuestra, por un lado, que no es real la mayor “eficiencia” del sector privado, pero por otro, que el hecho de que no se estén descubriendo reservas nuevas de considerable importancia no quiere decir que sea porque no existen más recursos económicamente viables en el país (considerando, además, que el sector privado no realiza inversiones de riesgo) (Hechem, 2010).

2000, hasta alcanzar el máximo de la serie en 2010 con 44 pozos terminados de explotación por cada uno de exploración.¹⁸

En parte, esto se enlaza con la “commoditización” del recurso estratégico que se aprecia en el coeficiente de exportación¹⁹ que tuvo un marcado incremento de 2,6% en 1989 a 41,4% en 1996, para luego estabilizarse en torno del 35% hasta 2002. Luego de ese año, si bien descendió hasta el 9% en 2008, en la actualidad se ubica en el 15%. Vale resaltar que en el período 1989-2010 se exportaron 7 años de consumo doméstico de petróleo medido en valores de 2009, el 70% de este crudo fue vendido, en promedio, a 20 dólares el barril, cuando en la actualidad se ubica en 100 dólares y la oferta actual no alcanza para satisfacer la demanda.

En base a la información del Gráfico N° 2, se puede observar que el incremento de los pozos de explotación señalados, se corresponde con un marcado aumento de la extracción de crudo que alcanzó su punto máximo en 1998, con 49,2 millones de m³ –producto de la incorporación de nueva tecnología y de pozos que YPF había relegado hacia finales de la década de 1980–.²⁰ No obstante, luego de esa fecha, se inició un proceso de declive de la producción que significó que entre ese año y 2010 descendiera un 28%. En 2003, en el marco de la disputa entre las petroleras y el gobierno por el cobro de derechos de exportación luego de la devaluación de la moneda local²¹, Oscar Vicente escribió:

“La producción, que creció desde unos 28 MMm³ en 1990 y alcanzó un pico máximo en 1998 con más de 49 MMm³, comenzó a caer por efecto del derrumbe de los precios internacionales y se mantiene, aún hoy, en valores declinantes, apenas superiores a los 44 MMm³ en 2002. Si analizamos la evolución de la producción y las reservas de petróleo durante la última década, vemos que ambas han crecido significativamente, salvo por el estancamiento en la producción en 1998 y la disminución en 1999, por un efecto externo como fue la caída de los precios internacionales” (Vicente, 2003: 9).

Si bien es real que el precio de 1998 fue el menor en la serie histórica presentada, al año siguiente los valores se habían recuperado (20% por encima de 1992) y eran muy cercanos al promedio de la convertibilidad (18,4 dólares por barril), por lo que no parece que el motivo de la caída de los niveles de explotación tuviera relación directa con los precios. Asimismo, tal como se puede apreciar en el Gráfico N° 2, el precio medio interno en dólares en la posconvertibilidad, si bien es inferior al internacional (derechos de exportación mediante), duplica la media del período 1989-2001 (con un precio en 2010 que es 2,7 veces superior al del promedio de dicho interregno).²²

¹⁸ Vale aclarar que 2010 es un caso excepcional debido a la muy baja cantidad de pozos de exploración, aunque similar a la de 2003 y 2004. Si se considera la relación de 2001 a 2010, la cantidad de pozos desciende a 24,4.

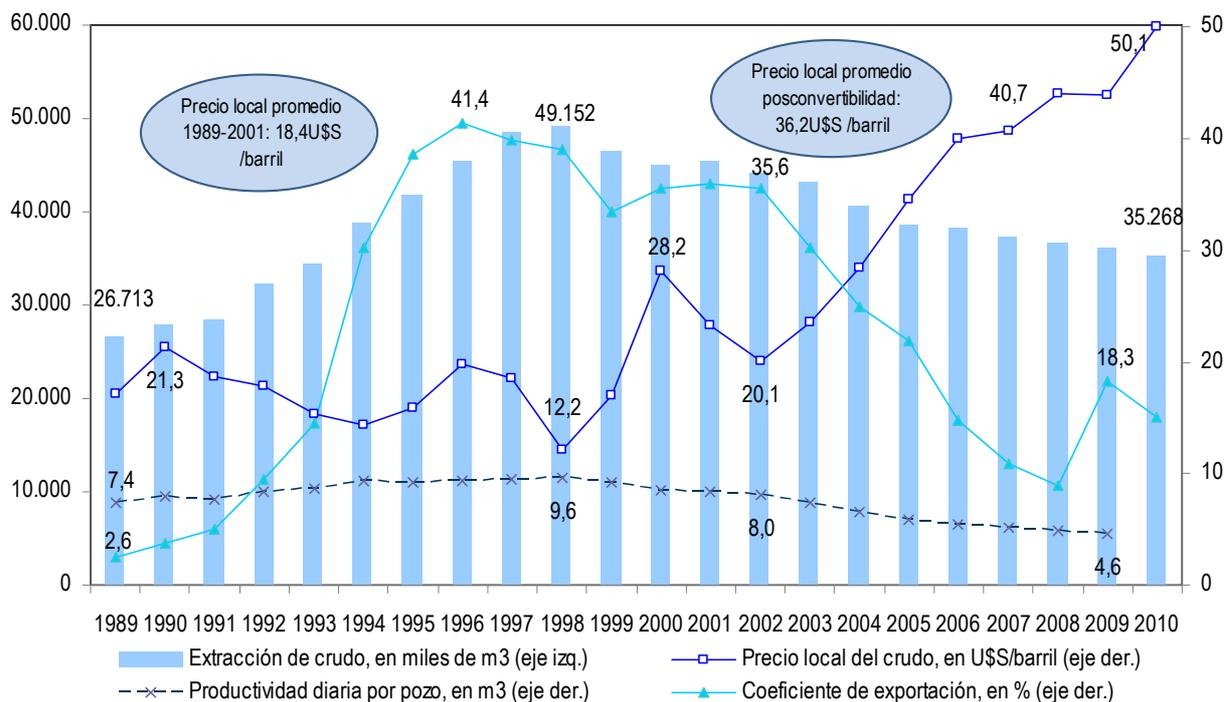
¹⁹ Medido como la relación (en m³) entre las ventas al exterior y el volumen de crudo extraído.

²⁰ El gobierno radical de Raúl Alfonsín implementó el Plan Huergo que, dada la necesidad de generar fuertes y acelerados incrementos en la extracción, consistía, entre otras cuestiones, en concentrar las inversiones de YPF en las zonas centrales y marginales más productivas, en detrimento de las secundarias con menores rendimientos, lo que significó que gran cantidad de áreas pasaran a la inactividad.

²¹ Con la Ley de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 sancionada en 2002, se habilitó el cobro de derechos de exportación a los hidrocarburos por el plazo de 5 años (prorrogados hasta la actualidad). Con el Decreto N° 310/02 se fijó, en cuanto al petróleo, un arancel a la exportación del 20%. A los dos años, por medio de la Resolución N° 337/04 se estableció un nuevo valor del 25% en la alícuota, el cual fue modificado por la Resolución N° 532/04 que fijó diferentes valores conforme el precio del barril fuera subiendo (en caso de que el barril fuera igual o superior a los 45 dólares, el derecho de exportación se establecería en el 45%, como valor máximo). Finalmente, en 2007 a través de la Resolución N° 394, se estableció una alícuota móvil en función de un valor de referencia (que en petróleo es de 60,9 dólares el barril), un valor de corte (42 dólares el barril) y el precio internacional del crudo.

²² En la actualidad, el precio interno del petróleo ronda los 70 dólares el barril.

Gráfico N° 2. Evolución de la extracción de crudo y la participación de las exportaciones, precio local y productividad por pozo, 1989-2010



Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía y al IAPG.

En rigor, los motivos que explican la caída de la extracción desde 1998 deben buscarse en los descensos de la productividad de los yacimientos.²³ En efecto, luego de la apertura y la “desregulación” del mercado, con la nueva tecnología se incrementó la productividad hasta alcanzar los 9,6 m³ diarios en 1998, llevándolos a niveles similares a los de principios de la década de 1980. Sin embargo, como respuesta a la falta de inversión de riesgo señalada y, consecuentemente, la escasa incorporación de “nuevas” áreas con grandes yacimientos, los pozos vigentes comenzaron a “madurar” y, por ende, alcanzaron un rendimiento menor. Si, como sostiene Vicente, la producción comenzó a descender por la caída de los precios internacionales, deberían haber salido de la producción los yacimientos más costosos y con menores rendimientos, con lo que la productividad debería haberse incrementado, situación que no se corresponde con la evidencia empírica. Luego del rendimiento máximo de 1998, la productividad por pozo inició un camino descendente hasta alcanzar los 4,6 m³ en 2009.

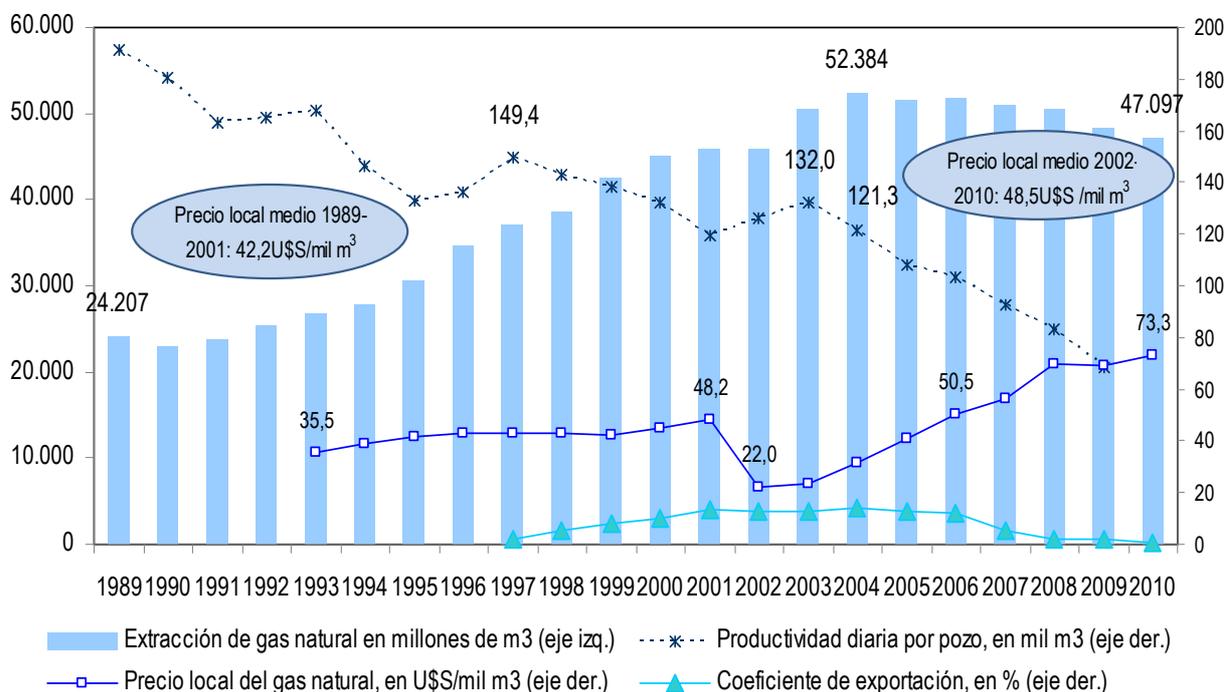
En el caso del segmento de gas natural, se puede observar que la productividad de los pozos se encuentra en descenso desde el inicio de las reformas en 1989, con una fuerte caída desde 2003. De esta manera, mientras que entre las fechas señaladas la productividad declinó un 31%, de 2003 hasta el final de la serie, este guarismo decreció un 48%, lo que pone de manifiesto la maduración de los yacimientos, producto de la falta de inversiones. El argumento de los líderes del sector gira en torno de que con los precios “posdevaluación”, no podían realizar las inversiones necesarias para incrementar los volúmenes de explotación, razón por la cual desde 2004 se encuentran en franco descenso. Si bien es cierto que con la eliminación de la caja de conversión el precio interno del gas natural (en dólares) descendió fuertemente, luego de 2004 por medio del Decreto N° 181/04, se habilitó el incremento del valor del gas natural lo que posibilitó que, hacia 2006, se superara los niveles previos a 2001. Al

²³ Se alude a la relación que existe entre la cantidad de pozos en producción efectiva y los volúmenes de crudo que se extraen.

considerar los precios entre la posconvertibilidad y el período previo, se observa que, en promedio, en la actualidad son 15% superiores a los vigentes durante la década del noventa, alcanzando en 2010 los 73,3 dólares el m³ (52% por encima de 2001) (Gráfico N° 3).

Como consecuencia del incremento de la demanda de gas natural (producto de la reactivación de la industria, el comercio, el consumo de los hogares y la necesidad de generar mayor electricidad por medio de las centrales de ciclo combinado, entre otros) y la caída de los niveles de extracción, la Secretaría de Energía firmó la Resolución N° 265/04 por medio de la cual suspendió las exportaciones excedentes de gas natural,²⁴ disposición que redundó en la caída del coeficiente de exportación que había alcanzado el máximo nivel en 2004. Asimismo, con la finalidad de que parte de las importaciones de gas natural sean financiadas por los compradores externos se implementaron derechos de exportación del 20%, que luego alcanzaron el 45% y dos años después se incrementaron al 100% instruyéndose a la Aduana “para que aplique como base de valoración de las exportaciones de gas natural, el precio más alto establecido para esta mercadería en los contratos de importación de gas natural a la República Argentina aplicables en cada momento”. Como ejemplifica Juan Ramos Mejía: “Un contrato de suministro de gas [exportación] por U\$S 2/ MM Btu pasaría a pagar U\$S 2,25 / MM Btu en concepto de impuestos aduaneros (45% de U\$S 5 /MM Btu), de forma que el exportador argentino operaría a pérdida si no lograra transferir al menos una parte de este derecho de exportación al importador” (Ramos Mejía, 2008: 38).

Gráfico 3. Evolución de la extracción, coeficiente de exportación, precio local y productividad por pozo de gas natural (1989-2010)



Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía y al IAPG.

²⁴ Esta medida la tomaron basándose en la Ley N° 24.076 (de privatización de Gas del Estado que fija el marco regulatorio del sector) que en su artículo N° 3 establece: “Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno”.

Todo parece indicar que la merma en la extracción tanto de gas natural como de petróleo se debe a la escasa exploración previa –que impidió encontrar “nuevos” yacimientos con alta productividad, y la consecuente “maduración” de los existentes–, asociada a la “reticencia inversora” (Azpiazu y Manzanelli, 2011; Manzanelli, 2011) de este núcleo de empresas aún en un contexto de fuerte crecimiento del precio del petróleo en dólares en el plano local y, en menor medida, del gas natural. No parece que, como sostiene el grupo de los ex secretarios de Energía, el freno de las inversiones de riesgo se deba al cambio en las reglas de juego y la implementación de derechos de exportación que inhibieron la captación del precio pleno por parte de las empresas del sector, dado que, como se señaló, el deterioro de los indicadores en petróleo es previo al cambio de “modelo económico”. En el caso del gas natural, si bien el descenso en los niveles de producción es posterior a 2004, la caída de la productividad de los yacimientos y la falta de inversión en exploración es muy anterior a esa fecha. Aún con la captación total del precio de paridad internacional durante la década de 1990, el sector privado tendió a concentrarse en la explotación de áreas de mayor productividad, relegando la exploración en zonas de riesgo.

En los balances de las principales empresas del sector se expresa, a su vez, la aludida subexploración y sobreexplotación de los yacimientos que les permitió obtener beneficios extraordinarios. En efecto, la utilidad sobre ventas del segmento “explotación y exploración” de Petrobras, YPF y PAE, entre 2002 y 2010, permite observar que poseen ganancias que, en algunos años, alcanzan el 48,1% sobre ventas. En promedio, en el período señalado, la empresa brasilera alcanzó un ratio de 21,1%, mientras que el de Pan American Energy fue del 23,3%, muy por encima de las ventas de la cúpula empresaria argentina (descontando las cinco petroleras señaladas) que se situaron en el 5,5%²⁵ (Cuadro N° 3). Asimismo, se puede apreciar que la rentabilidad de este sector es ampliamente superior a la del segmento refinación. De esta manera, mientras que en el interregno 2002-2010, Petrobras y Shell tuvieron una pérdida sobre ventas del -0,5% y -2,3%, respectivamente, Esso tuvo una ganancia de apenas el 0,5%. En el caso de Repsol-YPF, la ganancia operativa²⁶ sobre ventas en el segmento “exploración y explotación” (36,0%) fue cinco veces superior a la de refinación (7,2%). En definitiva, esta información permite resaltar ciertos elementos. En primer lugar, teniendo en cuenta los datos previos, se manifiesta la elevada rentabilidad en un marco de falta de inversión de riesgo y sobreextracción de los yacimientos. En segundo, que la política de precios desregulados²⁷ del crudo y la contención en lo relativo a la comercialización de los derivados, le impone márgenes de rentabilidad negativos o muy acotados a las empresas analizadas (entre las cuatro explican el 99% de la refinación de petróleo del país). Finalmente, que las compañías integradas verticalmente como Repsol-YPF y Petrobras pudieron suplir la exigua o negativa rentabilidad del segmento de refinación con las utilidades provenientes de los demás procesos productivos de la cadena de valor, lo que les permitió cerrar sus balances con importantes márgenes de ganancia.²⁸

²⁵ Aun considerando que la rotación de capital es diferente, los márgenes son altos.

²⁶ Dado que Repsol-YPF no publica la utilidad *neta* sobre ventas cuando desagrega por sector, se consideró la ganancia operativa. No obstante, si bien es válida para observar el diferencial de rentabilidades entre ambos segmentos, este dato no es comparable con la utilidad neta sobre ventas de Petrobras y PAE ya que no tiene descontado los ingresos y egresos provenientes de resultados financieros y tenencias, ni el impuesto a las ganancias.

²⁷ Si bien los derechos de exportación permitieron contener parcialmente los precios, como se señaló en el Gráfico N° 2, en promedio, durante la década pasada duplicaron los valores de la media de la convertibilidad. Asimismo, más allá de esta medida no existieron regulaciones que cambiaran la tendencia del sector.

²⁸ No parece ser un hecho aislado que Petrobras haya vendido en 2011 Refinería San Lorenzo, su planta fluvial y una serie de estaciones de servicio al empresario Cristóbal López, por una suma de 102 millones de dólares que comenzó a operar con la marca *Oil Combustibles* (Petrobras, 2011). Asimismo, Pan American Energy estaría por adquirir por 800 millones de dólares la refinería de Campana, una planta de lubricantes, tres terminales de distribución de combustibles en Campana, Galván y San Lorenzo (Santa Fe), y alrededor de 500 estaciones de servicio (90 propiedad de Esso). Indudablemente, en base a la nueva conformación de los precios del mercado, la integración vertical se presenta como una alternativa para competir en el sector distribuyendo pérdidas y ganancias en el interior de la cadena de valor de las respectivas empresas.

Cuadro N° 3. Utilidad neta sobre ventas de las principales empresas del sector, 2002-2010 (porcentaje)

	Exploración y explotación	Refinación y distribución
Petrobras	21,1	-0,5
Repsol-YPF*	36,0	7,2
PAE	23,3	-
Shell	-	-2,3
Esso	-	0,5
Cúpula empresaria sin las cinco firmas del cuadro**	5,5	

*La empresa no publica la utilidad neta por segmento, por lo que se utilizó la *operativa*.

**Se trata de un subuniverso de las empresas de la elite empresaria, que se encuentra delimitado por las firmas (167 en promedio) de las que se tiene registro de ambas variables: ventas y utilidades. Se excluye a Repsol-YPF, Shell, Esso y Petrobras.

Fuente: Área de Economía y Tecnología de la FLACSO y Balances de las empresas.

La escasa inversión de riesgo del mercado primario tiene estrecho vínculo con una de las consecuencias de la “desregulación” y apertura del mercado hidrocarburífero: la extranjerización del sector. La proliferación del capital internacional –o de empresas locales que operan de forma transnacionalizada– que analiza el proceso de acumulación desde una estrategia global, implicó que las empresas buscaran acrecentar la ganancia en el mercado doméstico sin la necesidad de reinvertir utilidades en la búsqueda de nuevos yacimientos *in situ* –habilitado por contextos normativos que por acción u omisión avalan estos procesos–. La lógica de acumulación a escala mundial les permite “monetizar reservas” y maximizar su valor presente sin reponer las cantidades extraídas, dado que evalúan riesgos y costos en diversas latitudes e invierten allí donde pueden maximizar los beneficios, sin considerar las necesidades de los países en donde operan. El caso de Repsol en Argentina, empresa que compró en 1999 el 97,46% de las acciones de la ex petrolera estatal, permite ejemplificar esta situación. Según consta en los balances de la compañía, mientras que entre 2000 y 2004 (último año que desagregan la información), el 17% de los ingresos por ventas los obtuvieron en Argentina (65% en España), el 47% de las ganancias fue percibida en el mercado doméstico (32% en el país ibérico) y apenas el 27% de las inversiones fueron realizadas en Argentina (37% en España y 28% en el resto de América Latina). Se puede observar, en primer lugar, que la mayor rentabilidad sobre ventas fue percibida en el mercado local y, en segundo, que mientras los mayores beneficios eran alcanzados en Argentina, las inversiones eran realizadas en escasa magnitud en este territorio, lo que significó un drenaje constante de utilidades hacia otros mercados.²⁹

En definitiva, el proceso de “desregulación” y extranjerización del sector, elementos todavía vigentes en la actualidad a pesar de ciertas medidas aisladas, significaron una pérdida de capacidad decisoria en lo relativo al desarrollo de la actividad desde una perspectiva local y asociada a las necesidades del crecimiento de la economía. En este sentido, el gobierno centró las medidas principalmente en la participación en la renta petrolera por medio de derechos de exportación (que, a su vez, posibilitaron contener parcialmente los precios internos –aunque en la actualidad tienen un valor 3,8 veces superior a la media de la convertibilidad–), pero no modificó el núcleo duro de las políticas de los noventa,

²⁹ Existen dos datos más que se encuentran en esta sintonía. El primero remite también a Repsol-YPF que en 2009 sus principales accionistas (Repsol España y Grupo Petersen) acordaron distribuir en forma de dividendos el 90% de las utilidades de la empresa, en vez de reinvertirlas en mayor exploración de hidrocarburos (YPF, 2010). Otro dato que permite ver cómo operan “globalmente” estas firmas es el de British Petroleum y su intención de vender su participación (60%) en Pan American Energy (conglomerado formado con el grupo local Bidas), para afrontar la multa que habían estimado que les cobrarían ante el derrame de petróleo ocasionado en el Golfo de México. Dado que finalmente el monto a abonar fue menor al proyectado, la operación con la empresa China Cnooc (quien posee el 50% de las acciones de Bidas y que iba a comprar el paquete de BP) se canceló.

asociado a la transferencia de la capacidad regulatoria a un acotado número de empresas que controlan el sector y trazan las inversiones en función de sus intereses (ocho empresas controlan el 85% y 92% de la extracción de petróleo y gas natural, respectivamente). El incipiente proceso de nacionalización del capital privado de Repsol-YPF desde 2008, fomentado por el gobierno, con la compra del 25,46% del paquete accionario por parte del Grupo Petersen (asociados al sector bancario), tenía como supuesto que el capital nacional antepondría los intereses colectivos antes que los privados. No obstante, en base a la información de sus balances, la empresa, de 2008 a 2010, distribuyó dividendos en una magnitud muy superior a las utilidades obtenidas.³⁰ En efecto, mientras que en ese período la firma distribuyó el 144% de las ganancias, entre 1999 y 2007 la magnitud fue del 75%.

En el fondo, todavía no logró desterrarse la concepción de los hidrocarburos como *commodity* instalada con las reformas neoliberales –típidamente cuestionada en la actualidad–, que permitió la venta de los recursos sin un sentido estratégico de reposición dado que, según se sostenía, el comercio internacional supliría la abundancia o escasez de recursos.³¹ En el presente, dados los altos precios internacionales y las demandas energéticas producto del crecimiento económico, existe mayor consenso respecto de considerarlos como un bien estratégico –con valor económico–; no obstante, es necesario plasmar una reforma integral del marco “(des)regulatorio” heredado de los noventa.

Esto se observa al analizar el incremento en las importaciones de apenas cuatro combustibles, todos ellos clave para garantizar la generación de electricidad y el consumo industrial y residencial: gasoil, fuel oil, gas natural y gas licuado de petróleo. En efecto, en el Cuadro N° 4 se aprecia que entre 2003 y 2011 el total de los productos seleccionados alcanzó un incremento anual acumulativo del 87,9%, con fuerte desempeño del fuel oil y el gas natural licuado. Este marcado aumento significó que estos cuatro componentes del balance energético pasaran de representar el 8,8% al 80,3% del total de combustibles y lubricantes importados. Sin embargo, la contribución de cada uno de estos combustibles al crecimiento general de las importaciones energéticas, permite observar que el gasoil fue el derivado que mayor impacto tuvo al concentrar el 44,7% del incremento total, seguido por el gas natural licuado (21,8%), fuel oil (11,8%) y gas natural gaseoso (6,4%). Indudablemente, esto traccionó al conjunto de las importaciones energéticas que crecieron a una tasa anual del 42,6%, muy superior a la del total de las compras externas de la economía (23,3%).

Tras la merma en la exploración, la caída en la extracción de gas natural y petróleo junto con el estancamiento en la refinación de crudo, generaron un descenso en los volúmenes exportados que, combinado con el marcado auge de las importaciones terminó ocasionando que en 2011 la balanza comercial energética arrojara un déficit de 2.931 millones de dólares, luego de 21 años de superávit. Esta situación presenta un evidente problema estructural de la economía producto de la existencia de una matriz energética dependiente de los hidrocarburos en un contexto de fuerte caída de la extracción de petróleo y gas natural, elemento que confirma su insustentabilidad. Si bien la tasa anual de crecimiento de las importaciones de los cuatro combustibles seleccionados entre 2003 y 2011 fue del 42,6%, si se toman los últimos dos años (2010-2011) el aumento fue del 145,3%.³² Si se mantiene la actual tendencia de caída de los niveles de producción y el crecimiento del conjunto de la economía,

³⁰ Estos dividendos fueron utilizados por el Grupo Petersen para pagar las cuotas acordadas de la compañía.

³¹ En esta línea se expresaba uno de los secretarios de Energía de Carlos Menem, Carlos Bastos: “Todo ello como consecuencia de la realización de inversiones por parte de los nuevos operadores, las que se traducen en rápidos incrementos de la producción, respondiendo a la desregulación de los precios y a la libertad para exportar tanto crudos como derivados. (...) El país ha abandonado la idea de ‘autoabastecimiento a cualquier costo’. Esto resulta coherente con el proceso de transformación de la economía en general y del sector petrolero en particular (...). Obviamente el autoabastecimiento es un concepto que no tiene sentido económico. La cuestión de si el país es exportador o importador depende del precio del petróleo, de los riesgos y de los costos de desarrollo de nuestros propios recursos” (Bastos, 1993a: 34-35)”.

³² Indudablemente, estos cuatro componentes arrastraron al conjunto de las importaciones del sector (“combustibles y lubricantes”) las cuales aumentaron un 110% en igual período.

este tipo de importaciones sufrirán fuertes incrementos que, indudablemente, en el corto plazo pueden generar un “cuello de botella” para el conjunto de la economía como resultado de la reducción del superávit comercial.

Cuadro N° 4. Evolución de las importaciones de los principales combustibles, en millones de dólares corrientes y porcentaje (2003 y 2011)

	2003	2011	Tasa anual acumulativa, 2003-2011	Contribución al crecimiento, 2003-2011
Gasoil	47	4.004	74,5	44,7
Gas natural licuado	0	1.927	356,5	21,8
Fuel oil	0	1.045	841,0	11,8
Gas natural gaseoso	2	571	101,6	6,4
Total productos seleccionados	49	7.547	87,9	84,8
Total “Combustibles y lubricantes” Argentina	550	9.397	42,6	100,0
Saldo balanza energética	4.867	-2.931	-	-
Total importaciones de la Argentina	13.851	73.922	23,3	-
Participación productos seleccionados en el total de importaciones de “Combustibles y lubricantes” (%)	8,8	80,3	-	-
Participación de “Combustibles y lubricantes” en el total de importaciones del país (%)	4,0	12,7	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a información del INDEC.

6. Reflexiones finales

La crítica situación actual del sector requiere de una política estratégica de corto, mediano y largo plazo que permita diseñar una matriz energética autosustentable. El análisis aquí presentado permite sostener que el “modelo privatista” de los hidrocarburos está “agotado”. El predominio del mercado durante los últimos veinte años tuvo como colofón la generación de inversiones a corto plazo³³ que terminaron consolidando una matriz energética dependiente de los hidrocarburos a la par que caían los niveles de reservas y la productividad de los yacimientos. De este modo, el agotamiento de las reservas “baratas”, descubiertas por YPF estatal y aprovechadas por el capital privado para internalizar altas ganancias y renta petrolera, exige inversiones de riesgo por parte de este sector, elemento que contrarresta la lógica de maximización de utilidades que sustentó al “modelo privatista”. Esta situación presenta un panorama complejo para el devenir de la economía en su conjunto por la creciente demanda, ahora satisfecha mediante importaciones. La “reticencia inversora” de las últimas décadas debido a la ausencia de un marco normativo que obligue a reinvertir las utilidades para reponer los volúmenes de crudo extraídos, generaron una persistente caída tanto en los niveles de reservas como de producción. En este marco y dada la extranjerización del sector y la participación de empresas locales que operan de forma transnacionalizada, así como la existencia de costos de exploración mayores en la Argentina que en otras parte del mundo, puede conllevar la afluencia del capital hacia

³³ Entre otros ejemplos, a través de centrales térmicas para generación de energía como en la sobreexplotación de los yacimientos sin su consecuente exploración, para maximizar renta.

otras latitudes privando de inversiones de riesgo al mercado doméstico. Esto podría evitarse en caso de que el capital privado comercializara los productos a precio internacional, situación que terminaría impactando regresivamente en la competitividad de la economía y en la distribución del ingreso al encarecer los precios de la energía local, para favorecer a un puñado de empresas que se encuentran entre las más rentables del país.

En este marco, la intervención del Estado desde una perspectiva que modifique el accionar de los actores se presenta como un elemento ineludible. Hasta la actualidad, la injerencia estatal de la última década no permitió transformar la arquitectura institucional del mercado, dado que se centró en captar una porción de la renta petrolera por medio de los derechos de exportación que, a su vez, permitió contener parcialmente los precios internos (amén de las distintas rentabilidades entre el sector primario y el de refinación). La dinámica adquirida por la empresa Enarsa (Energía Sociedad Anónima), que terminó operando principalmente como una comercializadora internacional, tuvo nulo impacto hasta la fecha en el mercado primario de hidrocarburos a través de las escasas uniones transitorias formadas con otras firmas para explorar el océano argentino.

De esta manera, la renacionalización del sector con un cambio del paradigma energético y el retorno de la concepción de “recurso estratégico” se presenta como un elemento de sustancial relevancia. Para ello, existen distintas alternativas: una de ellas es la reestatización de la actual Repsol-YPF. Sin embargo, esta posición presenta ciertos inconvenientes. Cuando se privatizó la petrolera estatal, el monto percibido por el Estado en sus distintas etapas fue levemente inferior a los 7.000 millones de dólares por una compañía que poseía el 50% de las reservas de petróleo y el 48% de las de gas natural del país. Antes de los rumores de una supuesta estatización su valor de mercado fluctuó en derredor de los 15.000 millones de dólares, pero posee apenas el 19% de los recursos certificados tanto de crudo como de gas natural de la Argentina. Asimismo, dispone de algo más un tercio de las reservas de petróleo y de un cuarto de las de gas natural de cuando se privatizó y su precio sería el doble. De esta manera, la reestatización de la empresa bajo estas condiciones significaría el cierre del “ciclo privatista”: adquisición a precios subvaluados de reservas; sobreexplotación y subexploración para maximizar ganancias y renta a corto plazo –redistribución de dividendos–; y compra del Estado cuando la reinversión de utilidades resulta ineludible.

Ante esta perspectiva, si el precio de la firma se mantiene en 15.000 millones (y siempre que el Congreso no decida su expropiación a un menor precio), una de las posibles alternativas es la creación de una empresa estatal mixta, integrada verticalmente, entre la Nación y las provincias que comience a operar sin una inversión de divisas de gran envergadura con una determinada cantidad de áreas que pueden provenir de:

- la reversión a las provincias de las concesiones de explotación que no hayan cumplido con los compromisos asumidos;
- la derogación del Decreto N° 1.212/89 y el artículo 3 de la Ley N° 24.145 (que permitió que YPF S.A. conservara la totalidad de las áreas una vez privatizada) para que las empresas que exceden las concesiones de explotación y permisos de exploración de las permitidas por la Ley N° 17.319, las reviertan a las provincias.

Estas medidas de corto y mediano plazo permitirían que el Estado comenzara a operar en el mercado de hidrocarburos sin una inversión de divisas de gran envergadura. Asimismo, y fundamentalmente, la renacionalización del sector debería apuntar a modificar el paradigma energético, al generar un marco regulatorio que permita superar el heredado de la década de 1990 (a través de la derogación de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589), que fije rentabilidades acordes a los costos internos, que elimine la libre disponibilidad de los hidrocarburos y que establezca permisos otorgados por la autoridad competente para las exportaciones e importaciones de hidrocarburos y sus derivados.

En otro orden, pero con estrecha vinculación, cuanto antes se debería encarar una política a largo plazo que permita la diversificación de la matriz energética para eliminar su fuerte dependencia de los hidrocarburos, situación que traerá aparejado la reducción del impacto negativo que en la actualidad posee la compra externa de hidrocarburos tanto en la balanza externa como en materia fiscal. Pero incluso permitirá, por medio de la producción de energía primaria a través de emprendimientos estatales, comenzar a licuar el poder de mercado que actualmente poseen 10 firmas privadas que concentran y controlan, cuanto menos –a raíz de que poseen inversiones en otras fuentes de energía como también en los distintos eslabones de la cadena–, el 80% de la producción de energía primaria del país y presionan para fijar precios.

En este sentido, deviene inevitable invertir en el desarrollo y construcción de fuentes alternativas de energía acordes a las potencialidades del país: eólica en el sur, hidráulica en el centro, solar en el noroeste, nuclear, etc. Si bien estas obras demandan una fuerte inversión inicial, por lo general presentan bajos costos de mantenimiento, se proveen de “combustible” gratuito –con excepción de la nuclear– y, fundamentalmente, pueden ser desarrolladas con tecnología local. En este sentido, existen empresas locales como el caso del INVAP que desarrolló turbinas eólicas que se adaptan a los vientos domésticos, con costos inferiores a las importadas; situación similar a la planta nuclear de baja potencia, Carem. En lo relativo a la hidroelectricidad, actualmente se considera que apenas se aprovecha el 20% del potencial del país con lo que podría quintuplicarse la producción de energía bajo esta fuente, con la posibilidad de realizarlo a través de proveedores y fuerza de trabajo locales. Ante los crecientes costos de los hidrocarburos (por su escasez, ligazón con los conflictos políticos mundiales y/o presiones locales), el desarrollo doméstico de nuevas energías permitirá consolidar una masa crítica y un avance científico que redundará en costos decrecientes en estas tecnologías, con la consecuente contribución a la reducción de la dependencia externa en tecnología y divisas. En esta línea, la nacionalización de los hidrocarburos con control estatal permitirá derivar parte de la renta del sector a la diversificación de la matriz energética en pos de tornarla sustentable; pero, principalmente, posibilitaría que las utilidades del sector sean reinvertidas en la exploración de nuevos yacimientos, ámbito en el que el capital privado no demostró interés.

Referencias

Apud, Emilio; Araoz, Julio César; Devoto, Enrique; Echarte, Roberto; Guadagni, Alieto; Lapeña, Jorge; Montamat, Daniel; Olocco, Raúl (2009): “Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino”. 11 de marzo. Buenos Aires.

Apud, Emilio; Araoz, Julio César; Devoto, Enrique; Echarte, Roberto; Guadagni, Alieto; Lapeña, Jorge; Montamat, Daniel; Olocco, Raúl (2011a): “Sector energético argentino: Balance de la gestión de gobierno 2003-2010”. Documento elaborado por los ex secretarios de Energía. 16 de marzo. Buenos Aires.

Apud, Emilio; Araoz, Julio César; Devoto, Enrique; Echarte, Roberto; Guadagni, Alieto; Lapeña, Jorge; Montamat, Daniel; Olocco, Raúl (2011b): “La caída de las reservas de hidrocarburos. El problema más importante del sector energético Argentino”. Documento elaborado por los ex secretarios de Energía. 4 de mayo. Buenos Aires.

Apud, Emilio; Araoz, Julio César; Devoto, Enrique; Echarte, Roberto; Guadagni, Alieto; Lapeña, Jorge; Montamat, Daniel; Olocco, Raúl (2011c): “La verdadera situación energética que encontrará el nuevo gobierno”. Documento elaborado por los ex secretarios de Energía. 4 de julio. Buenos Aires.

Azpiazu, Daniel (2003): “Las privatizaciones en la Argentina: Diagnósticos y propuestas para una mayor competitividad y equidad social”. Buenos Aires: Miño y Dávila.

- Azpiazu, Daniel y Manzanelli, Pablo (2011): "Reinversión de utilidades y formación de capital en un grupo selecto de grandes firmas". En *Realidad Económica*. N° 257. Buenos Aires. pp. 56-81.
- Barreiro, Eduardo (2006): "El suministro de gas y petróleo en la Argentina durante el próximo decenio". En *Revista Petrotecnia*. Año 47. Junio. Buenos Aires. pp. 26-40.
- Barreiro, Eduardo (2009): "La complejidad del negocio de energías alternativas en la Argentina". En *Revista Petrotecnia*. Año 50. Agosto. Buenos Aires. pp. 24-34.
- Barrera, Mariano A. (2011): "Análisis del proceso de fragmentación y privatización de YPF: un estudio de su transformación en el marco de la desregulación del mercado primario de hidrocarburos (1989-1999)". Tesis de maestría, MIMEO, Buenos Aires.
- Basualdo, Eduardo (2006): "Estudios de historia económica argentina: desde mediados del siglo veinte a la actualidad". Buenos Aires: Siglo XXI.
- Cruz, Carlos Enrique (2005): "El gran desafío de ampliar las fronteras de la exploración". En *Revista Petrotecnia*. Año 46. Diciembre. Buenos Aires. pp. 8-26.
- Galacho, Mirta (1992): "El gerenciamiento de reservorios y el incremento de las reservas de petróleo". *Actualidad Energética*. Buenos Aires. N° 41. pp. 22-25.
- Hechem, Jorge (2010): "Breve historia sobre el descubrimiento de Loma La Lata". En *Revista Petrotecnia*. Buenos Aires. Año 51. Abril. pp. 10-17.
- Kozulj, Roberto y Bravo, Víctor (1993). *La política de desregulación argentina: antecedentes e impactos*. Buenos Aires: Centro Editor de América Latina.
- Lesta, Pedro (2006): "La exploración del margen continental argentino: presente y futuro". En *Revista Petrotecnia*. Año 47. Abril. Buenos Aires. pp. 10-14.
- Manzanelli, Pablo (2011): "Peculiaridades en el comportamiento de la formación de capital en las grandes empresas durante la posconvertibilidad". *Revista Apuntes para el cambio*. Año 1. N° 1. Noviembre-diciembre. Buenos Aires. pp. 23-37.
- Martínez de Hoz, José Alfredo (1976): "Presentación del programa económico", Discurso de asunción como Ministro de Economía. Buenos Aires. 2 de abril de 1976, 15 páginas.
- Menem, Carlos (1992): "El 'Plan Argentina' en Houston". En *Gabinete Paralelo*. Buenos Aires. Informe N° 2. pp. 145-148.
- Menem, Carlos (1993): "Renuncia a tendencias hegemónicas". *Actualidad Energética*. Buenos Aires. N° 45. pp. 24-25.
- Nastri, Enrique Juan (2004): "Los hidrocarburos en la Argentina: ¿qué hacer?". En *Revista Petrotecnia*. Año 45. Diciembre. Buenos Aires. pp. 72-76.
- Petrotecnia (2003): "Carta de la Comisión Directiva: Los desafíos". En *Revista Petrotecnia*. Año 44. Agosto. Buenos Aires. pp. 3-3.
- Petrotecnia (2005): "Situación actual de la exploración y explotación de petróleo y gas en la Argentina". En *Revista Petrotecnia*. Año 46. Junio. Buenos Aires. pp. 8-14.
- Poder Ejecutivo Nacional (1973a): "Plan Trienal para la Reconstrucción y la Liberación Nacional (1974-1977)", Tomo I, Buenos Aires.
- Poder Ejecutivo Nacional (1973b): "Plan Trienal para la Reconstrucción y la Liberación Nacional (1974-1977)", Tomo III, Buenos Aires.
- Ramos Mejía, Juan (2008): "El régimen jurídico del abastecimiento interno de hidrocarburos". En *Revista Petrotecnia*. Buenos Aires. Año 49. Abril. pp. 32-52.

Schmale, Walter (2005): "La Argentina tiene potencial exploratorio". En Revista Petrotecnia. Año 46. Abril. Buenos Aires. pp. 3-3.

Vicente, Oscar (2003): "El futuro de los hidrocarburos en la República Argentina". En Revista Petrotecnia. Buenos Aires. Año 44. Octubre. pp. 8-18.

YPF (1995). Memoria y Balance General, 1994. Buenos Aires. Ejercicio N° 18. pp. 1-104.

YPF (1996). Memoria y Balance General, 1995. Buenos Aires. Ejercicio N° 19. pp. 1-116.

YPF (1998). Memoria y Balance General, 1997. Buenos Aires. Ejercicio N° 21. pp. 1-63.

YPF (2010). Memoria y Balance General, 1999. Buenos Aires. Ejercicio N° 21. pp. 1-84.