



Tendencia de las inversiones petroleras en la Argentina. Un caso más de las transformaciones del mercado petrolero mundial

María Jimena Segura Bordenave-Gassetat
Universidad de Buenos Aires
jimesegu@hotmail.com

Resumen

El precio internacional del petróleo mostró, a partir del año 2003, una suba histórica comparable a la de fines de la década de 1970 por la que se consumara en ese entonces la llamada “crisis energética”. Sin embargo, a diferencia de ese período, el incremento del precio, señal típicamente utilizada por el capital para su movimiento entre las diferentes ramas productivas, no resultó en aumentos significativos de la capacidad productiva de la industria petrolera. Consideramos pertinente en el marco de la elaboración del presente trabajo, el desarrollo de las determinaciones de la inversión de capital en el sector energético a fines de presentar las características históricamente específicas de la producción actual. Es en este sentido en que aparece significativamente el rol del progresivo ingreso del capital financiero en torno a esta producción. Siendo históricamente la Argentina poseedora de un gran potencial en materia de energía, queda por resolver las cuestiones que llevan a que la situación energética local, sea presa de un debate que apunta a señalar las posibilidades de una crisis en un mediano o corto plazo, al enfrentar ciertas deficiencias en casi todos los aspectos que hacen al abastecimiento de energía.

Palabras clave: ENERGÍA-INVERSIÓN-ARGENTINA

Abstract

The international price of oil since 2003 showed a historical hike comparable to the end of the '70s when the so-called "energy crisis" emerged. However, in contrast to that period, the increase in the price, signal typically used by capital to their movement between the different production branches, not resulted in significant increases in productive capacity in the oil industry. We consider relevant in the context of the preparation of the present paper, the development of the determinations of the capital investment in the energy sector at the end of the historically specific features of the current production. It is in this sense that appears significantly the increasing role of financial capital on this production. As Argentina historically possesses a great potential in the field of energy, is needed to resolve the issues that contributes to the local energy situation, according to a debate that aims to point out the likelihood of a crisis in a medium or short term, in the face of certain shortcomings in almost all the aspects that make the supply of energy.

Keywords: ENERGY-INVESTMENT-ARGENTINA

Recibido: 3 de septiembre de 2010

Aprobado: 28 de noviembre de 2010

Precios locales e internacionales

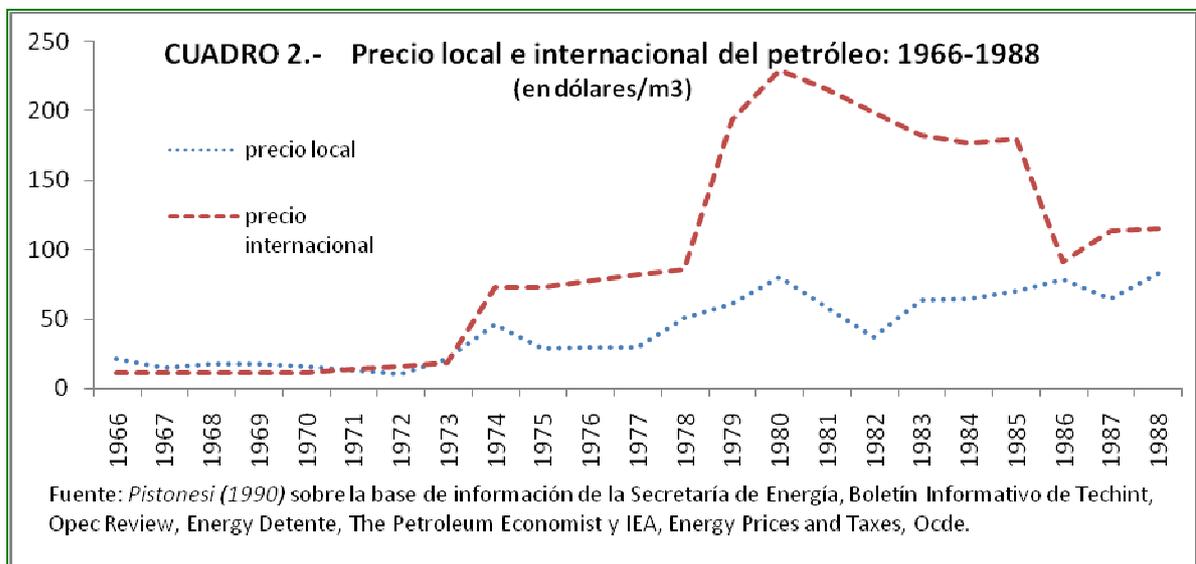
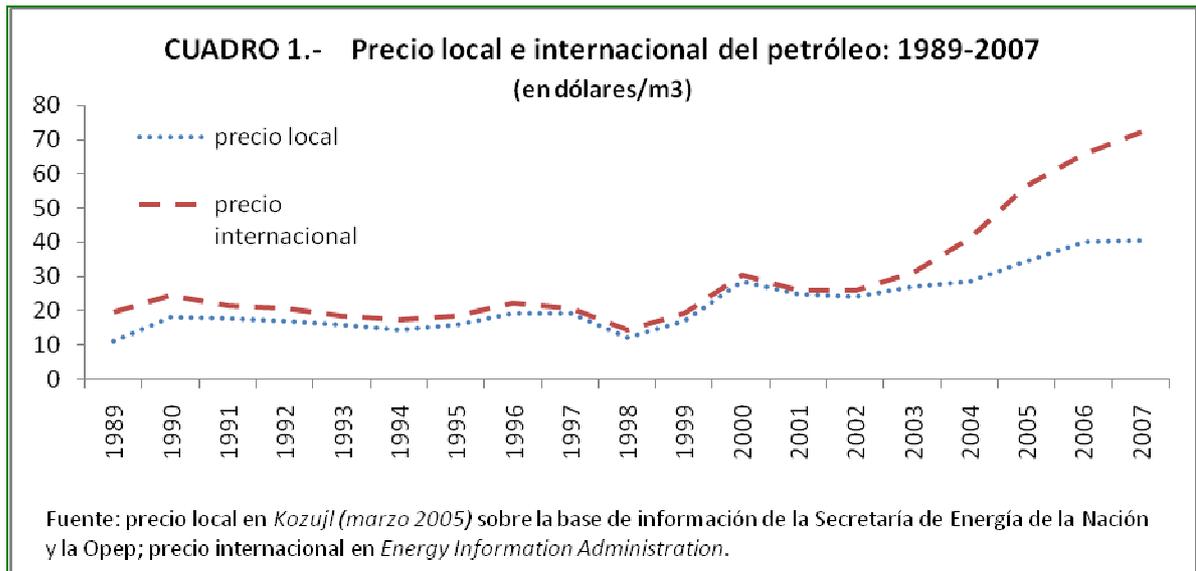
La reestructuración de la industria petrolera argentina a partir de las reformas de los años noventa, que tuvieron como eje la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), concretaron el cambio de orientación de la política nacional respecto a la producción energética. Uno de sus principales objetivos fue el realineamiento de los precios locales respecto a los internacionales a través del Plan Argentina de 1991. Existía previamente una política local de precios del petróleo fijados mediante acuerdos entre YPF y el sector privado que, en tanto se mantenían por debajo de los precios internacionales, daban lugar a una apropiación de la renta petrolera por parte del capital local consumidor de este insumo energético básico. En la primera etapa de la reforma, se transfirieron áreas de exploración y producción al sector privado, se otorgó la libre disponibilidad del crudo obtenido, la desregulación de los precios y la eliminación de trabas al comercio exterior.¹ Posteriormente, las refinerías y otros activos de YPF fueron vendidos, y cedidos determinados porcentajes de asociación con otras empresas. En 1990 se había transformado a YPF en una sociedad anónima que gradualmente fue privatizada, culminando este proceso hacia el año 1993. Los yacimientos estatales se convirtieron en licencias y concesiones de explotación, y a partir de 1992, se federalizó el dominio de los hidrocarburos, de esta manera se descentralizaba la apropiación estatal de la renta. Con la privatización, una mayor porción de la renta petrolera se destina al capital invertido directamente en el sector. En esta primera venta de activos, se estima que el 63,1% pertenecía a fondos privados extranjeros, que se componía de fondos de inversión de Estados Unidos, seguido de otros actores institucionales del Reino Unido y Francia.² En 1999 la mayor parte de las acciones son vendidas a la española Repsol. En este sentido la privatización de YPF consistió en un traspaso de gran parte de la renta petrolera nacional a disposición de capital extranjero. Por estas modificaciones, los precios internos del crudo en dólares se mostraron más estrechamente relacionados con aquellos correspondientes a las vicisitudes de la demanda y oferta mundial de petróleo (Cuadro 1).³ A partir de la crisis petrolera de 1974 los precios locales habían quedado desfasados de los precios internacionales, y recién hacia 1988 comenzaron a equipararse por la caída internacional de los precios.⁴ Aún así, los precios se fueron ajustando y acompañando la histórica suba de la década de 1970 (Cuadro 2).

¹ Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”, *Análisis del mercado de combustibles líquidos en la República Argentina*, abril de 2000.

² Kozujl (2002).

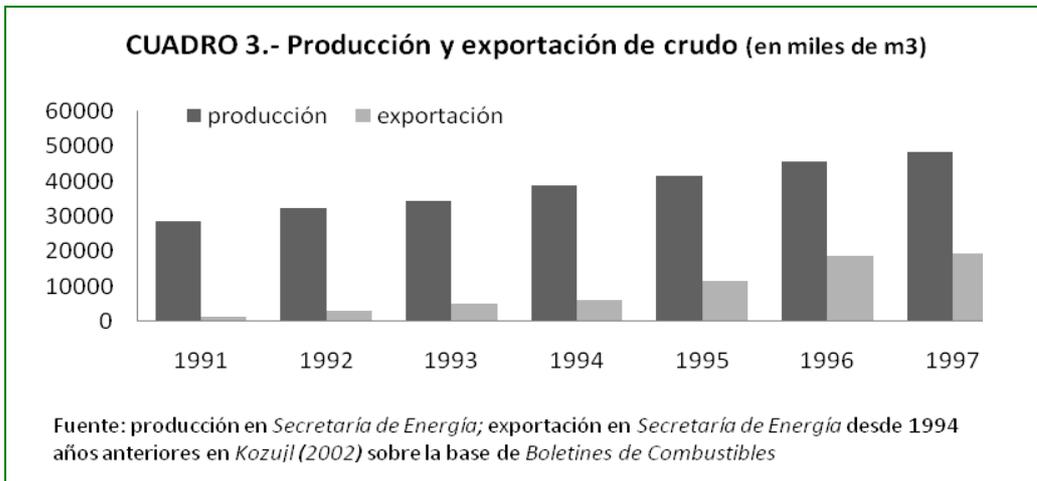
³ Kozujl (2005).

⁴ Pistonesi (1990).



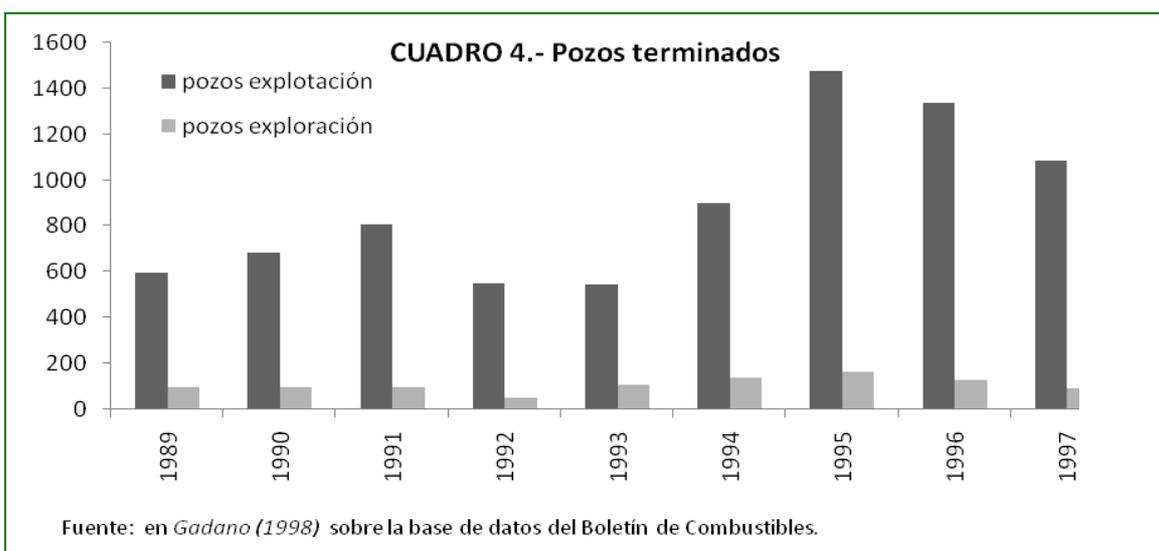
YPF concentraba antes de la reforma, aproximadamente las dos terceras partes de la capacidad de refinación, donde mayormente se procesaba todo el crudo disponible y se exportaban los derivados no demandados por el mercado local. A partir de 1990 se procesa más crudo en las refinerías del país, pero luego de la venta de las refinerías, en 1993, disminuyen los niveles de procesamiento de derivados y su exportación. La Argentina no era rentable a nivel regional en la etapa de *downstream*, las refinerías mostraban falencias. Por tanto el incremento en la producción de crudo de este período, fue a parar en gran parte a su exportación para ser procesado en refinerías del exterior, ya que si bien aumenta la actividad económica local desde 1991 y por ende la demanda de petróleo, crece a su vez -y en especial a partir de 1993- la participación de la exportación de crudo respecto a la producción total (de hecho en 1993 cae la tasa de crecimiento del producto bruto interno a precios constantes). De esta manera podría decirse que la exportación de crudo fue el estímulo principal al aumento de la producción del período luego de la privatización (Cuadro 3). Esto refleja el distanciamiento de la producción energética de las necesida-

des directas del mercado local frente a la del capital petrolero extranjero que opera a nivel regional o trasnacional. En este sentido, el posterior desarrollo tecnológico y de inversión estará íntimamente ligado al interés de estos capitales en particular. Sobre esta base, la alineación de los precios locales con los internacionales fue esencial, especialmente en un contexto internacional de oscilaciones de precio del petróleo crudo.



Inversión y producción

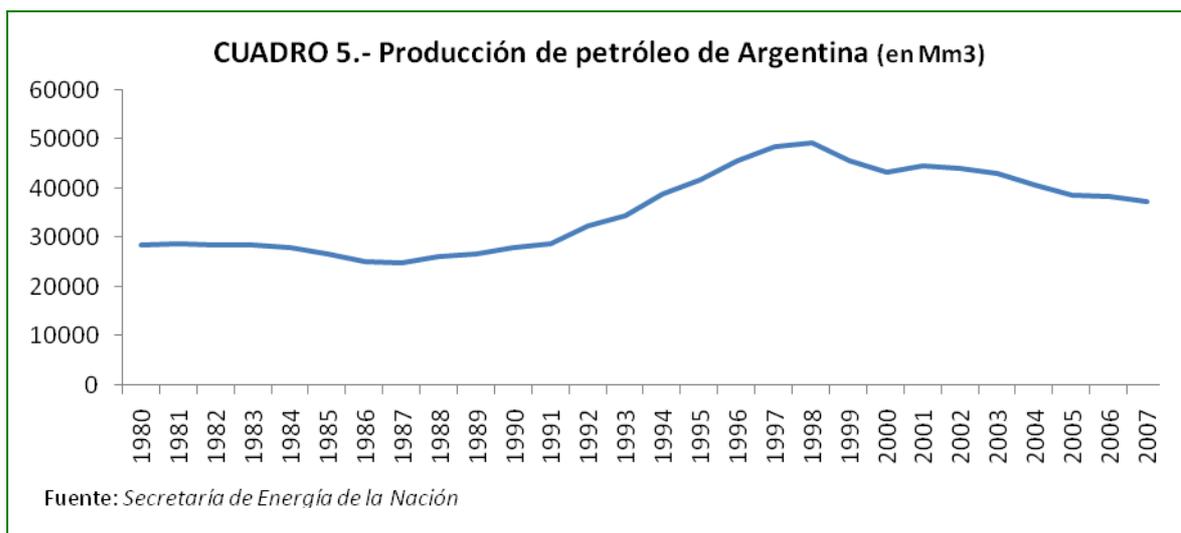
Posteriormente a 1993, año en que culmina el proceso de privatización de la producción, refinación y comercialización de crudo, se registra un aumento considerable en el número de pozos de petróleo terminados de explotación (Cuadro4).⁵



⁵ Gadano (1998).

A partir de 1996 y en mayor medida hacia 1997, el número de pozos terminados comienza a descender -cabe señalar que la tasa de éxito para 1996 y 1997 fue más alta que en los años previos-.⁶ En 1997 y 1998 los precios caen a partir de la crisis asiática que tuvo impacto mundial en la industria petrolera. Para estos años se reduce el número de pozos terminados en la Argentina y, como se verá posteriormente, la inversión en producción de petróleo a nivel mundial.

A pesar de ello, al observarse el ciclo de producción de petróleo en la Argentina durante la década de 1990, se ve una tendencia ascendente que recién se revierte hacia 1999 (Cuadro 5).



Este aumento en la producción nacional de petróleo, se basó en el crecimiento en la perforación de pozos de explotación, y del relativamente estancado número de pozos terminados de exploración, es decir, se trató de un aumento en la tasa de extracción sobre yacimientos ya existentes, facilitado por las innovaciones en la industria en recuperación secundaria.⁷ (Tabla1)

Tabla 1: Pozos en explotación, pozos en exploración, reservas y producción.

Período	pozos explotación (promedio)	pozos exploración (promedio)	reservas/ producción (años)
1976-82	583	105	14
1983-89	669	118	14
1990-94	698	99	10
1995-00	978	92	9

Fuente: Kozujl (2002) sobre datos de la Secretaría de Energía e LAPG, Boletín de Combustibles varios.

⁶ La tasa de éxito es la cantidad de pozos productivos respecto a los pozos de exploración. En 1997 fue del 59%, en 1994, 1995 y 1996 fue de 41%, 48% y 53% respectivamente (ver Gadano, 1998).

⁷La recuperación secundaria de petróleo es la obtenida por inyecciones de gas o agua en los pozos.

El escenario de aumento de la producción de crudo y baja actividad exploratoria no es específico de la Argentina y la política privatista local; por el contrario, y como veremos a continuación, esta relación aparentemente contradictoria se manifestó como un fenómeno de carácter mundial. En este sentido, podría entenderse a las reformas de los años noventa como el viabilizador local de un proceso de carácter más general, que presentamos a continuación.

Transformaciones del mercado petrolero mundial

En la década de 1970 Estados Unidos se quedó sin capacidad propia de excedente de petróleo y se entorteció el ritmo de descubrimientos locales, por lo que el capital norteamericano reduce la inversión petrolera en su país. Siendo el principal consumidor mundial, aumentó la dependencia global sobre el petróleo de Medio Oriente, en tanto los descubrimientos de Alaska y del Mar del Norte aún no eran explotables por la falta de desarrollo tecnológico para la explotación en condiciones climáticas extremas y de gran profundidad *off shore*. A partir del golpe de Estado de Gadafi de 1969 en Libia, se refuerza el poder de los países petroleros, donde surgen campañas sobre la soberanía y el control de sus recursos energéticos. A lo largo de esta década los países exportadores de petróleo aumentaron su participación en los beneficios, y fijaron precios más altos sin consultar a las tradicionales compañías petroleras que producían el petróleo en sus países (generalmente asociadas en consorcios): Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, Gulf, Royal Dutch Shell, British Petroleum, Jersey, Socony y Total. Por otra parte se sucedió una ola de nacionalizaciones parciales de las filiales de estas empresas en Libia, Argelia, Irak y Kuwait. De esta forma comenzaron a proliferar nuevos tipos de contratos en que las grandes petroleras pasaron de ser poseedoras de licencias y concesiones, a contratistas con derechos para explorar, producir y comercializar crudo.

El empeoramiento en las condiciones de oferta de petróleo de Estados Unidos y el despunte de la inflación norteamericana, llevó a Nixon a abolir el sistema de cuotas de importación para morigerar el creciente precio del combustible, lo que dio lugar a un considerable aumento en las importaciones a través de las cuales las refinerías y petroleras que operaban en ese país compraban todo el petróleo al que lograran acceder. De esta forma aumentaron los precios de mercado respecto a los oficiales establecidos por contrato. Los países exportadores de petróleo, apuntaron a aumentar la porción obtenida del aumento del precio que básicamente acaparaban las empresas al comprar más barato el crudo de sus países y venderlo más caro en el exterior. El embargo de 1973 por el enfrentamiento árabe-israelí, fue el mecanismo para lograrlo. La apropiación de renta petrolera por parte de estos países había dado lugar al desarrollo de un capital local, que conjuntamente con el proceso de descolonización y la crisis del capital norteamericano, transformaron gradualmente las características del mercado petrolero mundial. Las

nuevas empresas estatales petroleras tenían la capacidad de imponer mayores condiciones a las empresas norteamericanas y europeas, en representación de los intereses de estos capitales locales más concentrados. Como forma de avance en la apropiación en el valor de sus recursos, mediante la nacionalización lograron en muchos casos dar fin a viejos canales de comercialización en donde estas compañías revendían el crudo de Medio Oriente. Las empresas estatales ahora vendían directamente a muchos de sus consumidores; el petróleo vendido por los países directamente al mercado aumentó del 8% en 1973 al 42% en 1979.⁸

En el período de posguerra el petróleo ocupaba una porción cada vez más preponderante en el consumo total de energía. Las altas tasas de crecimiento mundial presionaban al aumento en la demanda mundial de crudo, dando lugar a un prominente mercado que se encontró con una nueva masa de productores de petróleo. Posteriormente al proceso de nacionalizaciones, la creación de numerosas empresas estatales y nuevos canales de comercio, fueron las condiciones que este acrecentado sector productivo ofreció para la conformación de nuevos nichos de ganancia para el capital. Por su parte el proceso de desregulación financiera internacional de comienzos de los setenta, la mayor movilidad de capital y el crecimiento del endeudamiento, dieron lugar a la proliferación de inversores financieros que encontraron en las características de este mercado una base para su acumulación.

A fines de 1978 los inversores compraban cada vez más petróleo frente al aumento de su precio, de esta manera el sector se encontraba al límite de la capacidad productiva. Con la revolución iraní de 1978, se suspenden los acuerdos de compra-venta preestablecidos, por lo que aparecieron una multitud de nuevos compradores por fuera de este tipo de contratos, entre los cuales los más dinámicos fueron Japón, las refinerías independientes y algunas compañías estatales que acudieron al mercado al contado para abastecerse. Se consuma de esta manera el fin del clásico sector integrado, al quebrarse los estrechos vínculos que históricamente existían entre el nivel inicial y final del ciclo productivo; de esta forma el mercado al contado y la intermediación pasan así a ser el centro del negocio. Surgen una cantidad de nuevos intermediarios como casas de comercio y especuladores que obtienen ganancias en la compra y venta de crudo y en el arbitraje que ofrece las diferencias entre los precios al contado y los precios de contrato. Por otra parte las nacionalizaciones habían llevado a las grandes compañías de petróleo a reorientar nuevamente sus inversiones, de esta manera perdía la OPEP su dominio mundial frente a las incorporaciones de Alaska, el Mar del Norte, México y otras regiones en el esquema mundial de producción. Crecía así también, el número de productores en busca de nuevos mercados de consumo.

Durante los años de suba de precio del petróleo e inflación, el capital financiero requirió de un resguardo de valor que se orientó hacia las acciones petroleras y el financiamiento de inversiones destinadas a aquellas mercancías poseedoras de renta como el petróleo. Se invertía pidiendo prestado a ban-

⁸ Yergin (1992).

cos e inversores con petróleo de garantía, aumentó considerablemente el precio de los terrenos dónde perforar y de las ciudades cercanas a los yacimientos, además se estimulaba a que gran parte del ahorro familiar se destinara al petróleo. La inminente crisis de sobreproducción ofrecía bajos rendimientos para otro tipo de instrumentos financieros. Por su parte, la creciente necesidad de capital para exploración y explotación de petróleo, especialmente en tanto se reorientaban las inversiones a pozos menos productivos, encontró en el desarrollo mundial del capital a crédito la base para su desenvolvimiento.

Las altas tasas de crecimiento mundial de comienzo de la década, el alto precio del petróleo, el desarrollo del sector financiero -en parte estimulado por el incremento en la renta petrolera en países con capitales locales de un nivel de concentración en aumento pero aún limitado- encontraron su propio límite que se manifestó por medio de la crisis de principios de los años ochenta. Las reservas mundiales de petróleo habían crecido enormemente, pero la demanda comenzaba a caer; la naciente década daba comienzo a un ciclo recesivo mundial y de descenso en el precio del crudo. A la consiguiente baja de precios colabora el hecho de que por los altos precios de los hidrocarburos durante la década anterior, se había producido un incremento en la inversión de energías alternativas, y en el aumento de la conservación o rendimiento energético.

El tráfico y comercio de crudo se había desarrollado dentro de las petroleras al nivel de establecerse en unidades o centros específicos en donde aparecía el objetivo de la obtención de ganancia comercial como finalidad propia y separada del ciclo productivo. Esta transformación al interior de las empresas estaba asociada al avance del poder del capital financiero sobre sus acciones. Por sus características, la gestión del capital a crédito, desligado de la relación directa con la producción, exige plazos cortos en su valorización que le dé la capacidad de rotar con mayor versatilidad de una esfera productiva a la otra. Si bien ello facilita la acumulación del capital total, le impone condiciones al ciclo productivo modificando el carácter de la producción al interior de las unidades productivas. Las inversiones de largo plazo, y aquella considerada como la incorporación de medios de producción específicos vinculados a un sector productivo en particular, son cuestiones que encuentran poco eco en un período en que el capital se aferra a su significado más general: valor que busca valorizarse.

Los inversores institucionales (fondos de pensión, mutualistas y monetarios) poseían tres cuartas partes de las acciones de las grandes compañías petroleras, por lo que reclamaban mayores beneficios y en el corto plazo.⁹ El valor de las acciones no reflejaba el de las reservas, ya que éstas no se valorizaban por la caída en la demanda y la consecuente y gradual desinversión en el sector. De esta manera se avanzaba en la adquisición de reservas y activos para fusionar o quebrar capitales a fines de revalorizar sus acciones. Las inversiones se focalizaban en este tipo de operatorias que encontraban su base en la sobreproducción, la cual hacía más barato comprar explotaciones existentes infravaloradas que añadir

⁹ Yergin (1992).

barriles por prospección. Por otra parte, estos inversores ya no estaban preocupados por la inflación y habían pasado del financiamiento de la producción de petróleo a este tipo de transacciones. En este marco se avanzó con la privatización de empresas o activos petroleros estatales, otorgando a esta forma de capital nuevas bases de extracción de ganancia en un período de deflación. En 1987 se privatiza la British Petroleum, la Kuwait Oil Company se asocia con refinerías privadas, Aramco de Arabia Saudita con Texaco forman una empresa mixta, en 1989 se privatiza Repsol¹⁰ y comienza un proceso de privatizaciones en América Latina. Este desarrollo en la centralización del sector se manifestó en la bancarrota de pequeños productores y recortes de personal al interior de las empresas. Y encuentra en la reducción de liquidez para financiar la prospección y explotación de petróleo, una de las bases concretas de su desenvolvimiento.

Oscilaciones y guerra. Los años noventa.

Irak decide invadir Kuwait en agosto de 1990 dando así comienzo a la llamada Guerra del Golfo. Esta guerra tuvo como resultado acciones destructivas sobre pozos e infraestructura petrolera, lo que generó que en el mismo mes de la invasión, la producción de petróleo para los países de la OPEP cayera en un 14,3%.¹¹ Este suceso implicó para el mes siguiente una escalada en el precio del petróleo que alcanzó los 33,6 dólares el barril,¹² o sea un aumento de más del 59% en un mes (ver Cuadro 1).

Existe en este período una particularidad a tener en cuenta. Al observar la década de 1980, pueden encontrarse recortes de producción mensuales que no lograron la escalada del precio que se observó en 1990. A diferencia de ese entonces, en los noventa no se resurgía de un escenario de precios récord, de la consecuente incorporación de nuevos capitales y de picos históricos en la producción. Por el contrario, la desinversión y desaparición de pozos menos productivos fue típico de esta industria en los años ochenta. Por ello el progresivo aumento en el consumo y la producción desde fines de esta década, llevó a que esta contracción en la oferta repercutiera de forma inmediata en una suba del precio.

Sin embargo, la transitoriedad de este pico en el precio de principios de los años noventa, tuvo que ver nuevamente con el nivel de acumulación de capital mundial para ese entonces. La crisis bursátil de 1987 y la crisis japonesa llevaron a una nueva etapa de descenso en el crecimiento de la economía mundial hacia 1989. Si bien no existió una caída anual en el producto bruto de los países medido por su poder de compra (PPP), se manifestó una caída en la tasa de crecimiento comparable a la de principios

¹⁰Entidades financieras como el Bilbao Bizcaya y la Caixa se apropian de la mayoría de sus acciones. En el año 2005 se retira BBVV y SCyV se apropia del 20% de las acciones de Repsol. SCyV es una entidad constructora cuyos accionistas mayoritarios son financieras e inmobiliarias.

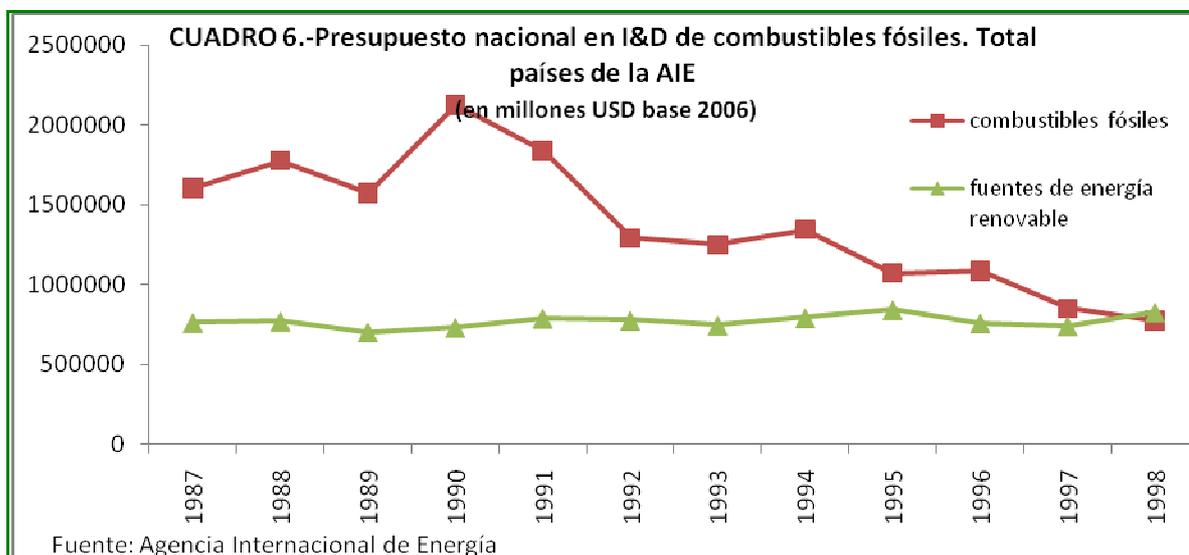
¹¹ October 2008 Monthly Energy Review. Energy Information Administration.

¹² Dow Jones & Company

de los años ochenta. Situación ésta que persiste hasta el año 1993.¹³ Aún con la leve recuperación en el crecimiento a partir de 1993, no se alcanzaron los niveles de crecimiento anteriores a 1988. Y en esto consiste gran parte de la diferencia entre la suba de fines de los años setenta y las de los noventa. No existía como en la década de 1970 una ingente necesidad de poner a producir nuevos pozos.

En 1997 con la crisis asiática y la consecuente reducción en el crecimiento del producto bruto mundial¹⁴ el precio del petróleo cayó, llegando en 1998 a un precio constante 50% más bajo que el de 1986, incluso el más bajo desde 1973.

Las oscilaciones de este período no correspondieron a oscilantes variaciones en el valor de la extracción del petróleo, sino a diferencias entre la oferta y la demanda, las cuales a su vez obtuvieron reacciones diversas del precio al encontrarnos con una relación producción/capacidad de producción, diferente respecto al de una década atrás. De esta forma, acorde con los precios alcanzados hacia mediados de los ochenta, éstos rondaron un promedio que se sostuvo desde esos años durante la década de 1990. Este precio oscilante respecto a un promedio relativamente estable para estos años, sumado a niveles de crecimiento que se mantuvieron con una tendencia decreciente desde fines de los años ochenta, implicaron el sostenimiento de una caída en los niveles de inversión. Un indicador que refleja este proceso de desinversión es el presupuesto de los gobiernos de los países miembros de la Agencia Internacional de Energía (IEA) destinados a inversión en combustibles fósiles en general.¹⁵ (Cuadro 6)



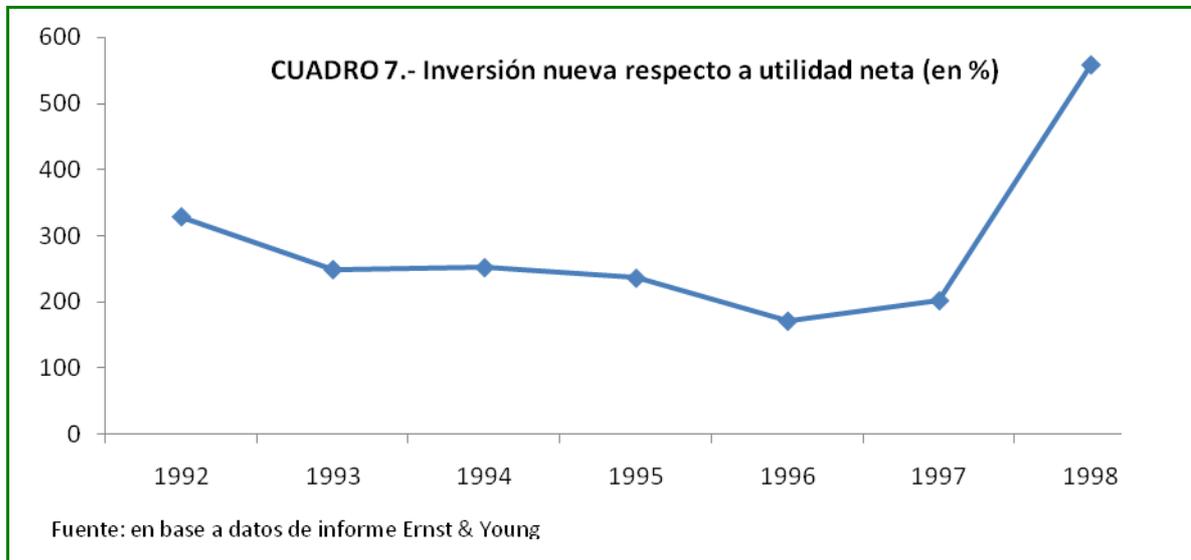
Un informe realizado por Ernst & Young para el American Petroleum Institute sobre las inversiones privadas en el sector para el período 1992-2006, refleja la caída de “inversión nueva” respecto a

¹³ Datos FMI.

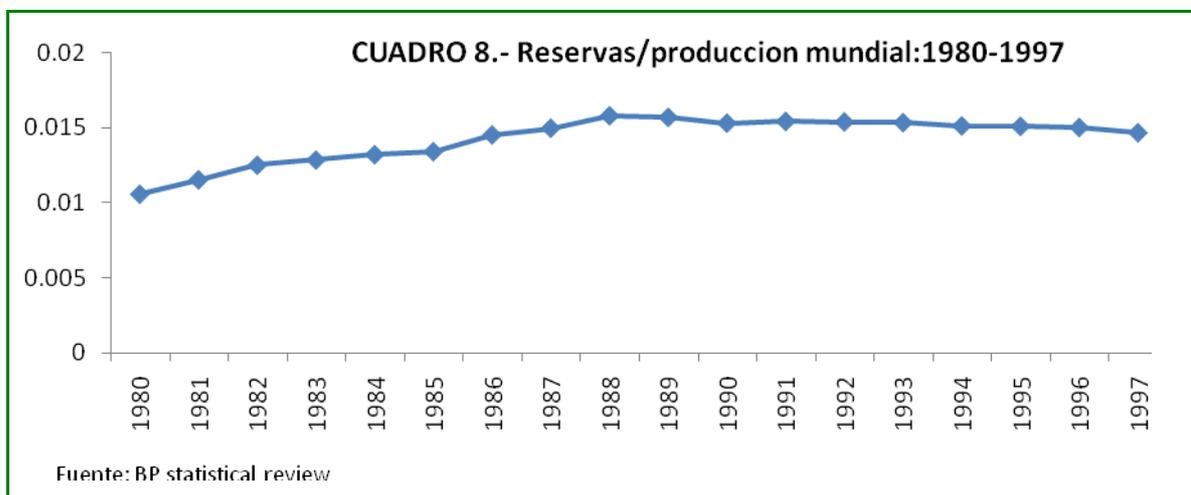
¹⁴ Medido en PPP, datos FMI.

¹⁵ Los países miembros de la AIE son: Australia, Austria, Bélgica, Canadá, República Checa, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Japón, Corea, Luxemburgo, los Países Bajos, Nueva Zelanda, Noruega, Portugal, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido y los Estados Unidos. Debido a la falta de datos, la República Checa no está incluida en el estimado del total.

las utilidades netas de 57 de las compañías petroleras más grandes a nivel mundial.¹⁶ La “inversión nueva” se refiere a la inversión en propiedades, plantas y equipos, y a los gastos en exploración, investigación y desarrollo. La suba que se observa para el año 1998 responde a una caída de la utilidad neta para ese año a menos del 50% del monto correspondiente al año anterior como consecuencia de la crisis asiática (Cuadro 7).



La caída en los niveles de inversión resultaron, a diferencia del período anterior, en el estancamiento, e incluso leve caída, del ratio reservas/producción (Cuadro 8), fenómeno similar al de la Argentina como se puede observar en los datos anteriormente expuestos en la TABLA 1.



El avance del capital financiero se refuerza durante la década de 1990, donde los países subdesarrollados desregularon sus mercados para la entrada masiva de capital, ofreciendo mercados que típicamente formaban parte de la órbita estatal, así como altas tasas de interés, garantías en el tipo de cambio, etcétera. Efectivamente, la privatización de YPF se dio en una primera etapa a través de capitales

¹⁶ *Investment and other uses of cash flow by the oil industry, 1992-2006*. Prepared by Ernst&Young LLP for the American Petroleum Institute, Mayo 2007.

locales y fondos de pensión norteamericanos y entidades financieras. La búsqueda de ganancias de corto plazo y la producción en vistas a intereses de capitales extranjeros de mayor tamaño que operaban a nivel regional, se expresaron aquí también en una disminución en las inversiones de riesgo y de largo plazo y en el aumento de la producción a fines de su exportación. En este sentido es que señalamos a las reformas energéticas en Argentina como parte de una transformación en el capital petrolero mundial.

El nuevo milenio y el boom en el precio del petróleo

Posteriormente a la crisis asiática, la reducción en la tasa de acumulación y la consecuente deflación llevaron a un nuevo proceso de centralización de capitales. Se produjo una ola de fusiones y adquisiciones que sacudió a todos los segmentos de la industria petrolera, y que concluyó con la existencia de tres grupos petroleros principales hacia el año 2000: Exxon-Mobil, BP-Amoco-Arco y Royal Dutch Shell.

Por otra parte en 1999 se redefinió un estricto acuerdo sobre las cuotas de producción entre los países de la OPEP, que llevó nuevamente a una caída anual de la producción petrolera mundial. Conjuntamente con la posterior recuperación de la demanda asiática, el año 2000 se encontró con un precio del petróleo en alza, llegando a un 124% más que dos años antes. Aún así, a precios constantes, recién alcanzaba el pico alcanzado diez años atrás.

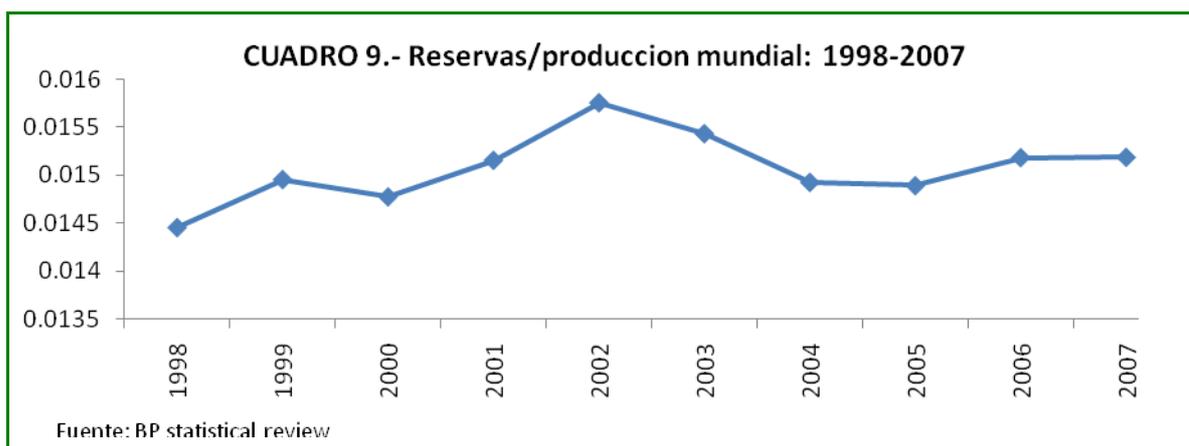
A partir del año 2000 con la crisis de las acciones llamadas “tecnológicas”, nuevamente se acrecentó el monto de capitales destinados a invertir en mercancías como el petróleo u otros productos provenientes de la tierra que normalmente acompañan el proceso inflacionario. La tasa de interés real de Estados Unidos cayó en el año 2001 y se mantuvo en porcentajes bajos, e incluso algunos años negativos, durante el período 2001-2006,¹⁷ con lo cual el rendimiento de bonos u otro tipo de instrumentos no ofrecía grandes expectativas para el capital financiero. Es por ello que para principios del milenio con la suba de precios de petróleo puede visualizarse un comportamiento del capital que apuntó al incremento en las reservas probadas mundiales, y que en Argentina se ve también en un aumento en sus reservas a partir del crecimiento en los metros perforados totales para los años 2000 y 2001.

Sin embargo esta situación se revierte hacia el año 2003. Para este año se recuperaron las tasas de crecimiento de la economía mundial, creció la producción de petróleo y comenzó un ciclo de suba histórica de su precio que durará aproximadamente cinco años. En este lapso de tiempo el precio del crudo aumentó más de un 150%, siendo el 2004 y 2005 los años de mayor suba (33% y 42% respectivamente). Si se compara el comportamiento del precio con el de la tasa de crecimiento mundial medida por PPP, se podría comprobar un comportamiento similar de ambos indicadores entre 1980 y 2004.

¹⁷ Federal Reserve Bank of St Louis y U.S. Department of Labour.

Pero la escalada del precio entre el 2004 y 2007 no presenta la misma correlación -lo mismo ocurrió con la suba de precios de los años setenta-. Esta suba fue similar en el precio de otros productos de la tierra, lo que se relaciona con las determinaciones de su precio, en donde el contexto de crisis y bajo rendimiento financiero puede generar una burbuja especulativa sobre la tierra y de esta forma trasladar el alto precio de la misma a un precio de monopolio creciente sobre este tipo de mercancías. El derrumbe del precio se haría efectivo en el curso del desenvolvimiento de la crisis y la recesión que ésta conlleva.¹⁸ El desarrollo del capital financiero sobre la producción petrolera (y agraria) facilita la especulación sobre la tierra, y por tanto la posibilidad del traslado de su alto precio a los precios de los minerales (o cultivos).

En vista de ello, el comportamiento de la magnitud de las reservas probadas se presenta como un fenómeno contrapuesto al perseverante aumento en la producción mundial de petróleo -que se muestra indeclinable entre el 2003 y el 2006-, del precio y de la masa de capitales puestos a producir en el sector. Si bien aumentaron en volumen, el ratio reservas probadas/producción comenzaron a descender a partir del 2002, mostrando una leve recuperación hacia el 2006 (CUADRO 9). El aumento observado para los años 2001 y 2002 corresponde a la caída en la producción mundial de crudo.

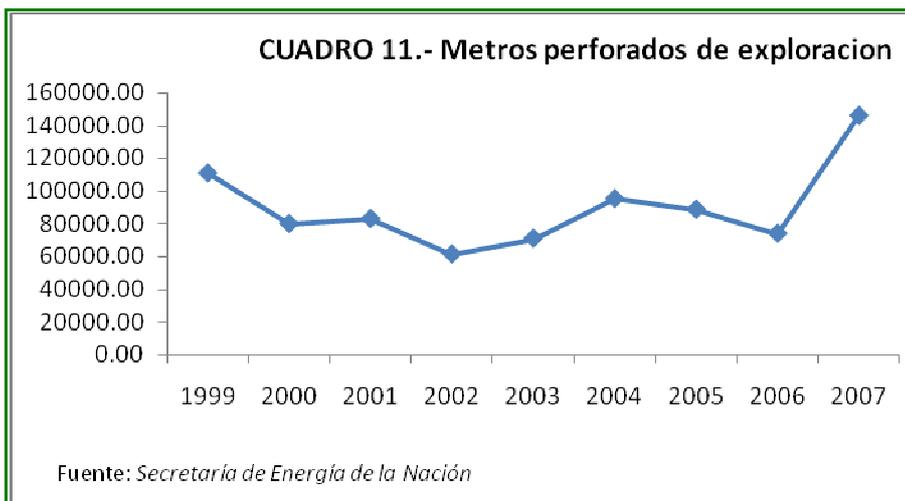
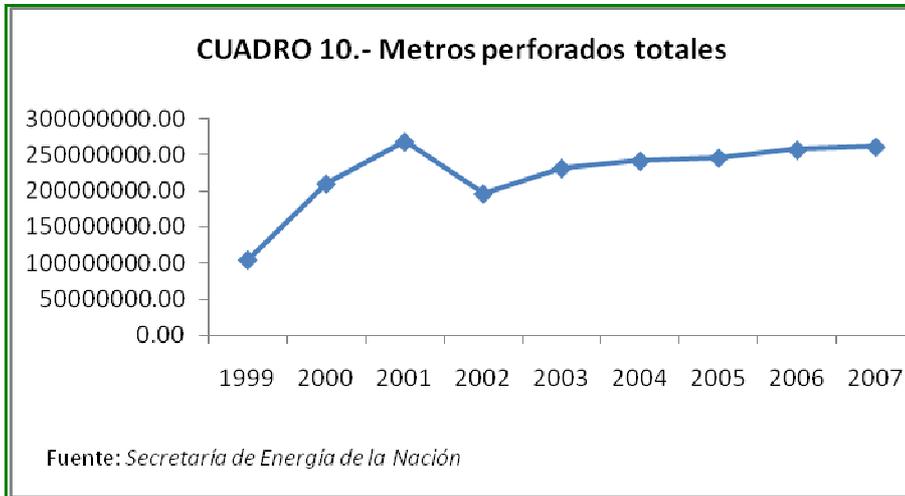


La suba del precio en el nuevo milenio no se resolvió en un aumento en las reservas/producción como la que ocurriera a partir de 1980, en que aumentó en ocho años en casi un 50%.

En Argentina hacia 1999 la producción de petróleo local comenzó a caer, lo cual se condice en una primera etapa con las tasas de crecimiento reales negativas para el período 1999-2002 (ver Cuadro 5). Teniendo en cuenta que las exportaciones se habían convertido en eje de la producción local, justamente para este mismo año se sucede la crisis brasilera y la devaluación del real, por lo que las exportaciones caen en un 18,6%. Para el año 2000 se recuperaron las exportaciones, aumentó el precio internacional del petróleo, y aumentó la cantidad de metros perforados totales, aunque cayeron los correspondientes a exploración (Cuadros 10 y 11). Como se mencionara anteriormente el aumento en los metros

¹⁸ La crisis financiera resultó en un hecho en septiembre del 2008 revelándose justamente el mercado hipotecario como uno de los detonantes del proceso deflacionario subsiguiente. En este contexto el precio del petróleo retrocedió a los 41 dólares el barril (diciembre 2008) cayendo un 60% en cuatro meses.

perforados totales también continuó para el año 2001 en que crecieron las reservas a nivel mundial. Por otra parte era inminente la crisis de convertibilidad en la Argentina, por lo que el aumento de la producción se realizaba mediante el endeudamiento de las empresas que a su vez remitían al extranjero las divisas obtenidas, actuando como verdaderos agentes financieros.¹⁹



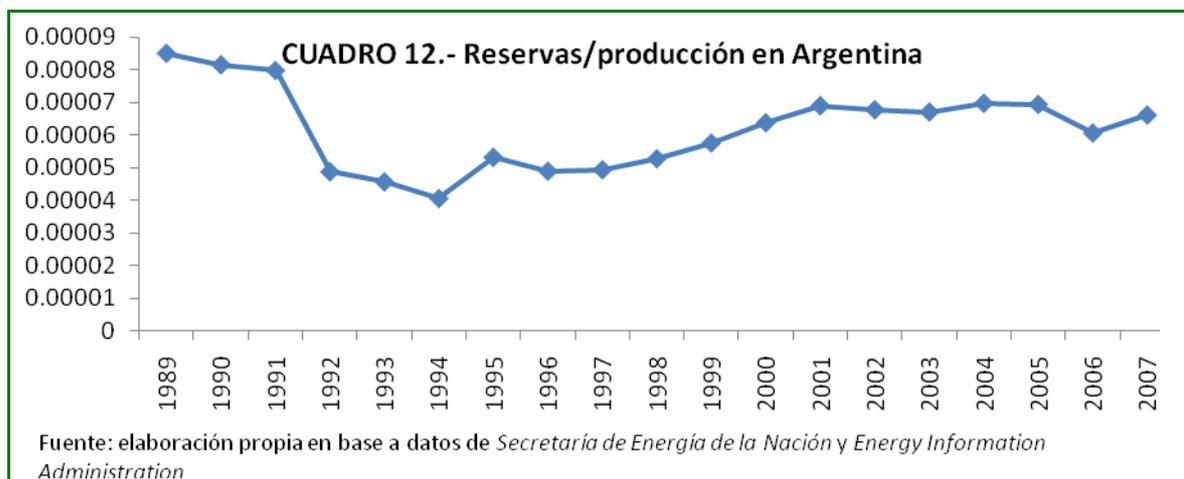
La caída en las tasas de crecimiento para principios del milenio también se manifestó en la Argentina. En el 2001 se desató una crisis que llevó al siguiente año a la devaluación del peso. Hacia 2002 se dan los niveles históricos más bajos en metros perforados de exploración, es el año en que cae el precio internacional de crudo, y en donde se reorientan las inversiones energéticas hacia otros países de América Latina (Bolivia, Brasil).

La caída de precios local e internacional se revierte hacia el año 2003, pero desde este año los precios locales quedaron más rezagados (Cuadro 1). Ciertos acuerdos los van ajustando, pero la crisis del 2002 y la devaluación conllevaron a un mayor control de los precios. Básicamente era insostenible con la devaluación el sostenimiento de los precios en dólares para el consumo interno. Pero con la su-

¹⁹ Kozujl (2005)

bida de precios en el 2003, los metros perforados totales se recuperaron, aunque en el 2005 los de exploración volvieron a caer, y subieron en el 2007, lo que podría explicarse a partir del proceso de especulación ya mencionado sobre los productos de la tierra frente a una inminente crisis financiera. Aún así continúa la tendencia decreciente en la producción local, lo que expresa por su parte una productividad media menor por pozo especialmente a partir del 2003, como efecto del progresivo agotamiento de las reservas existentes. La causa está en la ausencia de reservas incorporadas en áreas nuevas o de reciente descubrimiento.²⁰

Como consecuencia del vaciamiento de las reservas probadas de petróleo, la relación reservas/producción argentina que venía creciendo desde 1995 con el aumento en la tasa de extracción, a partir del 2001 se estancó e incluso cayó para el año 2006 (Cuadro 12). El aumento de reservas no se asoció al aumento de perforación de pozos exploratorios, lo que implicó que incluso a partir del 2001 las reservas absolutas cayeran. Asimismo el ciclo de suba del precio que se inicia en el 2003 no se tradujo en la recomposición de las reservas.



Algunas determinaciones de la inversión petrolera

El progresivo agotamiento del mineral de un yacimiento frente a su indeclinable explotación, lleva a que el precio se encuentre en determinados periodos tensamente condicionado por la reducción versus el incremento en la productividad del trabajo. El desarrollo tecnológico bien puede incrementar la productividad de los pozos ya en desarrollo (como por ejemplo las innovaciones en recuperación secundaria o terciaria), o a través de la incorporación de nuevos yacimientos que se revelen como productivos frente a las nuevas condiciones de producción. Esta tensión se ve en parte reflejada en la creciente volatilidad de los precios, que por su parte se potencia por la mayor manipulación en la oferta disponible de crudo, ya sea por la posibilidad específica del productor minero de la postergación de su valorización, o por la centralización de su producción.

²⁰ Kozujl (2002)

De esta manera, la incierta capacidad de oferta futura, de valor y de precio, que de conjunto son indicadores que prometen una tasa de ganancia para el capital, obstruye la fluidez de su movimiento hacia esta esfera productiva, especialmente en la medida en que la masa de capital necesario para el aumento de la productividad del trabajo es cada vez mayor. A su vez la creciente dificultad de extracción de ciertos minerales, da lugar a un ciclo de valorización del capital más largo e inclusive más riesgoso que en otro tipo de actividades. Para el caso del petróleo, el ciclo de valorización a partir de la etapa de exploración es de alrededor de cinco años o más. En este sentido, estas barreras a la incorporación de capital a la producción se convierten en sí mismas en otra determinación de la mayor volatilidad en el precio.

Las necesidades de capitales cada vez mayores a fines de aumentar la productividad del trabajo, y las crecientes dificultades en su valorización, son determinantes del desarrollo de instrumentos financieros sobre este tipo de mercancías, así como también de la intervención del estado en tanto se trata de un recurso esencial para el capital total.

Es en el marco de este desarrollo, en que puede comprenderse la fuerte suba del precio en el nuevo milenio sin un consecuente aumento de las reservas probadas ni en la Argentina ni en el mundo, como sí sucediera posteriormente a la suba de fines de los años setenta. Las Reservas Recuperables Estimadas (EUR), se calcula que han sido consumidas en un 67% en Norteamérica, superando el punto medio de explotación. En el Medio Oriente este cálculo es del 24%, mientras que en el mundo de un 37%, con lo cual se calcula el *peak oil* mundial -al nivel de crecimiento de producción actual y dada la tecnología existente- para el año 2030, punto a partir del cual el valor del petróleo comenzaría a aumentar considerablemente.²¹ La caída en la expectativa de crecimiento por las regulares crisis del capital llevó en el nuevo milenio a reforzar la desinversión en el sector. El crecimiento de reservas de estos años que se diera en ciertas regiones (básicamente en los países de la OPEP), provino, especialmente a partir del 2004, de yacimientos existentes y no del descubrimiento de nuevos pozos.²² Por otra parte, un informe de la FSA, agencia reguladora del mercado de futuros británico, afirma que frente a la suba del precio del 2003 los productores petroleros no aumentaron su capacidad productiva sino que invirtieron mayormente en acciones de otras empresas.²³ Ya en el año 2000 en la cumbre II de Caracas, la OPEP demostró su inquietud en realizar un fondo de impacto para la prevención de la caída de la renta por la eficiencia tecnológica o el avance en la sustitución del petróleo. En el 2007 la OPEP remarcó un escenario de caída de crecimiento de la demanda hacia el 2030 de entre el 3% y el 13%, argumentando así

²¹ World Energy Council, *Survey of Energy Resources 2007*.

²² id. World Energy Council

²³ FSA Markets Infrastructure Department, *Growth in Commodity Investment*, marzo 2007.

su reticencia a una fuerte expansión en la inversión a fines de evitar una caída de los precios que perjudique a los países miembros.²⁴

Centralización y estado en esta nueva etapa

Los primeros pasos hacia la centralización en los comienzos de la industria petrolera, apuntaban a la integración entre las diferentes etapas de la producción que dieran un mayor control y organización del proceso productivo. Es decir era un factor de potencia para la productividad del trabajo invertido en la producción del petróleo. Posteriormente, la creciente acumulación del capital impulsó cada vez más la centralización de capitales especialmente en períodos de guerra y recesión. Con el crecimiento de esta industria, su desarrollo tecnológico y la propia concentración de los capitales individuales, surgieron nuevos productores que lograron hacerse de un lugar en un mercado en amplio crecimiento. Aún así, a partir de las características propias de este tipo de producción, el capital mínimo necesario para producir fue creciendo distinguidamente con el progresivo agotamiento de los pozos petroleros, ya sea por la necesidad de superar la productividad decreciente del capital como para explorar nuevos yacimientos. Esta característica cobró relevancia frente a la necesidad del capital social de diversificar las fuentes de suministro por el conflicto de intereses con los estados del Medio Oriente. Efectivamente, las particularidades en la renta minera que implican un mayor poder de manipulación de la oferta por parte de los dueños de los pozos, eventualmente modifica de forma abrupta la estructura de renta diferencial mundial. De esta manera, y sumado a la centralización de hecho de los pozos, en tanto el agotamiento del mineral lleva al cierre de aquellos más pequeños (por lo menos en lo que respecta al periodo observado), el capital necesita de un mayor nivel de concentración para quebrar con este progresivo aumento en el monopolio del suelo.

Ya pasada la recesión y deflación de los años ochenta, y con un progresivo retorno a los pozos más productivos del Medio Oriente, podría decirse que el nivel de centralización de capital del sector es alto. Aún así, la cuestión que surge es si la progresiva desaparición de la competencia puede desembocar en una nueva traba al aumento de la productividad del trabajo en esta actividad, y consecuentemente a una deficiencia en oferta energética. La necesidad de incorporar nueva tecnología en la producción, es el eje de este cuestionamiento, y tiene dos claras perspectivas: la del aumento en el rendimiento de los pozos existentes, o la del aumento en exploración para la incorporación de otros nuevos. La primera veta es más accesible para los niveles de concentración actual pero tienen un límite físico insuperable, la segunda requiere de inversiones más cuantiosas (por ejemplo *offshore*) y del riesgo. Existe también una tercera posibilidad que es la inversión en energías alternativas; en caso de que existiera la ocasión de que

²⁴ OPEC, *World Oil Outlook 2007*.

en la actualidad éstas suplanten el nivel de demanda energética existente, las convertiría en el insumo energético más caro para el capital, pero esto, nuevamente, dadas las condiciones tecnológicas actuales.

En definitiva el cuestionamiento se basa en que el capital petrolero no disponga de la inversión necesaria para las necesidades del capital conjunto de la sociedad que requiere del abastecimiento constante de energía, y necesariamente, en términos de un valor cada vez menor. Por otra parte este límite podría devenir en una segunda problemática, que son las necesidades de abastecimiento de aquellos capitales nacionales menores a los dispuestos para la producción de energía, y que muchas veces se encuentran representados por estados poseedores de yacimientos de petróleo. Aquí, y a diferencia de lo cuestionado anteriormente, la competencia de capitales en general se transforma en un factor de conflicto en torno a este recurso.

Estas situaciones se manifestarían en un nuevo -o más bien creciente- factor de volatilidad del precio y de su suba frente al aumento de su demanda, lo que perjudica claramente al capital conjunto, consumidor esencial del hidrocarburo. Es relevante considerar aquí un tercer cuestionamiento, que es la capacidad de producción energética respecto a una necesidad social que no se exprese como necesidad del capital, y que implique un deterioro de las condiciones de vida de un sector de la población. Si bien esto generaría un debate sobre la posibilidad o no de abstraer las necesidades del modo de producción general, es menester señalar el efecto sobre los requerimientos propios del desarrollo del metabolismo humano que esta forma específica de producción tiene en cuanto a la asignación de su producto.

En tanto el aumento en la productividad de la producción de energía es una necesidad del capital total, frente a la progresiva desinversión -por lo menos la que requiere de la superación física del agotamiento del mineral en un mediano y largo plazo-, y como forma de socializar el riesgo entre el conjunto de los capitales, existiría una nueva determinación de que el Estado ocupe el papel principal como productor o el fortalecimiento de su papel regulador sobre aquellos recursos que expresen su escasez relativa a las necesidades del capital. En la medida en que exista una alta concentración geográfica de los yacimientos petroleros, esto sería una determinación más de la intervención del Estado en la obtención de este recurso básico en la producción general de mercancías. Por ello en general los principales territorios de los yacimientos minerales son el propio Estado, ya sea que los explote de manera directa o los otorgue en forma de concesión, y es la razón por la cual el capital requirió de leyes que otorguen los recursos naturales a la propiedad colectiva, garantizando así su acceso a los mismos. Pero estos Estados, como se mencionara anteriormente, bien pueden ser diferentes a aquellos que representan el interés del capital concentrado dispuesto a producir el mineral en cuestión, con lo cual si bien son dependientes el uno del otro, la cuestión del precio y del suministro de la mercancía puede resultar en conflictos políticos o incluso bélicos, que expresan las diferentes necesidades de los capitales individuales representados bajo la órbita de un Estado-nación. En este sentido los límites de los capitales individuales

frente a las inversiones mínimas requeridas no sólo determinan la mayor incorporación del Estado a la producción, sino la confrontación de los estados entre sí.

Conclusiones

Las transformaciones en el mercado petrolero mundial, determinaron una mayor reticencia a las inversiones en el sector, específicamente en aquellas orientadas a la incorporación de nuevos yacimientos. La expectativa en la tasa de ganancia frente a capitales mínimos cada vez mayores en concentración y en riesgo, implica que el precio, que normalmente es la señal para la inversión de capital en una rama productiva, sea más volátil y de esta forma influya en su rol como señal de asignación de trabajo social necesario para la reproducción de esta mercancía.

Históricamente ello se viera sustentado con el desarrollo de la gestión de capital a crédito incorporado a esta producción, condicionando la organización de la misma al interior de las unidades productivas, así como también la preferencia por las inversiones de corto plazo y menor riesgo. Esta transformación se evidenció con sus características específicas en la Argentina, donde la privatización de YPF conformó un nicho de ganancias para el capital, especialmente para aquel cada vez más desligado de los procesos productivos en el marco mundial de absorción de empresas infravaloradas por desinversión y endeudamiento.

Asimismo el progresivo agotamiento de las reservas existentes implica una contradicción para el capital de conjunto. La recesión implica la reducción en la extracción de petróleo y en consecuencia a una necesidad de mayor centralización en la producción. Pero en tanto los capitales privados continúen ejerciendo el grueso del mercado, y la desinversión de largo plazo y de riesgo sea una característica histórica de esta etapa, una posterior recuperación de la economía llevaría al aumento del precio del petróleo nuevamente. La tolerancia en la caída de la tasa de ganancia de los capitales consumidores de crudo, o sea del capital conjunto de la sociedad, determinará la necesidad o no de una mayor incorporación del estado en la producción a fines de salvaguardar sus intereses. Pero a diferencia de otros momentos históricos, nos encontramos en un período no sólo de crisis cada vez más recurrentes y de mayores dimensiones, sino de Estados-potencia altamente endeudados y así imposibilitados de resolver las contradicciones propias del modo de producción que representan. Las sociedades mixtas entre los capitales privados altamente concentrados junto a organizaciones o compañías estatales, pareciera ser la perspectiva en la forma de organización de la producción petrolera frente a la necesidad de inversiones de más largo plazo y riesgo para incorporar nuevos yacimientos y desarrollar fuentes de energía alternativas.

La apropiación de la renta petrolera se convierte así en un factor de mayor relevancia en el marco de competencia entre los capitales, así como también lo es su competencia en tanto consumidores de petróleo. Así los intereses de los capitales nacionales que no disponen de un nivel de concentración

necesario para satisfacer progresivamente su demanda energética, caso que se correspondería con la situación actual en la Argentina, encuentran en la forma actual de inversión y producción de petróleo una contradicción creciente que se revelará de forma acuciante frente a una posible recuperación. Esta determinación implicará aquí un mayor rol del Estado nacional frente a la producción energética local. Existen diversos mecanismos para realizarlo, en donde encontrados intereses intentarán satisfacer la necesidad de acumulación tanto del capital local como del extranjero que opera en el país. Por un lado se encuentra la reestatización de YPF o la nacionalización parcial transformándola en una sociedad mixta con mayor participación estatal en la producción. Aunque exista la posibilidad de que en la medida en que los Estados nacionales tampoco puedan afrontar las inversiones necesarias, y en tanto sean cada vez más dependientes de los capitales mundiales altamente concentrados, podrían acudir a la progresiva integración regional con capitales y estados más estrechamente vinculados al mercado local. A su vez ello podría conformar una capacidad de formación de ganancia mayor para los capitales mundiales de gran concentración, que se vean interesados de incorporarse a esta integración energética regional. La acción de los estados en tanto actores de centralización productiva, se encuentra asimismo limitada por la inevitable contradicción de ser una manifestación de la forma de organización actual basada en la propiedad privada.

Bibliografía

- 📖 Doyle E., Hill J., Jack I. (2007); “Growth in Commodity Investment: risks and challenges for commodity market participants”, *FSA Markets Infrastructure Department*, disponible en http://www.fsa.gov.uk/pubs/other/commodity_invest.pdf
- 📖 Energy Information Administration (2008); “October 2008 Monthly Energy Review”, disponible en <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/multifuel/mer/00350810.pdf>
- 📖 Ernst & Young LLP for the American Petroleum Institute (2007); “Investment and other uses of cash flow by the oil industry, 1992-2006”, disponible en http://api-ec.api.org/statistics/earnings/upload/EY_Investment_Trend_CY2006_Update_20070517.pdf
- 📖 Gadano, Nicolás (1998); “Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina”, Serie Reformas Económicas, nro.7, *CEPAL*, Santiago de Chile.
- 📖 Kozulj, Roberto (2002); “Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles”, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, nro.46, *CEPAL*, Santiago de Chile.
- 📖 Kozulj, Roberto (2005); “Crisis de la industria del gas natural en la Argentina”, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, nro.88, *CEPAL*, Santiago de Chile.

- 📖 OPEC (2007); “World Oil Outlook 2007”, disponible en http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WorldOilOutlook.pdf
- 📖 Pistonesi, Figueroa de la Vega y Torres (1990); “Política de precios de la energía en la Argentina 1970-1989”, Instituto de Economía Energética, *Fundación Bariloche*.
- 📖 Rabinovich G., Riavitz R., Cattaneo F. (2000); “Análisis del mercado de combustibles líquidos en la República Argentina. Comportamiento de las naftas y el gasoil desde la desregulación petrolera (1992/1999)”, *Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”*.
- 📖 World Energy Council (2007); “Survey of Energy Resources 2007”, disponible en http://www.worldenergy.org/documents/ser2007_final_online_version_1.pdf
- 📖 Yergin Daniel (1992); *La historia del petróleo*, Buenos Aires, Ed. Vergara.
- 📖 British Petroleum www.bp.com
- 📖 Dow Jones Company www.dj.com
- 📖 Energy Information Administration www.eia.doe.gov
- 📖 Financial Services Authority www.fsa.gov.uk
- 📖 International Energy Agency www.iea.org
- 📖 International Monetary Fund www.imf.org
- 📖 Organization of the Petroleum Exporting Countries www.opec.org
- 📖 Secretaría de Energía de la Nación www.energia.gov.ar
- 📖 World Energy Council www.worldenergy.org