

La postura de las organizaciones petroleras ante la suba de precios del petróleo en 2003-2008: ¿agotamiento de recursos o falta de inversiones?

*The position of oil organizations in the face of rising
oil prices in 2003-2008: resource depletion or lack of
investment?*

Jimena Segura*

RESUMEN

En este artículo se exponen y analizan los principales trabajos desarrollados por agencias y organizaciones internacionales vinculadas a la industria del petróleo, como el *World Energy Council (WEC)*, la Agencia Internacional de Energía (AIE), la *Energy Information Administration (EIA)*, la *Commodity Futures Trading Commission (CFTC)*, el Banco Internacional de Desarrollo (BID) y la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), para dar cuenta del fenómeno de suba de precios del petróleo y el comportamiento de la inversión en el período 2003-2008. A partir del análisis de dichos estudios se observa que, a través de diferentes mecanismos y la atribución de diferente protagonismo, estos estudios vinculan mayormente el fenómeno observado con el inicio de una nueva etapa donde se revelaría la escasez y el progresivo agotamiento del petróleo, que desembocaría en una mayor inelasticidad de la oferta de crudo respecto de períodos previos de suba del precio. Sin embargo, estos señalamientos pierden fuerza ante los subsiguientes períodos de caída en el precio y de sobreproducción de crudo, lo que pone en cuestión el rigor de su análisis y la consistencia de manifestar la escasez física a través de variables de carácter económico: precio; costo; capacidad excedente; beneficios o renta por escasez.

Palabras clave: organizaciones petroleras, precios, agotamiento, inversiones

* Doctora en Economía por la Universidad de Buenos Aires. Docente en la UBA, e investigadora en la UBA y la Universidad Nacional de General Sarmiento.

ABSTRACT

This article presents and analyzes the main studies developed by international agencies and organizations linked to the oil industry, such as the World Energy Council (WEC), the International Energy Agency (IEA), the Energy Information Administration (EIA), the Commodity Futures Trading Commission (CFTC), the International Development Bank (IDB) and the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), to account for the oil price increase phenomenon and the behavior of investment for the period 2003-2008. From the analysis of these studies, it can be observed that, through different mechanisms and attributing different protagonism to them, these studies mainly link the observed phenomenon with the beginning of a new stage where the scarcity and progressive depletion of oil would be revealed, which would lead to a greater inelasticity of the supply of crude oil with respect to previous periods of rising prices. However, these points lose force in the face of subsequent periods of falling prices and overproduction of crude oil, which calls into question the rigor of their analysis and the consistency of expressing physical scarcity through economic variables, price; cost; surplus capacity; profits or scarcity rent.

Keywords: oil organizations, prices, depletion, investments

Fecha de recepción: 1 de marzo de 2023

Fecha de aceptación: 4 de octubre de 2023

Introducción

A lo largo de la historia del mercado de hidrocarburos, el aumento en los precios del petróleo crudo, corrientes y constantes, tuvo dimensiones históricas en tres ocasiones: hacia fines de los años 1970; en el período 2003-2008, y en un breve período post crisis de 2008 (2010-2012). Ante estos períodos de aumento de precios, los recurrentes análisis provistos por las organizaciones internacionales especializadas en la temática plantearon como causantes factores típicamente coyunturales de oferta y demanda, o bien vinculados a la estructura de mercado -cartelización en la oferta-, pero siempre remarcaron particularmente la escasez del recurso y su carácter de no renovable como el factor determinante del incremento en el precio.

Sin embargo, estos señalamientos suelen perder fuerza explicativa frente a períodos de caída en el precio y de sobreproducción de petróleo crudo, como la de mediados de los años 1980, o como la posterior a la crisis de 2008-2009 junto con el desarrollo del petróleo no convencional de Estados Unidos. Lo que en definitiva pone en cuestión el rigor de su análisis y la propia consistencia de manifestar la escasez

física a través de variables de carácter económico¹, como el precio, costo, capacidad excedente, beneficios o renta por escasez.²

Este artículo analiza las principales explicaciones ofrecidas por los organismos internacionales especializados en el sector petrolero, tanto aquellos liderados por países de la OCDE -World Energy Council, Agencia Internacional de Energía, US Energy Information Agency, Commodity Futures Trading Commission-, como la OPEP, sobre el fenómeno de suba de precios del petróleo y el comportamiento de la inversión, particularmente para el período 2003-2008, y asume que los planteos allí realizados, son el sustento argumental de términos como *crisis energética* o *escasez de recursos*. Estas explicaciones presentan un contenido técnico-geológico en abstracto ante problemáticas económicas, sociales y geopolíticas presentes en la producción y consumo de hidrocarburos en la actualidad, que no logra dar respuesta ni brindar soluciones a dicha problemática desde lo económico, social o ambiental.

La particularidad de este período es que si bien las alzas de precio de los años 1970 y la del 2003 presentan semejanzas en su magnitud -niveles alcanzados a precios constantes superiores al precio promedio de la serie 1968-2008, o en cuanto al lapso de tiempo en que estos fueron alcanzados- (Gráficos 1 y 2), la suba de precios de comienzos del siglo XXI no resultó en aumentos similares de la inversión destinada a exploración respecto del total invertido -el total incluye explotación y exploración-. Ello tuvo efectos en la capacidad productiva del sector, medida por el ratio reservas probadas respecto de la producción (R/P), indicador de la vida útil de las reservas probadas de petróleo crudo (Gráfico 3).

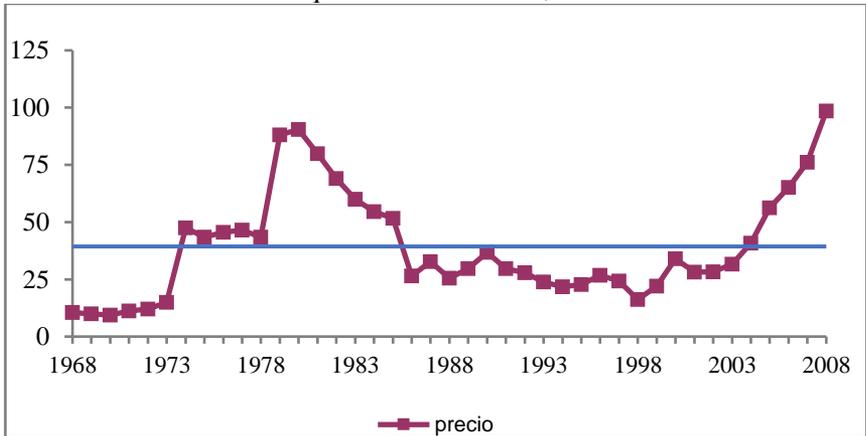
Contrariamente a los años 1980, el ratio R/P en el período 1989-2008 se mantuvo relativamente estable, e incluso si se focaliza en el período comprendido entre los años 2003-2008, este indicador cayó cerca del 2%. El año 2011 encontró su pico con un incremento del 14% entre 2003 y 2011-, para caer nuevamente en los años posteriores. La suba de este indicador se vio fundamentalmente asociada a la caída en la producción de petróleo luego de la crisis de 2009 antes que al incremento en la suba de las reservas totales. Es notoria la comparación con la suba de la vida útil de las reservas para principios de los años

¹ Sobre las limitaciones de tales indicadores, ver Krautkraemer (1998).

² Es justamente en los años 1980 cuando surgen cuestiones a la noción de *renta por escasez* (ver Adelman, 1986) o a su manifestación en el corto plazo como en las teorías del precio en forma de U (Pindyck, 1980 y 1988; Slade, 1980).

1980 de más del 45%. Este diferencial llama la atención frente a incrementos de precios importantes a partir de 2003: entre 2003 y 2008 el precio del crudo a precios constantes aumentó más de un 211%, 2004 y 2005 fueron los años de mayor suba, 33% y 42% respectivamente. Si bien la suba de precios fue menos abrupta que la de fines de los años 1970, cuando en sólo dos años aumentó un 108%, llegaron a superarse los valores históricos de esa década a precios corrientes, y para algunos meses del mismo año y de 2008 también fueron superados a precios constantes.

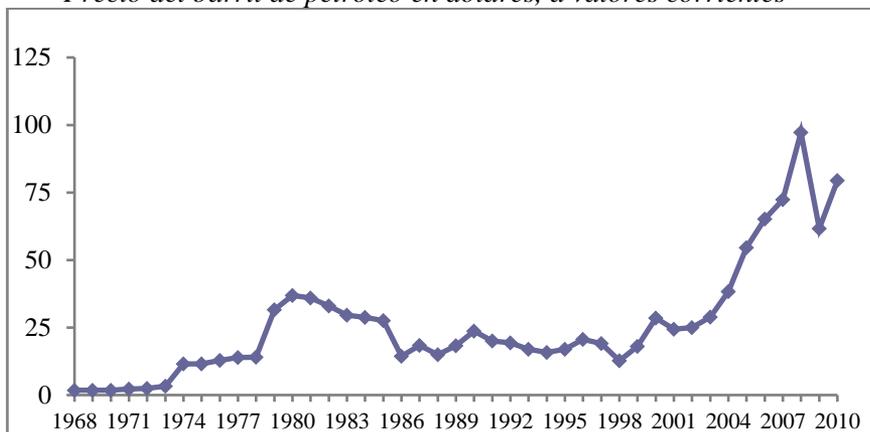
Gráfico 1
Precio del barril de petróleo en dólares, a valores de 2006



Fuente: Elaboración propia en base a datos de *BP statistical review*.

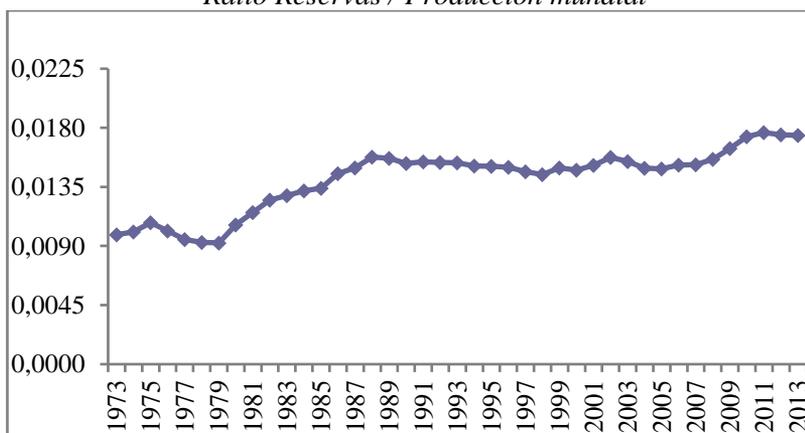
Ante los interrogantes que plantea el mencionado fenómeno, la postura sostenida por las principales agencias y organizaciones del sector respecto de la suba de precios del petróleo y el comportamiento de la inversión para el período 2003-2008, comúnmente remarcan un período de mayor incertidumbre asociada a una mayor inelasticidad de la oferta de petróleo crudo frente a un significativo aumento del precio respecto de sus costos. Es decir, la producción no aumentaría notablemente frente a un precio mayor causado por un incremento en la demanda, como sí habría ocurrido en otros tiempos.

Gráfico 2
 Precio del barril de petróleo en dólares, a valores corrientes



Fuente: Elaboración propia en base a datos de *BP statistical review*.

Gráfico 3
 Ratio Reservas / Producción mundial



Fuente: Elaboración propia en base a datos de *BP statistical review*.

Al analizar los diferentes argumentos, sus semejanzas y diferencias, surge que mayormente caracterizan a esta etapa como un esquema atípico de altos precios del crudo y baja inversión en capacidad instalada, específicamente desde el año 2003. El análisis de los informes de estas organizaciones, logra exponer los factores

típicamente considerados como explicación. La relevancia de elaborar una exégesis de estos señalamientos, permite por un lado tomar nota de una observación importante: los años 1990 constituyeron una etapa bisagra del mercado y de la conducta de los inversores como consecuencia de una nueva etapa del ciclo económico y de la dinámica general del comportamiento de la actividad económica global.

Dentro de los estudios que señalan este desfase entre precios e inversión, se destaca el trabajo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), que señala particularmente a los años 1990 como una etapa de inflexión en el comportamiento inversor (BID, 2010). Sin embargo, las propias limitaciones del informe en relegar este primer señalamiento para recaer de manera indeterminada en la cuestión de la escasez, confirma la necesidad de poner el foco en los cambios en el comportamiento inversor a partir de los años 1990 más allá de la particularidad de la esfera de la producción petrolera.³

Asimismo, el análisis propuesto permite ver que las agencias y organizaciones señaladas, presentan también una circularidad argumentativa de la relación causal entre el precio y la inversión en la producción de petróleo. Por un lado, se resalta la particularidad histórica de que los precios altos no concluyeron en el esperado proceso de incorporación neta de capital. Por otro lado, se interpreta esto último y la consecuente caída en la *capacidad excedente*, como la causa del propio aumento de precio.⁴ Y en ambas relaciones presentadas por estos organismos, aparece implícita y explícitamente, según sea el caso, el agotamiento de los recursos no renovables como un factor determinante, que resultaría en una menor capacidad de respuesta de la oferta frente a las señales del mercado. En esta misma línea, recurrentemente a lo largo de estos estudios, la mayor incertidumbre aparece como una variable relevante que se correspondería con el progresivo agotamiento del recurso.

³ En relación a este punto vinculado con las transformaciones históricas que plantea el desarrollo del capital financiero en el sector desde los años 1970, ver Segura (2011).

⁴ La *U.S. Energy Information Administration* define la capacidad excedente de producción de crudo de los países de la OPEP como el volumen de producción extra que puede realizarse dentro de los 30 días y mantenerse por 90 días al menos. Refleja los materiales, el personal y el equipo que no está trabajando al máximo de su capacidad y es requerida frente a fluctuaciones en la demanda o deficiencias en la oferta. Se trata de un indicador que muestra la capacidad de fuelle del sector frente a impredecibles aumentos en la demanda (EIA, 2010). Normalmente se utiliza la capacidad excedente de los países de la OPEP como factor determinante en el movimiento de los precios del petróleo, en tanto que es efectivamente la capacidad excedente mundial, dado que el resto de los productores se considera que operan al tope de su capacidad productiva.

Es en este sentido que tanto frente a la carencia explicativa y teórica, así como a las limitaciones empíricas ante períodos de caída de precios, este trabajo afirma que la particularidad del período radica en la dinámica y carácter de las inversiones del sector, antes que en el planteo del agotamiento de los recursos.⁵ Por otra parte, a partir de este desarrollo se concluye que las posturas de los organismos estudiados, al retomar tal planteo inclusive luego de períodos de baja de precio y sobreproducción, en definitiva utilizan el argumento de la escasez y los causantes de la falta de inversiones como base justificativa a reclamos de índole geopolítico, ante las necesidades e intereses que dichos organismos representan.

Desde aquí se plantea como temática de un ulterior trabajo a desarrollar, el abordaje de las limitaciones teóricas de esta postura mediante la crítica correspondiente al marco teórico subyacente a la misma vinculado a la Teoría de los Recursos No Renovables -y a su concepto de *renta por escasez*-, a fin de enriquecer los diagnósticos y perspectivas del mercado ante la dinámica del precio y la inversión.⁶

Factores cortoplacistas que inciden en la suba de precios

La *CFTC (Commodity Futures Trading Commission)* es la comisión reguladora del mercado de futuros de *commodities* de Estados Unidos, y en junio de 2008 conformó la agencia *ITF (Inter-agency Task Force)* junto con expertos gubernamentales, sobre las fuerzas de mercado que competen a este tipo de recursos. A partir del incremento de los precios del petróleo crudo del año 2003, elaboraron un informe esencialmente descriptivo sobre los factores que habrían afectado a esta industria. Este informe tiene la ventaja de ser un compendio de las variables típicamente consideradas por el sector.

Como principal factor explicativo de la suba de precios del período, el informe señala que la relación demanda-oferta se habría alterado a partir de la recuperación de las tasas de actividad luego de la crisis

⁵ La Agencia Internacional de Energía en la actualidad (2023) plantea la deficiencia de inversiones como problemática fundamental de la *crisis energética mundial*. Ver <https://www.iea.org/topics/global-energy-crisis?language=es>

⁶ El modelo de Harold Hotelling (1931) se transformó en referente de la Teoría de los Recursos No Renovables con la incorporación de la llamada *Regla de Hotelling* (senda de equilibrio) y el concepto resultante de *renta por escasez* (entendida como la divergencia entre el precio y el costo marginal). La *Regla de Hotelling*, establece un margen o diferencial creciente entre el precio y el costo que resulta de la consideración del progresivo agotamiento del petróleo.

asiática, cuando la OPEP ajustó el stock y redujo su capacidad excedente. A partir del año 2003, si bien el consumo se mostraba fortalecido, los países petroleros de la OPEP redujeron su producción, y los no miembros de la OPEP no habrían aumentado su oferta lo suficiente como para acompañar el incremento de la demanda global. Los stocks de los países de la OCDE cayeron para estos mismos años por debajo de los niveles promedio de 1996-2002. El informe alerta sobre la mayor dependencia mundial del petróleo sobre la producción e inventarios de los países exportadores para solventar los desfases de producción, remarcando a su vez, que la capacidad excedente en 2008 ya se encontraba en 1,35 millones de barriles por día, es decir significativamente por debajo del promedio para el período 1996-2003 de 3,9 millones de barriles diarios. De esta manera, concluye que el mercado se fue volviendo más vulnerable frente a las contracciones en la oferta y a la incapacidad de brindar nueva oferta disponible rápidamente, y que por lo tanto los precios ahora reaccionaban fuertemente frente a la percepción de tal contracción.

Por otra parte, señalan que la producción mundial de petróleo se mantuvo relativamente estable en los primeros años de la década de 2000, mientras que el crecimiento global de la economía mantuvo fuerte a la demanda. Consecuentemente, los precios del petróleo debieron subir para mantener el consumo mundial en línea con la producción -remarcan que ambos deben ser iguales más allá de los cambios en inventarios-. En tanto que la demanda de petróleo es muy poco sensible a los movimientos de los precios en el corto plazo, el aumento de los precios fue desproporcionadamente alto a fin de compensar el fuerte impulso en la demanda estimulada por el ingreso (CFTC, 2008).

El informe es esencialmente descriptivo, y como se desarrolla en el próximo apartado, pone como relevancia particular del período la mayor dependencia de los países de la OPEP.

El *World Energy Council (WEC)*, ONG con sede en el Reino Unido, está compuesto por instituciones privadas, y públicas, y es un referente de política energética a nivel global, liderado y creado por el sector industrial ligado a la producción y consumo de energía. Frente al contexto de la industria del período en cuestión, advierte en su *Informe sobre Recursos Energéticos* (2007) que las razones del muy alto precio del petróleo, que en términos nominales resultaba mucho más alto que el de las llamadas crisis petroleras de 1973 y 1979, son interpretadas de manera diferente. Según el WEC algunos expertos señalan un inminente agotamiento de las reservas petroleras como la fuerza

principal, mientras que otros consideran que la explicación radica en una combinación de diferentes factores. Entre estos factores se encuentran: (i) el incremento internacional de la demanda de petróleo crudo luego de algunos años de estancamiento, causado por la fuerte demanda de Estados Unidos, China e India; (ii) las interrupciones en la oferta causada por huelgas en países líderes en la producción como Venezuela, Nigeria y Noruega, por los ataques terroristas en Irak, y los desastres naturales, por ejemplo, huracanes en el Golfo de México; (iii) la inestabilidad política en Medio Oriente y la cuestión del Yukos en Rusia y el miedo a los ataques terroristas; (iv) la falta de capacidad de producción excedente en la mayoría de los países productores; (v) la debilidad del dólar; y (vi) la especulación en el negocio del petróleo debido a las bajas tasas de interés en los mercados de capitales. El único factor que no respondería a una problemática cortoplacista, señalan, sería la relacionada con la falta de capacidad de producción excedente (WEC, 2007, p. 44).

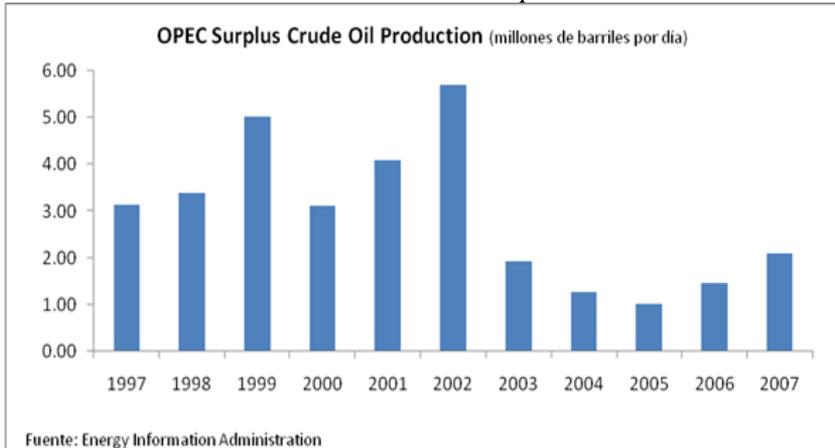
En este desarrollo, como se verá mejor a continuación, sí aparece de manera explícita la caída de la capacidad excedente asociada a un factor de largo plazo, esto es, al agotamiento de los recursos.

Baja inversión y agotamiento de los recursos

En el informe de la CFTC (2008), puede verse que el aumento de precios resultaría del aumento de la demanda y la inelasticidad de la oferta, en parte explicada por la mayor concentración de la misma en países de la OPEP y la disminución de su capacidad excedente particularmente a partir del año 2004.

Si bien no profundiza en los determinantes de dichas contracciones y concentración en la oferta, se puede destacar el señalamiento de la relación existente entre esta baja inversión como respuesta a la crisis asiática, que repercute en una mayor incertidumbre asociada al aumento del *call on OPEC*, es decir la diferencia entre el consumo mundial y la producción por fuera de la OPEP. De esta manera, se presenta una mayor concentración de la producción en países donde se redujo la capacidad excedente que justamente podría morigerar las interrupciones repentinas en la oferta, y alterar al mercado global de crudo (Gráfico 4).

Gráfico 4
 OPEP. Excedente de Producción de Petróleo Crudo.
 En millones de barriles por día



Fuente: *Energy Information Administration.*

Esta cuestión, sin embargo, en el informe no asume un carácter explicativo, lo que podría apelar de manera implícita ya sea al agotamiento del crudo como a la concentración de su oferta, ligada a la decisión indeterminada por parte de los países de la OPEP de recortar su producción, cuestión que se presenta como fundamental de esa transformación en la estructura del mercado global. La carencia explicativa tiene como fundamento que el trabajo de la CFTC apunta antes bien a exculpar al mercado de futuros y especulativo del aumento de precios, y a mostrarlo antes bien reactivo ante estos aumentos.

Por su parte la explicación ofrecida en el informe de la OPEP remarca la necesidad de aumentar la capacidad neta de producción, no sólo para enfrentar el crecimiento de la demanda, sino también para compensar la declinación productiva natural en los pozos en explotación a partir de su agotamiento, que debe ser compensado mediante la recuperación secundaria o terciaria, o nuevos pozos, para lo cual se requiere de inversión adicional y de mayor riesgo. Por otra parte, señalan que si bien los recursos son finitos, hay abundancia de los mismos (OPEC, 2008, p.39-42).

La OPEP estimaba un menor crecimiento en la demanda que la proyectada por la AIE (Agencia Internacional de Energía) o por la EIA (Energy Information Administration), quienes por su parte proyectaban una menor producción por parte de la OPEP. La argumentación de los países productores se basaba en un contexto donde las energías

alternativas se impondrían como sustitutos, y las crisis como la de 2008 -año del informe- podrían resultar en un impacto fuertemente negativo sobre la demanda. De esta forma, concluía que la incertidumbre y las señales de mercado no impulsarían suficientemente el desarrollo de la capacidad apropiada de producción (OPEC, 2008, p.39-43).⁷

Estas explicaciones develan que lo que aquí existe es una preocupación de sobreinversión en el sector forjada en los períodos de recuperación. Cuestión de relevancia si se evalúan los determinantes en los cambios del comportamiento inversor fundamentalmente en etapas posteriores a crisis económicas.

El informe destaca que los precios fueron muy bajos en la mayor parte de los 1980 y 1990, lo que tuvo un impacto dramático en la industria petrolera con una caída de las inversiones (OPEC, 2008, p. 30). En este sentido, remarca que las estimaciones de los requerimientos de inversión para la etapa de extracción incluyen no solo la capacidad necesaria para alcanzar los adicionales en la demanda de crudo, sino también lo que se necesita para compensar el agotamiento natural de los campos en producción, como los *workovers* (servicios destinados a aumentar la producción o reparar pozos existentes), perforación de relleno (intensiva, en los campos existentes) y mejoras de los esquemas de recuperación de petróleo. Las tasas de declinación de esta inversión varían de país a país y entre diferentes yacimientos, sin embargo, se estima una tasa global promedio de declinación entre el 4% y 5%, con un valor mucho más bajo para los países miembros de la OPEP que para el resto. La inversión estimada cubre solo la etapa de extracción y no cubre el desarrollo de la infraestructura del *midstream*, como tuberías, almacenaje y puertos (OPEC, 2008, p. 42).

⁷ Cabe agregar en este punto que el desarrollo posterior de los hidrocarburos llamados *no convencionales*, que encontró junto con la explotación *off shore* especial impulso ante la recuperación del precio en 2010, se basa esencialmente en yacimientos ya descubiertos previamente (Ahmed Ali, Suboyin y Bel Haj, 2018), y que vio luego una caída en 2015 ante la disminución en las tasas de crecimiento de la economía china, ofreciendo un nuevo escenario de sobreproducción de crudo ya iniciado en 2013 (Kornblihtt y Casique Herrera, 2021). Si bien para el período considerado en el presente estudio, los no convencionales no tienen un rol protagónico como determinantes en el crecimiento de las reservas, el reciente periodo de sobreproducción viene asimismo a confirmar el carácter relativo de la concepción de escasez para este tipo de recursos en base al carácter económico de los indicadores que pretenden revelar el agotamiento físico.

Entonces para que la inversión necesaria a la que alude la OPEP se efectivice, la expectativa sobre el futuro del precio del petróleo es central, advierte el reporte. Por lo que un desafío, sería interpretar las señales de mercado que, en un corto plazo y al estar influidas por la actividad especulativa y el foco en la ganancia financiera, pueden ir en detrimento de proyectos de mayor plazo y mayores requerimientos de capital, esencialmente por el incremento progresivo de los costos. Por otro lado, el impacto ambiental se adiciona como un nuevo factor de costos a considerar, a lo que se suman las dificultades de encontrar personal calificado luego de la destrucción de gran parte de la industria desde mediados de los 1980. Luego del colapso de los precios de fines de los años 1990, las inversiones en investigación y desarrollo (I&D) cayeron fuertemente, las cuales serían esenciales para el descubrimiento de nuevos pozos y la recuperación de los ya existentes. Además, sería relevante la estructura del mercado; en los 1990 hubo una consolidación a través de adquisiciones y fusiones. Los años recientes vieron el surgimiento de compañías estatales petroleras más fuertes de países productores, y países importadores netos, que juegan tanto en el *upstream* como en el *downstream*, con el objeto de expandir su alcance en el mercado internacional y obtener mayor integración vertical (OPEC, 2008, p. 118).⁸

En esta visión de los países productores, se observa la relevancia en su señalamiento sobre el incremento de la incertidumbre respecto de la demanda y de la oferta, que según ellos estaría signada por el incremento en la especulación, argumento que intenta rebatir la CFTC. Más allá de la polémica sobre las causas de las mismas, se puede asociar el incremento de la incertidumbre a partir de los hechos estilizados señalados por la OPEP, por el incierto nivel de consumo a partir de las últimas crisis en un contexto de aumento de la competencia en esta industria -argumento evidentemente opuesto al de la cartelización, y a su vez ratificado por el desarrollo posterior de los no convencionales en América del Norte-, y en esencia, según la OPEP, por el agotamiento expresado en la declinación de los pozos. De esta manera, en definitiva, se concluye que se trata de una menor rentabilidad relativa de las inversiones realizadas, ello explicaría el cambio del comportamiento inversor, lo que por parte de los países productores/generadores de renta petrolera, es la base de su reclamo de acceso al capital necesario

⁸Si bien el impacto ambiental recién se adicionaba, según la OPEP, como un nuevo factor de costos a considerar, incluso en la actualidad es aún cuestionable que tales costos sean efectivamente asumidos por las empresas productoras, y más aún que éste haya sido un factor determinante en la suba del precio del período.

para financiar las inversiones requeridas. El organismo por un lado remarca que los precios bajos de las décadas previas no permitieron financiar el incremento necesario de las inversiones en capacidad, pero ahora los precios habrían subido y las inversiones no resultan suficientes por el incremento de la incertidumbre, donde el agotamiento y las crisis impactan de conjunto, uno por el lado de la oferta, y el otro por el de la demanda.

Es interesante en este punto señalar que no es casual que desde los propios países productores que requieren de inversiones para obtener la renta hidrocarburífera asociada a las mismas, remarquen el problema del agotamiento -o su carácter de no renovable que en parte justifica la apropiación de tal renta-, pero que a su vez ello se exponga junto con el reclamo del capital necesario para que esa renta pueda finalmente ser adquirida, lo que paradójicamente los lleva a poner en cuestión el agotamiento inminente del recurso, al también advertir que la industria, asimismo, tuvo que convivir durante casi toda su historia con varias predicciones que anunciaban el final de la era del petróleo, y que no sucedían. El informe señala que muchas áreas productivas diferentes a las de Estados Unidos en los inicios de esta industria, resultaron ser prolíficas y aun hoy muchas persisten como las más importantes ofertantes, y así parece que lo seguirán haciendo en el futuro. Esto es así entre los países miembros de la OPEP, muchos de los cuales tienen territorios subexplorados (OPEC, 2008, p. 41).

Ni tampoco es casual que este tipo de países teman la sobreinversión y sobreproducción en tanto que sus economías se sostienen fundamentalmente en la apropiación de renta petrolera determinada por los diferenciales de precio.

Cabe resaltar que este problema de la *subexploración*, es decir, de falta de inversiones en exploración que destaca el informe de OPEP, encubre una problemática diferente a la de la escasez y agotamiento de los recursos en abstracto, donde la organización logra manifestar su insuficiencia en base a los requerimientos necesarios de creación y sostenimiento de dicha renta petrolera, lo que a su vez pone al descubierto la intencionalidad y posibilidad de incrementar las reservas, o sea, la posibilidad física de aumentar la oferta y multiplicar la disponibilidad del recurso.

Respecto del período, otro señalamiento relevante realizado por la OPEP, es que la evolución del precio fue acompañada de una alta volatilidad, pero con patrones similares al del conjunto de los commodities, tanto de energía, metales o productos agrícolas, con precios que por lo general más que se duplicaron desde principios de

2005 (OPEC, 2008, p.5). Esta observación es significativa en términos de la limitación de considerar el agotamiento del petróleo como explicativo de estas subas, si bien tiene eco en la presentación de “la escasez de los recursos naturales”, en general como argumento módico adoptado a partir de estos últimos años.⁹

Es en el trabajo de *World Energy Council* (2007) donde se encuentra mayor hincapié en la escasez del recurso como factor explicativo fundamental de un nuevo esquema de demanda y oferta en la industria. Se destaca que, desde un punto de vista geológico, el potencial restante de petróleo convencional puede cubrir solo moderados incrementos del consumo de crudo en los próximos diez a quince años. Posteriormente, según este informe, cabe esperar una oferta insuficiente, debido a la caída de la producción en tanto el punto medio del agotamiento haya sido superado. El petróleo y el gas se formaron en el pasado geológico, señalan, lo que significa que son recursos naturales sujetos a su agotamiento (WEC, 2007, p. 45-46).

Para la WEC, sería tiempo de tomar cartas en el asunto, y tratar de determinar el estado de tal agotamiento. Dado que existe un límite finito, el éxito pasado significa que hay cada vez menos para encontrar en el futuro. La industria hizo progresos tecnológicos remarcables al punto que ya es normal perforar pozos de 5000 metros en las aguas tormentosas del Mar del Norte. Asimismo, resulta irónico -dicen-, que los avances tecnológicos llevaron a incrementos en las tasas de extracción, y aceleraron así el agotamiento, contrapesado parcialmente por la recuperación secundaria. La WEC considera que la transición hacia la declinación del recurso amenaza con una etapa de gran tensión económica y geopolítica. El precio del petróleo se triplicó en pocos años a principios de la década de 2000 y este aumento representó los beneficios de la escasez, ya que los costos de producción no cambiaron esencialmente (WEC, 2007, p. 46).

Así, concluye que el mundo se acerca rápidamente al final de la Primera Mitad de la Era del Petróleo, durante la cual la producción creció, nuevos pozos fueron encontrados y desarrollados con la ayuda de mejoras en el conocimiento geológico y de los avances en la tecnología. El informe sugiere que el pico del descubrimiento mundial fue en los años 1960, lo que implica que el correspondiente pico de producción del petróleo convencional se acerca, donde, según la WEC, la situación más general estaría dictada por los límites implícitos de la naturaleza. Y considera que la evidencia empírica indica que la

⁹ O bien del conjunto de las *commodities* (ver Slade, 1980).

Segunda Mitad de la Era del Petróleo ya ha comenzado, y estará signada por la declinación del petróleo y de todo lo que de él depende. El comienzo de su declinación es inevitable por los límites de recursos de la naturaleza y la física inmutable del reservorio (WEC, 2007, p. 52).

A partir de estas afirmaciones, el *World Energy Council* interpreta la situación particular del aumento de precios del nuevo milenio con foco explicativo en aquellos factores que no serían cortoplacistas sino vinculados a la cuestión del agotamiento, en la llegada de un inminente (y nuevo) pico petrolero y el comienzo de una nueva etapa para esta industria.¹⁰

Desfase entre inversión y precio

De conjunto, se percibe en los diagnósticos considerados en las secciones precedentes -y especialmente en aquellos elaborados por organismos o entidades vinculados a los países de la OCDE- que la noción del agotamiento resulta un factor determinante en el desfase entre el aumento de precios y la falta de inversiones destinadas al aumento de la capacidad productiva en relación a los niveles de producción. En el análisis de la OPEP también aparece el agotamiento, pero la incertidumbre sobre la demanda a partir de las crisis económicas experimentadas en años recientes y las caídas en el precio del crudo también resultan factores importantes que impiden canalizar inversiones suficientes para cubrir eventuales incrementos en la demanda. Es crucial profundizar en esta observación como factor explicativo de la particularidad del período.

Por su parte la AIE (Agencia Internacional de Energía), formada por países de la OCDE, también remarca el incremento de las reticencias de inversión del sector con especial énfasis en los países de Medio Oriente y Norte de África.¹¹ Advierte que se requiere una duplicación de la inversión anual en el *upstream* en dichas regiones para obtener un balance energético mundial. Sin embargo, destacan que no habría certeza de que esta inversión se lleve a cabo porque los gobiernos de

¹⁰ En vísperas al desarrollo de los no convencionales de los Estados Unidos y la baja del precio del crudo, el WEC mostró un giro en la proyección del inminente pico petrolero, con el planteo de que éste se trasladaría a un futuro más lejano (WEC, 2013), ello fue acompañado posteriormente con la nueva impronta del *pico de la demanda* (WEC, 2016).

¹¹ 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. Luego comprende países asociados, entre los que se encuentra Argentina desde 2022.

estos países bien pueden optar por desarrollar la capacidad de producción más despacio, o porque factores externos como la escasez de capital pueden impedir a los productores invertir en ampliar la capacidad tanto como quisieran. De esta manera, señalan que la incertidumbre sobre la demanda y la oferta termina reflejada en una mayor volatilidad y altos precios para este período (Birol, IEA, 2005, p.1-3).

Justamente, este organismo es uno de los que resalta la problemática de las *barreras a la inversión*, que comprende tanto el acceso al capital como barreras normativas, las cuales señalan que serían responsables del escaso dinamismo de la oferta en estos años. Ello, a su vez, se aplicaría no solo a los países de la OPEP, sino también a otros países o regiones. Según la AIE esta tendencia hacia un desarrollo de la capacidad de producción *just in time* se condice con un contexto de incertidumbre sobre el crecimiento de la demanda y sobre los precios, lo que resiente la inversión de estos países productores.

El reclamo por parte de este organismo se centra por tanto en una mayor flexibilidad por parte de los gobiernos de la OPEP frente a la maduración de sus yacimientos, donde un factor sería una mayor coparticipación de sus ingresos en tiempos de altos precios para superar los requerimientos de inversión (IEA, 2008, p. 19). En definitiva, el reclamo de los países fundamentalmente consumidores de petróleo o productores por fuera de la OPEP nucleados en la AIE, es una mayor apropiación de la renta hidrocarburífera por parte del capital inversor.

Asimismo, el análisis de la AIE expone el vínculo que se traza entre las barreras a la inversión y el llamado *pico petrolero*, siendo que aparecen ingentes requerimientos de capital frente a la caída de la productividad de los yacimientos.¹² De esta manera, se manifiesta como el reverso del reclamo de la OPEP. Mientras que los países exportadores destacan la necesidad de ingreso de capital, la AIE reclama *flexibilidad* (o sea mayor rendimiento) para que los capitales se decidan a ingresar. Ambos diagnósticos confluyen en una combinación de elementos: el creciente agotamiento, la mayor incertidumbre y un mayor desfase entre inversiones y precios como característicos de este período. Cuestión que por otra parte ambos organismos asimilan al comportamiento del conjunto de las *commodities*.

¹² El “pico petrolero” (*peak oil*) es considerado como el momento en que se alcanzó la explotación del 50% de las Reservas Recuperables Estimadas (WEC, 2007).

La cuestión del mayor desfase entre precios e inversión que aquí se destaca entre las observaciones descriptas, es un punto en particular que señala el comienzo del informe del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que se analiza a continuación, aunque, como se verá posteriormente, culmina resaltando el problema del agotamiento de los recursos como explicativo del mismo.

El estudio del BID, titulado *What determines investment in the oil sector?* (2010) fue uno de los más categóricos al intentar profundizar en la explicación del fenómeno y modelizar las razones del proceso de altos precios y menor reacción de la inversión respecto de otras etapas. Cabe remarcar que existen pocos estudios empíricos sobre la inversión en este sector, lo que vuelve relevante el análisis y profundización de este trabajo, si bien muestra limitaciones en sus conclusiones, como se verá más adelante.

El informe del BID comienza mostrando la relación pro-cíclica entre la inversión petrolera y la del resto de la economía, con la intención de señalar el comportamiento similar de las inversiones reales en el sector petrolero y las del resto de las industrias para el período 1993-2007. El patrón de caída de las inversiones en los años 1990 se observaría en prácticamente todos los sectores de la economía en un período caracterizado por el propio informe de *cut cost minding*, lo que reflejaría la reticencia a la inversión productiva en general para la década.

Este punto parece fundamental a la hora de contextualizar el fenómeno de alto precio y baja inversión, y que logra así superar el círculo explicativo y las limitaciones del agotamiento como factor crucial. No obstante, seguidamente el informe especifica el comportamiento particular de las inversiones correspondientes al sector, lo que termina siendo desvinculado de tal contexto.

El informe comienza diferenciando a las compañías nacionales de las internacionales, con la observación de que en estas últimas compañías en el año 2004 las inversiones se encontraban aún por debajo de los niveles de principios de los 1990, en que la capacidad excedente resultaba ser significativamente mayor. De aquí pasan a plantear el problema de la incertidumbre sobre la estabilidad de los precios a partir de su caída a fines de la década de 1990 con la crisis asiática. Remarcan que ello ocurre a pesar de que se perciba en el nuevo milenio una mayor necesidad de inversión en reposición (BID, 2010, p.10).

Se construye un modelo empírico a estimar donde la ratio inversión real/ingreso real de cada compañía encuestada, 102 en total, es la

variable independiente, y las explicativas son la inversión pasada, los beneficios reales esperados, los costos y el precio futuro esperado, tomado en este caso como proxy el negativo de la capacidad excedente.¹³ Entre los principales resultados de la estimación del modelo que resultan relevantes para este trabajo, se destaca como relación más fuerte y significativa, con coeficiente positivo, la inversión respecto de los niveles de inversión pasados, los precios esperados y los costos de descubrimiento y desarrollo. Los beneficios también presentan coeficiente significativo y positivo, pero ni las reservas propias de las compañías ni sus activos resultaron ser variables significativas para explicar el nivel de inversiones.

Los principales resultados obtenidos por el estudio econométrico refieren que el mayor poder explicativo para dar cuenta del comportamiento de las inversiones recae en aquellas variables llamadas *below the ground*, que serían las de limitación geológica y tecnológica, respecto de las variables *above the ground*, que serían las de carácter político y de falta de acceso al capital requerido o fallas de mercado. Consecuentemente se remarca el crecimiento de la inversión real como relacionado al aumento de los costos, donde un componente significativo de estos costos sería el resultado de limitaciones geológicas, que ofrecen de esta manera una rigidez cada vez más permanente (BID, 2010, p. 22 y p.26).

Los datos mostrarían, según el informe, que los riesgos técnicos en exploración petrolera son altos y se espera sean mayores en el futuro. El indicador de "riesgos técnicos" diseñado por Goldman Sachs, que el trabajo mismo señala solo estar disponible para los "años recientes", intenta captar la dependencia tecnológica, las limitaciones geológicas y

¹³ El informe utiliza como proxy del precio futuro el negativo del logaritmo del promedio anual de la capacidad excedente de la OPEP en el período previo t-1. Este trabajo asume que la "inversa del logaritmo" (*inverse of the logarithm*) al que hace referencia el modelo se trata en realidad del logaritmo de la inversa de la capacidad excedente lo que resulta en el negativo de ese logaritmo, y es así que es mencionado como el "negativo de la capacidad excedente" que reiteran a lo largo del estudio como proxy del precio futuro. Ello se condice con el estudio del FMI al que hacen referencia para la obtención de una relación negativa entre capacidad excedente y precio esperado. El estudio aclara que serían dos los mecanismos por los cuales la capacidad excedente de la OPEP llevaría a niveles más bajos de inversión: el efecto directo, por el cual una baja capacidad excedente podría devenir en una oferta insuficiente en relación a la demanda lo que incentivaría la inversión; y el efecto indirecto, por el cual esta capacidad excedente podría considerarse como una barrera a la entrada para compañías de países por fuera de la OPEP (BID, 2010, p. 20).

el entorno geográfico de un yacimiento de petróleo.¹⁴ Señala que una clara tendencia se observa en el crecimiento de los riesgos técnicos promedio en el tiempo, y se espera que esta tendencia continúe en aumento en base a la ubicación y naturaleza de los proyectos aprobados (BID, 2010, p. 22).

Consecuentemente, mediante el uso del indicador de riesgos técnicos y el señalamiento de las limitaciones geológicas, se observa que la cuestión del agotamiento físico del recurso gana peso en las explicaciones, mediante consideraciones sobre la profundidad, disponibilidad limitada calidad del hidrocarburo, necesidades tecnológicas para su explotación y recuperación, junto con la cuestión geopolítica que recobra relevancia en la determinación de las inversiones del sector.¹⁵

Un resultado destacado del estudio es la demostración empírica del aumento del rezago entre la capacidad excedente y la inversión, es decir de la menor reacción inversora frente a la suba del precio esperado. Para este informe en particular, este rezago estaría causado por los mayores riesgos técnicos, y así el crecimiento de la capacidad se encontraría más limitado por la geología que en el pasado. Advierten que ello no significa que el petróleo en el mundo se está por acabar, pero que se necesitarán precios del petróleo más altos para incentivar la inversión adicional necesaria para balancear el mercado en un mediano plazo (BID, 2010, p. 31).

¹⁴ La variable de riesgo técnico es un índice elaborado por *Goldman Sachs Global Investment Research* que tiene en cuenta varios factores, cada uno ponderado en función de su importancia. Los datos se recopilan a nivel de campo, pero los elabora la empresa. El índice es una suma ponderada de los siguientes factores, con la dirección del riesgo y las ponderaciones en el índice, respectivamente, indicadas entre paréntesis. (i) Profundidad del agua (mayor riesgo, 15 por ciento); (ii) condiciones operativas hostiles en términos de medio ambiente, geografía y / o clima como las operaciones del Ártico (más dificultad es mayor riesgo, 14 por ciento); (iii) dependencia de la tecnología (dependencia mayor que el promedio de tecnologías de producción nuevas o complejas, por ejemplo, sistemas submarinos, desarrollo de primera generación en aguas profundas, desarrollo de petróleo pesado, 33 por ciento); (iv) problemas geológicos (los riesgos son mayores si hay reservorios complejos, gas o líquidos ácidos, etc., 11 por ciento); (v) Cumplimiento de las cuotas de la OPEP (lo que significa que ciertos riesgos son mayores si la empresa tiene que recortar la producción para cumplir con las cuotas de la OPEP, 6 por ciento); y dependencia de la infraestructura (mayor riesgo cuanto mayor es la tecnología o complejidad política requerida de la infraestructura para salvaguardar el desarrollo y la exportación del hidrocarburo, 21% (BID, 2010).

¹⁵ Ello sería una combinación del enfoque del *peak oil* y el de las barreras a la inversión.

Así explican que la inversión de las compañías petroleras -en particular la de las compañías internacionales antes que las nacionales- fue más lenta como respuesta a las señales de precios en el presente boom que en períodos anteriores. Entre 1993 y 2007, el rezago entre la capacidad excedente y la inversión habría crecido en cerca de 2 o 3 años. Al ser el sector petrolero una industria con planeamientos de largo plazo y altos costos hundidos, los rezagos altos no son poco frecuentes. Sin embargo, lo particular del período es que este rezago se habría incrementado en los años más recientes (BID, 2010, p. 32).

Similar a lo expuesto por la OPEP, el estudio del BID remarca que en los años 1990, signados por el contexto de bajos precios de los años previos y por la reducción de los presupuestos fiscales, las compañías relegaron inversiones, contribuyendo a la obsolescencia de capital, lo cual retrasó la respuesta a los altos precios que comenzaron más tarde. Se transformó así en una industria donde el monto de *cash* disponible estuvo por encima de la capacidad de satisfacer rápidamente la creciente demanda. Consecuentemente, la experiencia sugiere que, aunque la inversión responde eventualmente a los precios, lo hace con mayor desfase y más lentamente que en el pasado (BID, 2010, p. 32).

El estudio concluye que los factores *below-ground* contribuyeron en mayor medida a los retrasos en la ejecución de los proyectos que los *above-ground*, sin que el modelo econométrico planteado lo demuestre claramente. Tampoco se presentan fundamentos teóricos que permitan respaldar dicho señalamiento. Esto es así, en tanto que, en el comparativo con los años 1970, se remarca este incremento en el rezago de la inversión por supuestos mayores riesgos técnicos, variable que por su parte no fue medida para esos años y que por tanto no permite comparar o contrastar tal conclusión.

El aumento de los costos tampoco se condice con los aumentos de precios. Según citas del propio trabajo, la inversión aumentó en línea con los costos, donde los costos marginales de descubrimiento y desarrollo de un yacimiento ascendían a 10 dólares el barril en 2007, año en que incluso los costos comenzaron a aumentar más lentamente que la inversión nominal (BID, 2010, p. 21). El tema recae entonces en el rezago de la inversión real como respuesta a la suba de precios mayores que los costos, como señal de necesidades del sector de incrementar la capacidad productiva, y sin embargo la preferencia del *cash*, o de su reinversión en otro tipo de activos de mayor rendimiento esperado. El trabajo remarca que la incertidumbre inicial sobre cuánto durarían los altos precios puede haber impactado en la reticencia de los

inversores, pero que adicionalmente la retraída respuesta de la oferta se incrementó persistentemente a pesar de los altos precios¹⁶.

A pesar de estos hallazgos relativos a las características cambiantes de la inversión, la conclusión general del trabajo insiste en dar mayor importancia a la explicación del rezago en base al agotamiento de los recursos. Esto no logra ser demostrado ni empírica ni teóricamente, se trata de un diagnóstico sin fundamentación suficiente en base al análisis del comportamiento del sector.

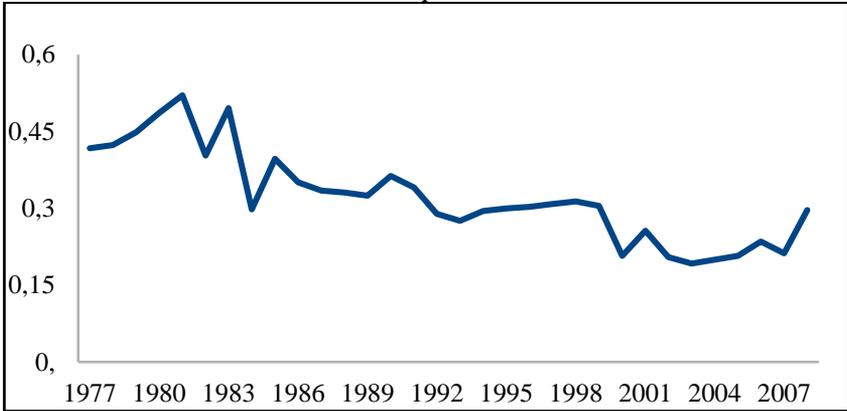
Justamente, estas conclusiones subestiman lo señalado al principio del estudio, donde se hacía hincapié en que la caída generalizada de las inversiones estaba vinculada a la crisis económica, sin necesidad de particularizar el comportamiento del sector en torno al carácter no renovable del petróleo, sino antes bien identificarlo con lo sucedido con el resto de las industrias en dicho período.

Por ello afirmamos la hipótesis de que las transformaciones en el comportamiento inversor de la economía en general, donde prima el *cash* en un período post crisis, es la particularidad del período que se manifiesta en el sector de manera específica en una deficiencia de inversiones que apuntan al aumento de la capacidad productiva, la inversión en exploración (Gráfico 5).

En este sentido, cobra relevancia el estudio del comportamiento de la inversión de mayor riesgo y plazos de valorización que apunta a la incorporación de nuevas reservas -inversión en exploración- respecto del total, en contraposición a la preferencia por inversiones de mayor liquidez (Segura, 2023). Mientras que, por el contrario, los análisis empíricos que sustentan las posturas arriba analizadas, normalmente tienden a atribuirlo de un modo inconsistente al problema de la escasez o agotamiento de los hidrocarburos.

¹⁶ Ello se vio incluso agravado con la crisis de 2008 y 2009.

Gráfico 5
Inversión en exploración/total



Fuente: Elaboración propia en base a datos de *Energy Information Administration, EIA-28 Financial Reporting Survey*.

Conclusiones

Los análisis aquí presentados de los organismos internacionales (EIA; IEA; BID; CFTC; WEC; OPEC), remarcan que se observó una mayor inelasticidad de la oferta y una creciente incertidumbre sobre la demanda futura en el período bajo análisis, y que estas variables están estrechamente asociadas a las decisiones corrientes de inversión en el sector, tomando estos elementos como importantes para describir el particular fenómeno de altos precios y baja inversión petrolera a partir de 2003.

Estos informes, desde visiones, metodologías e intereses diferentes, remarcan que es el estrangulamiento de la capacidad productiva ante el crecimiento de las tasas de actividad y la demanda petrolera lo que generó las fuertes subas de precios, y al mismo tiempo que el aumento de precios no desembocó en inversiones que superen tal estrangulamiento en la oferta.

Por un lado, el presente trabajo muestra que el aumento de precios y la desinversión aparecen vinculadas sin una relación causal determinada. Frente a esta indeterminación, se concluye que los estudios analizados señalan dos posibles factores que a su vez bien podrían estar relacionados: el agotamiento progresivo de los recursos como factor estructural de más largo plazo, y la falta de acceso al capital requerido para incrementar inversiones y así afrontar la caída de la productividad de los yacimientos como cuestiones coyunturales o de

corto plazo, ya sea por barreras a la inversión asociadas a una estructura más centralizada de la oferta -cuestión remarcada desde los países de la OCDE-, o por la percepción de menores retornos y mayor incertidumbre de la inversión frente a las crisis -resaltado por OCDE y por OPEP-. Estos dos tipos de factores fueron identificados por el informe del BID como variables *below the ground* y *above the ground*, respectivamente.

La observación más consistente de estos informes es la menor reacción de la inversión destinada a aumentar la capacidad productiva frente a los incrementos de precios -con un carácter particularmente diferente al de los años 1970-, ello da cuenta de una transformación en la relación de las variables a considerar para este nuevo período. Cabe destacar que tanto el estudio de la OPEP como el del BID señalan la relevancia de las crisis económicas y los períodos de deflación como determinantes importantes en este comparativo a la hora de observar y explicar la transformación de la reacción inversora del sector. Es importante remarcar, por tanto, que para los años 1990 *primó el cash antes que la inversión* -si bien se trataría de la inversión en exploración- pero este un comportamiento comprende también a otros sectores de la economía, lejos de vincularse a una cuestión específica de agotamiento o escasez de los recursos naturales, cuestión que se vislumbra ante el abandono de tales posturas frente a períodos de caída de precios. En definitiva, los años 1990 constituyeron un punto de inflexión en el mercado y en la conducta de los inversores como consecuencia de una nueva etapa del ciclo económico y de la dinámica general del comportamiento de la actividad económica global, lo que permite brindar una base de comprensión que supera la especificidad de los recursos no renovables.

Sin embargo, esta cuestión no es finalmente considerada de modo explícito por el análisis empírico del BID. Antes bien se advierten las limitaciones empíricas y teóricas de estos estudios, al remarcar que las cuestiones coyunturales o de corto plazo (*above the ground*) terminan siendo sometidas a la cuestión de la escasez física de los recursos como el causante de fondo del comienzo de una nueva etapa, en vez de comprender a esta escasez como una noción o percepción económica concluyente de un proceso de desinversión relativa a las tasas de explotación corriente de esos recursos.

Ante la imposibilidad de incorporar este agotamiento desde una medición física que se abstraiga de la problemática económica -que es la que en definitiva se está considerando-, la cuestión de la escasez y del agotamiento de los recursos petroleros termina siendo un factor

explicativo exterior y colmado de intereses políticos. Las propias organizaciones remarcan el hecho de que en reiteradas ocasiones en la historia se pronosticó el fin de la era del petróleo, sin que luego éste se haya consumado.

A partir de tales observaciones, reaparece la alarma por parte de las organizaciones ligadas a los países de la OCDE de la mayor centralización de la producción en los países de la OPEP, y el reclamo de que estos países ofrezcan mayor participación de esta renta para obtener las inversiones requeridas para el aumento de la capacidad productiva, en el marco de una mayor flexibilidad de las barreras existentes. La OPEP, por su parte, también toma el problema del agotamiento, aunque remarca el temor a la sobreinversión, es decir, a los efectos propios de las crisis. Se destaca en este punto la observación sobre la dinámica de la economía y los efectos del ciclo económico en la inversión en general, pero se advierte que este señalamiento no deja de recaer en la problemática del agotamiento como causante del requerimiento de mayores inversiones y a su vez de la justificación en la adopción de mayores regalías por el agotamiento de sus recursos.

La circularidad argumentativa y el protagonismo asignado a la escasez no permite incorporar a la incidencia de la particularidad de los ciclos en la actividad económica en el cambio del comportamiento inversor -a pesar de ser señalado como observación-, donde por tanto, desde el mercado, no pareciera encauzar ninguna otra cuestión como problemática que la propia centralización de la OPEP y la mayor dependencia que la industria tienen sobre los países exportadores a la hora de enfrentarse con la perspectiva de la oferta o disponibilidad mundial de crudo. Y desde el lado de la OPEP, por sus necesidades de acceso al capital necesario que les permita apropiarse de la renta petrolera correspondiente. De aquí que la estructura de la oferta en la industria se encuentra normalmente relacionada a la problemática de la escasez, aunque tampoco en estos señalamientos estaría claramente profundizada esta relación.

Por último, entender la suba de precios como consecuencia del agotamiento progresivo de los recursos -lo que por tanto determinaría su bajo impacto en las inversiones destinadas a incorporar nuevas reservas-, entraña, considerar al mismo como la manifestación económica de una cuestión físico-geológica, lo que encuentra serios desafíos teóricos ante la observación similar del movimiento del conjunto de las commodities para este período, como el señalado por la AIE y por la OPEP. En definitiva, la falta de inversiones encubre una problemática diferente a la de la escasez y agotamiento de los recursos

en abstracto, lo cual, si bien puede resultar en una problemática productiva y social, no implica que esta cuestión se refleje de manera unívoca en la dinámica del precio y las inversiones del sector. Interpretación ésta que conduce a pronósticos errados sobre la perspectiva del mercado de los recursos energéticos, y que se proyecta actualmente de manera similar al conjunto de los recursos naturales.

A partir de estas conclusiones, y a modo de reflexión, el mundo enfrenta una crisis energética que en la actualidad se reproduce en la mencionada crisis o escasez de los recursos naturales -o su contrapartida: el exceso de población-. Sin minimizar la problemática del consumo y producción de estos recursos, se advierte que dicha problemática se encuentra más asociada al modo histórico en que ellos se producen, antes que a una cuestión físico-geológica. La crítica, por tanto, apunta a ahondar en la diferenciación de las características físicas del recurso respecto de sus representaciones económicas.

Listado de referencias

- Adelman M. (1986). Scarcity and World Oil Prices. *The Review of Economics and Statistics*, 68(3), pp. 387-397.
- Ahmed Ali, S. y Bel H. (2018). Unconventional and Conventional Oil Production Impacts on Oil Price: Lessons Learnt with Glance to the Future, *Journal of Global Economics* 6(1).
- Birol Fatih. (2005). World Energy Prospects and Challenges. *International Energy Agency*. Recuperado de <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/birol.pdf>.
- British Petroleum (2007). *Statistical Review of World Energy June 2007*. Recuperado de <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- Commodity Futures Trading Commission (2008). Interim Report on crude oil. *Interagency Task Force*. Recuperado de <https://www.cftc.gov/sites/default/files/idc/groups/public/@newsroom/documents/file/itfinterimreportoncrudeoil0708.pdf>.
- Energy Information Administration US Department of Energy. (2009). *Form EIA-28 Financial Reporting System. T-15. Oil and Natural Gas Exploration and Development Expenditures*. Recuperado de https://www.eia.gov/finance/performanceprofiles/about_companies.php.
- Energy Information Administration US Department of Energy (2010). *What Drives Crude Oil Prices?*. Recuperado de <https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil>.
- Hotelling H. (1931) The Economics of Exhaustible Resources. *The Journal of Political Economy*, 39(2), pp. 137-175. Traducción: Alvarez; Diaz Serna y Olaya Recuperado de www.eumed.net/coursecon/textos/.

- Hvozdyk L., Mercer-Blackman V. (2010). What Determines Investment in the Oil Sector? A New Era for National and International Oil Companies. *Cambridge University and Inter-American Development Bank*. Recuperado en <https://publications.iadb.org/en/publication/what-determines-investment-oil-sector-new-era-national-and-international-oil-companies>.
- Kornblihtt, J.; Casique Herrera M. (2021). La crisis venezolana como expresión de la sobreproducción mundial de petróleo pesado, *Cuadernos de Economía Crítica*, 14, pp. 129-153.
- Krautkraemer, J. (1998). Nonrenewable Resource Scarcity. *Journal of Economic Literature*, 36(4), pp. 2065-2107.
- Organization of the Petroleum Exporting Countries (2008). *World Oil Outlook*. Recuperado de www.opec.org.
- Pindyck, R. (1980). Uncertainty and Exhaustible Resource Markets. *The Journal of Political Economy*, 88(6), pp. 1203-1225.
- Pindyck, R. (1998). *The long-run evolution of energy price*. Massachusetts Institute of Technology.
- Segura J. (2011). Tendencia de las inversiones petroleras en la Argentina. Un caso más de las transformaciones del mercado petrolero mundial. *Revista de historia de la industria, los servicios y las empresas en América Latina*, 8, julio.
- Segura, J. (2023) Determinantes de la inversión en exploración petrolera. Un aporte empírico a la luz de la suba de precios del petróleo crudo en el período 2003-2008, *Cuadernos del CIMBAGE*, 1(25), junio.
- Slade, M. (1980). Trends in Natural-Resource Commodity Prices: An Analysis of the Time Domain" *Journal of Environmental Economics and Management* , 9, p. 122- 137.
- World Energy Council (2007). *Survey of energy resources*. Londres, RU. Recuperado de <https://www.worldenergy.org/publications>.
- World Energy Council (2013). *World energy council report confirms global abundance of energy resources and exposes myth of peak oil*. Recuperado de <https://www.worldenergy.org/news-views/entry/world-energy-council-report-confirms-global-abundance-of-energy-resources-and-exposes-myth-of-peak-oil>.
- World Energy Council (2016). *The discussion of peak oil has moved to a discussion of peak demand*. Recuperado de <https://www.worldenergy.org/news-views/entry/the-discussion-of-peak-oil-has-moved-to-a-discussion-of-peak-demand>.