

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
DOCTORADO

TESIS

**DESAFÍOS DEL CONCEPTO DE *RENTA POR ESCASEZ* A LA LUZ DEL
COMPORTAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO EN EL PERÍODO 2003-
2008**

Alumna: María Jimena Segura Bordenave-Gassedat

Directora de Tesis: Martina Chidiak

Codirector: Roberto Pons

Miembros del Tribunal de Tesis: Omar Chisari, Saul Keifman, Carlos Adrián Romero

Fecha de defensa de la Tesis: 22 de marzo de 2022

A mis hijos y a los recursos naturales de su futuro

AGRADECIMIENTOS

Luego de un largo recorrido transitado para la elaboración final de esta tesis, son numerosas las interacciones que fui teniendo con varias personas, que ya sea de manera directa como indirecta, fueron significativas en la delineación y dinámica del propio desarrollo de la investigación.

Pero no quiero perder la oportunidad de agradecer profundamente a mi Directora Martina Chidiak quien asumió esta tarea con toda la dedicación y exigencia acorde a trabajos de esta índole, y que claramente hizo posible su culminación gracias a su permanente apoyo y acompañamiento. Agradezco también los aportes de Martín Trombetta en la validación empírica del trabajo. Gracias también al Dr. Roberto Pons, a Graciela Molle, a mi familia, amigos, y especialmente a Nicolás Puente, compañero de vida que me acompañó durante todo este proceso.

Jimena Segura

RESUMEN

En esta tesis se realizó un aporte teórico y práctico en relación a los desafíos que enfrenta la teoría económica convencional sobre los recursos naturales no renovables, particularmente a la vista de la suba de precios del petróleo crudo para el período 2003-2008 que notoriamente ocurrió junto a una caída en la vida útil de las reservas probadas mundiales de este mineral. Se comprobó como principal explicativo del fenómeno observado una tendencia a la caída en la relación inversión en exploración/inversión total desde mediados de los años '80, y un disímil comportamiento de esta componente de la inversión respecto del precio del petróleo a partir de los años '90. Se demostró que esta cuestión refleja la relevancia de la reacción inversora respecto de la dinámica macroeconómica, que incluye no sólo tasas de crecimiento económico sino también el comportamiento de las inversiones en períodos post crisis. Se realizó una lectura crítica de las explicaciones habitualmente ofrecidas por los organismos internacionales ante la suba de precios para el período en cuestión, las cuales están principalmente basadas en la teoría del agotamiento sin tomar en cuenta las críticas empíricas y conceptuales al modelo de Hotelling, base de dicha teoría. La noción de escasez y de renta por escasez que surge de esta Teoría de los Recursos No Renovables, no hace foco en los factores coyunturales de mercado donde el carácter de las inversiones y el contexto macroeconómico juegan un papel determinante, sino que se focaliza en el agotamiento de estos recursos, lo cual presentó históricamente serias limitaciones a la hora de analizar y predecir las tendencias de las principales variables económicas de esta industria. A partir de ello concluimos en la necesidad de que los modelos que en el futuro se diseñen para este tipo de mercados, incorporen variables explicativas que den cuenta de los períodos post crisis y de recesión de la actividad global como determinantes en el comportamiento inversor. Al abordar la escasez desde un punto de vista de la coyuntura del mercado, la noción de renta por escasez queda desligada de su aspecto físico y es aquí entendida como una sobreganancia. El desarrollo de esta crítica integral a la teoría del agotamiento, concluye que la noción de escasez típicamente usada, se encuentra en realidad ligada al carácter productivo e histórico de la explotación de los recursos no renovables antes que a una cuestión puramente geológica y natural.

Palabras clave: Recursos no renovables, Precio del Petróleo, Oferta de recursos, Renta por escasez.

Clasificación JEL: Q300, Q310, Q390

INDICE GENERAL

	<i>Pag</i>
INTRODUCCIÓN	9
CAPÍTULO 1.-Planteamiento del fenómeno bajo estudio, de la problemática abordada y de la metodología utilizada	13
1.1. Definición del fenómeno a analizar: suba de precios del petróleo y caída en la inversión en exploración 2003-2008	13
1.2. El enfoque analítico adoptado: una revisión crítica de la teoría convencional de los recursos naturales no renovables.....	19
1.2.1. Las explicaciones de los estudios de agencias especializadas de la OCDE vs OPEP	20
1.2.2. El Modelo y la Regla de Hotelling. Evaluaciones empíricas y revisiones posteriores	20
1.2.3. Revisión del concepto de renta por escasez a partir de las concepciones sobre renta de Lewis Gray y David Ricardo.....	24
1.3. Metodología y secuencia de desarrollo de análisis.....	24
CAPÍTULO 2.- El aumento del precio del petróleo 2003-2008: hechos estilizados y antecedentes históricos	29
2.1. Contexto macroeconómico y sectorial en el nuevo milenio.....	29
2.2. Análisis del comportamiento inversor y del desarrollo sectorial desde 1920 hasta 1980.....	38
2.3. Comportamiento de la inversión y caída del precio post crisis 1981-1987.....	49
2.4. Precios e inversión en los años '90.....	55
2.5. Conclusiones.....	61
CAPÍTULO 3.- Síntesis y limitaciones de la literatura especializada sobre el sector petrolero en el período analizado: ¿un nuevo esquema de oferta y demanda mundial de petróleo?	63
3.1. Factores cortoplacistas que inciden en la suba de precios	64
3.2. Baja inversión y agotamiento de los recursos.....	65
3.3. Desfasaje entre inversión y precio.....	70

3.4. Balance y consideraciones preliminares de los informes.....	77
--	----

CAPÍTULO 4.- Análisis empírico: determinantes de la inversión en exploración y verificación de cambios estructurales82

4.1. Comportamiento de la inversión y del precio.....	84
---	----

4.2. Tendencias del período	91
-----------------------------------	----

4.3. Impacto sobre las reservas	93
---------------------------------------	----

4.4. Consideraciones preliminares de los modelos empíricos estimados.....	96
---	----

CAPÍTULO 5.- El modelo de Harold Hotelling y su concepto de Renta por Escasez. Una lectura crítica.....99

5.1. El modelo de Hotelling.....	99
----------------------------------	----

5.2. Verificación empírica del modelo de Hotelling	101
--	-----

5.3. Las revisiones del modelo de Hotelling	102
---	-----

5.4. La conciliación del modelo de Hotelling con la suba de precios de los años '70.....	106
--	-----

5.4.1. El rol de los sustitutos	107
---------------------------------------	-----

5.4.2. Incertidumbre, decisiones de inversión y dinámica de precios.....	108
--	-----

5.4.3. Incertidumbre sobre la cantidad de reservas y sus efectos en la inversión en exploración vs. explotación	110
---	-----

5.4.4. Estructura de mercado.....	115
-----------------------------------	-----

5.5. Explicaciones alternativas para la suba del precio.....	116
--	-----

5.5.1. Estructura de la oferta y el rol de la OPEP.....	116
---	-----

5.5.2. La hipótesis del “objetivo de ingreso” de los países productores....	119
---	-----

5.5.3. Cartelización y agotamiento: Peak Oil.....	120
---	-----

5.6. El debate teórico de fondo: Lewis Cecil Gray (1914) y David Ricardo (1817).122	
---	--

5.6.1. La “indestructibilidad” como base de la renta.....	123
---	-----

5.6.2. La renta diferencial en Ricardo.....	126
---	-----

5.6.3. Contenido del excedente: ¿renta por escasez o sobreganancia?.....	129
--	-----

5.6.4.El alejamiento de Gray respecto de la teoría clásica de la renta.....	131
---	-----

5.7. Algunas consideraciones adicionales sobre la renta minera.....	137
---	-----

5.8. Conclusiones.....	139
------------------------	-----

CONCLUSIONES FINALES	144
-----------------------------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	162
---------------------------	-----

INDICE DE ILUSTRACIONES

1.1.Reservas/producción mundial 1973-2013.....	14
1.2.Precio barril de petróleo en dólares (precios constantes) 1968-2008.....	14
1.3.Precio barril de petróleo en dólares (precios corrientes) 1968-2008.....	15
1.4.Presupuesto nacional en I&D en combustibles fósiles (países de la AIE) 1974-2006.....	16
1.5.Inversión nueva respecto a ingreso neto 1992-2006.....	17
1.6.Inversión en exploración/total 1977-2008.....	18
2.1. Producción mundial de petróleo 1998-2008.....	30
2.2. Precio barril de petróleo en dólares (a precios corrientes) 1998-2007.....	31
2.3. Variación interanual PBI mundial medido por PPP 1971-2007.....	33
2.4. Reservas/producción mundial 1998-2007.....	33
2.5. Inversión mundial total 1977-2008.....	34
2.6. Inversión en exploración/total 1977-2008.....	34
2.7. OPEP surplus 1997-2007.....	36
2.8. Oferta de petróleo (OPEP vs. OCDE) 1987-2005.....	37
2.9. Precio barril de petróleo en dólares (a precios corrientes) 1968-1975.....	43
2.10. Producción mundial de petróleo 1968-1975.....	44
2.11. Precio barril de petróleo en dólares (a precios corrientes) 1974-1981.....	46
2.12. Oferta de petróleo (OPEP vs. OCDE) 1965-1987.....	47
2.13. Producción mundial de petróleo 1974-1981.....	48
2.14. Precio barril de petróleo en dólares (a precios corrientes) 1980-1988.....	50
2.15. Variación interanual PBI mundial medido por PPP 1971-1987.....	51
2.16. Producción mundial de petróleo 1979-1987.....	52
2.17. Precio barril de petróleo (a precios constantes) 1968-1989.....	53
2.18. Presupuesto nacional en I&D en combustibles fósiles (total países AIE)	

1974-1988.....	54
2.19. Inversión mundial total 1977-1987.....	54
2.20. Inversión en exploración/total 1977-1987.....	55
2.21. Precio barril de petróleo (a precios corrientes) 1988-1998.....	56
2.22. Presupuesto nacional en I&D en combustibles fósiles (total países AIE) 1987-1998.....	58
2.23. Presupuesto nacional en I&D en gas y petróleo (total países AIE) 1990-1998.....	58
2.24. Inversión nueva/ingreso neto 1992-1998.....	59
2.25. Inversión mundial total 1987-1998.....	59
2.26. Inversión en exploración/total 1987-1998.....	60
2.27. Reservas/producción mundial 1980-1997.....	60
4.1. Price/Earnings 1975-2010.....	88
4.2. Evolución P/E-Inversión en exploración/total-ROE 1975-2010.....	89
4.3. Reservas y producción 1975-2010.....	91
4.4. Reservas/producción-Inversión en exploración/total 1977-2008.....	92
4.5. Variación interanual PBI global 1975-2008.....	93

INDICE DE TABLAS Y RECUADROS

3.1. El modelo econométrico del estudio del BID.....	73
4.1. Muestra de medias y desvíos estándar- Período 1977-2008.....	84
4.2. Resultados Regresión 1- Período 1977-2008.....	85
4.3. Resultados Regresión 2- Período 1977-1990.....	85
4.4. Resultados Regresión 3- Período 1990-2008.....	86
4.5. Resultados Regresión 4- Período 1977-2008.....	87
4.6. Resultados Regresión 5- Período 1977-2008.....	90
4.7. Muestra de medias y desvío estándar. 1977-2008.....	94
4.8. Resultados Regresión 6- Período 1982-2007.....	94
4.9. Resultados Regresión 7- Período 1983-2007.....	95

Introducción

La presente Tesis tiene por objeto realizar un aporte a la literatura económica sobre recursos no renovables y en particular en relación al concepto de renta por escasez. El análisis central de la tesis se focaliza en un fenómeno notorio que se observó en el sector petrolero en el período 2003-2008: la simultánea suba de precios y caída en la vida útil de las reservas de petróleo.

El petróleo se convirtió en el siglo XX en insumo esencial del proceso de producción mundial, por lo que el incremento en su precio y las perspectivas acerca de su oferta y demanda se transformaron en factores relevantes del ritmo global de crecimiento. De ahí que el precio del petróleo crudo sea una de las variables clave relacionadas con los ciclos económicos, e incluso, con varios conflictos internacionales de los últimos 70 años, ya que la tensión sobre las garantías de su suministro ha dominado la política económica mundial desde mediados del siglo pasado (vgr. Yerguin, 1992).

Muchas veces, la literatura sobre el sector petrolero, hace referencia al concepto de “crisis energética” en relación a la noción de escasez progresiva de este recurso (vgr. teoría del Peak Oil). Esta referencia ha sido habitual frente a fenómenos de aumento de precios, incrementos de costos de producción, aumento de requerimientos de inversiones necesarias, o bien frente a la emergencia de disputas internacionales por el abastecimiento de petróleo que han llevado a conflictos bélicos y políticos.

El interés central del análisis aquí desarrollado es ahondar, tanto en términos teóricos como empíricos, en la siguiente hipótesis: el fenómeno de aumento de precios y la caída en la vida útil de las reservas, y por tanto de la capacidad productiva del sector para el período 2003-2008, es resultante de la reducción progresiva de la inversión en exploración respecto de la inversión total en esta industria, fundamentalmente a partir de los años '90. Esta visión lleva a desarrollar una revisión crítica de las explicaciones del fenómeno asociadas a una “crisis energética” por agotamiento del recurso petrolero como sugiere la literatura especializada.

A partir del análisis desarrollado en la tesis, se postula que el cuerpo teórico actualmente utilizado (vgr. el modelo de Hotelling) para dar cuenta desde una perspectiva económica de la evolución del mercado petrolero, resulta insuficiente. Desde lo teórico hasta lo empírico, el eventual agotamiento físico no logra explicar el comportamiento de las variables de mercado de este recurso, tal como se refleja en la revisión aquí ofrecida de

la literatura empírica y teórica sobre el comportamiento de precios del mercado petrolero. Aun más, la interpretación de “escasez” y de “renta por escasez” que ofrecen tanto el modelo de Hotelling como la literatura especializada en el período aquí considerado tiende a reducir automáticamente cualquier aumento de los precios del crudo por sobre los costos de extracción a un reflejo del agotamiento progresivo de los hidrocarburos. Es así como esta visión “físico-naturalista” del problema se desentiende, o bien subestima, factores tan importantes como la evolución histórica de la producción y explotación de estos recursos o las condiciones específicas de operación del mercado (ej. ciclo económico).

Para abordar esta problemática, el presente trabajo revisa los enfoques y análisis que explicarían la suba de precios y la desinversión en el sector para el período en cuestión, a fines de identificar sus principales premisas. Estos hallazgos son luego enmarcados, desde lo empírico, en una mirada diferente a partir de la evolución de la inversión en exploración y, posteriormente, tomando en cuenta el debate teórico que subyace a la teoría de los recursos no renovables. La consecuente crítica a la cuestión de la escasez como explicativa del fenómeno objeto de estudio, es entonces sustentada desde el ángulo teórico, empírico e histórico, sin dejar de lado aspectos que hacen a la organización industrial y a los eventuales desfasajes entre oferta y demanda del sector petrolero.

Con este propósito, en el Capítulo 1 se presenta la problemática bajo estudio (el fenómeno analizado y los desafíos analíticos que plantea) y la metodología utilizada. Los Capítulos 2 a 5 desarrollan el cuerpo del análisis y contienen los diversos aportes de la investigación abordada según la secuencia descripta a continuación:

En el Capítulo 2 se delinear los hechos estilizados del fenómeno a estudiar identificando las variables relevantes, y destacando las diferencias y semejanzas respecto de la suba de precios del petróleo de fines de la década del '70. Se evidencia a lo largo de ese capítulo cómo la suba de precio del crudo de comienzos del siglo XXI no resultó en aumentos de la capacidad productiva del sector mediante un aumento en la inversión relativa destinada a la exploración, lo cual hubiera sido lo esperable frente a la experiencia de los primeros “shocks petroleros” de los años '70. Para llegar a comprender la particularidad del período reciente y sus efectos en el ratio reservas probadas/producción (estancamiento en la vida útil de las reservas), presentaremos los antecedentes históricos de la evolución del sector

en las décadas previas que son de relevancia para el entendimiento de la dinámica subsiguiente de la actividad petrolera mundial.

Presentados tanto las variables relevantes a analizar como los hechos estilizados básicos, en el Capítulo 3 se exponen y analizan los principales trabajos desarrollados por agencias y organizaciones internacionales tales como la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) como el World Energy Council (WEC), la Agencia Internacional de Energía (AIE), Energy Information Administration (EIA), la Commodity Futures Trading Commission (CFTC), el Banco Internacional de Desarrollo (BID), y por 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 para el período 2003-2008. A partir del análisis de dichos estudios, se observa que, vía diferentes mecanismos, y dándole diferente protagonismo, estos estudios mayormente vinculan el fenómeno observado al inicio de una nueva etapa donde se revelaría la escasez y el progresivo agotamiento del petróleo, lo que desembocaría en una mayor inelasticidad de la oferta de crudo respecto de períodos previos de suba del precio. Destacamos el trabajo empírico realizado por el BID, donde estos puntos son modelizados, pero donde evaluamos que las conclusiones no logran sostenerse de manera consistente para la explicación del fenómeno. Asimismo, tomamos nota de una observación importante de este estudio: los años '90 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 la dinámica general del comportamiento de la actividad económica global.

En el Capítulo 4 se desarrolla un análisis empírico de los determinantes principales del comportamiento de la inversión para testear si los cambios en el precio del crudo resultan ser el principal *driver* de la inversión en exploración del sector. Se verifica a tal efecto una diferenciación en el comportamiento de esta variable frente a la suba del precio del crudo de los '70 respecto de la década de 2000, en tanto que el precio deja de ser una variable explicativa de la inversión en exploración, tomando como año de inflexión 1990. Posteriormente, se consideran otros indicadores económicos a fines de dar cuenta de la modificación del carácter de las inversiones realizadas, lo que confirma la presunción de que la escasez, evaluada mediante los típicos indicadores de carácter económico, sería antes que la causa, la consecuencia de la desinversión relativa en el sector que señalan los informes y análisis mencionados.

En el Capítulo 5 se revisa con una mirada crítica el marco teórico que fundamenta los estudios empíricos analizados en el Capítulo 3. El análisis comienza por identificar a la teoría económica convencional de los recursos no renovables, en particular, el modelo de Harold Hotelling (1931) como el marco teórico referente en las recientes explicaciones de los estudios especializados del fenómeno bajo análisis. La revisión crítica muestra que el concepto de renta por escasez que surge de esta teoría, refleja serias limitaciones para dar cuenta del comportamiento de los precios y para fundamentar una explicación consistente sobre la relación entre precios e inversión.

Para ahondar en las limitaciones del modelo de Hotelling se realiza una exploración de la literatura teórica y empírica relevante en dos direcciones:

Por un lado, en el Capítulo 5 se incluye una exposición de las revisiones modernas de la teoría del agotamiento y del modelo de Hotelling que buscan mejorar su poder predictivo en relación a la evolución empírica de los precios del petróleo, tomando en cuenta que Hotelling no desarrolla en detalle el concepto de escasez ni de renta por escasez (entendida como la divergencia entre precio y costo marginal) en su trabajo.

Por otro lado, se contraponen a modo de debate la visión de renta por escasez contenida en el trabajo de Lewis Cecil Gray -precursor de Hotelling- con la teoría clásica de la renta expuesta por David Ricardo. El objetivo es ahondar el debate sobre el concepto de “renta por escasez” y acerca de las conclusiones que cabe o no extraer ante la observación de un incremento en dicha renta.

Finalmente, presentamos las conclusiones finales que surgen de la investigación. En primer lugar, se contrasta la hipótesis postulada desde lo teórico y empírico, y adicionalmente se busca ofrecer, a partir del análisis aquí realizado, un enfoque integral a la comprensión del fenómeno de suba de precios del petróleo del año 2003 y de sus efectos sobre la capacidad productiva del sector. En conjunto, se considera que el análisis aquí desarrollado brinda una interpretación con mayor sustento empírico e histórico de lo ocurrido en las principales variables del sector en comparación con las explicaciones basadas fundamentalmente en el agotamiento progresivo de recursos no renovables como el petróleo crudo.

CAPITULO 1

PLANTEAMIENTO DEL FENÓMENO BAJO ESTUDIO, DE LA PROBLEMÁTICA ABORDADA Y DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA

1.1. Definición del fenómeno a analizar: suba de precios del petróleo y caída en la inversión en exploración 2003-2008

Luego de la histórica suba de precio del crudo de la década del '70, las estadísticas globales mostraron un significativo aumento en el ratio reservas probadas/producción (R/P), indicador de la vida útil de las reservas probadas de petróleo crudo. En el período 1980-1988, incluso tomando en cuenta algunos años de caída del precio, este indicador se incrementó en aproximadamente un 50% (Ilustración 1.1).

Las alzas de precio de los '70 y la del 2003 presentan semejanzas en cuanto a su magnitud (vgr., los niveles alcanzados a precios constantes por sobre el precio promedio de la serie comprendida entre 1968 y 2008, y en cuanto al lapso de tiempo en que estos fueron alcanzados) (Ilustración 1.2), pero pudo observarse que la suba de precio 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), y por ende, tuvo efectos en la capacidad productiva del sector medida por el ratio R/P.

Por el contrario, el ratio R/P en el período 1989-2008 se mantiene relativamente estable con un promedio de 46,2 años, e incluso si focalizamos el período comprendido entre los años 2003-2008, este indicador cae en cerca del 2%. Si tomamos en cuenta la posibilidad de que la repercusión sobre las reservas pueda observarse con mayor rezago temporal, y consideramos entonces los años subsiguientes, se observa que para el año 2011 se encuentra el pico del ratio R/P, que implica un incremento del mismo del 14% (entre 2003 y 2011), para caer nuevamente en los años posteriores. Asimismo, 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. Por otra parte, es notoria la comparación con la suba de la vida útil de las reservas para principios de los años '80, que alcanzó más del 45%. Este diferencial llama la atención frente a

incrementos de precios importantes a partir del 2003. Entre 2003 y 2008 el precio del crudo a precios constantes aumenta más de un 211%, siendo el 2004 y 2005 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 '70 (cuando en sólo dos años aumentó un 108%), llegan a superarse los valores históricos de esa década a precios corrientes, y para algunos meses del mismo año y del 2008 también fueron superados a precios constantes (Ilustración 1.2. y 1.3).

Ilustración 1.1



Ilustración 1.2

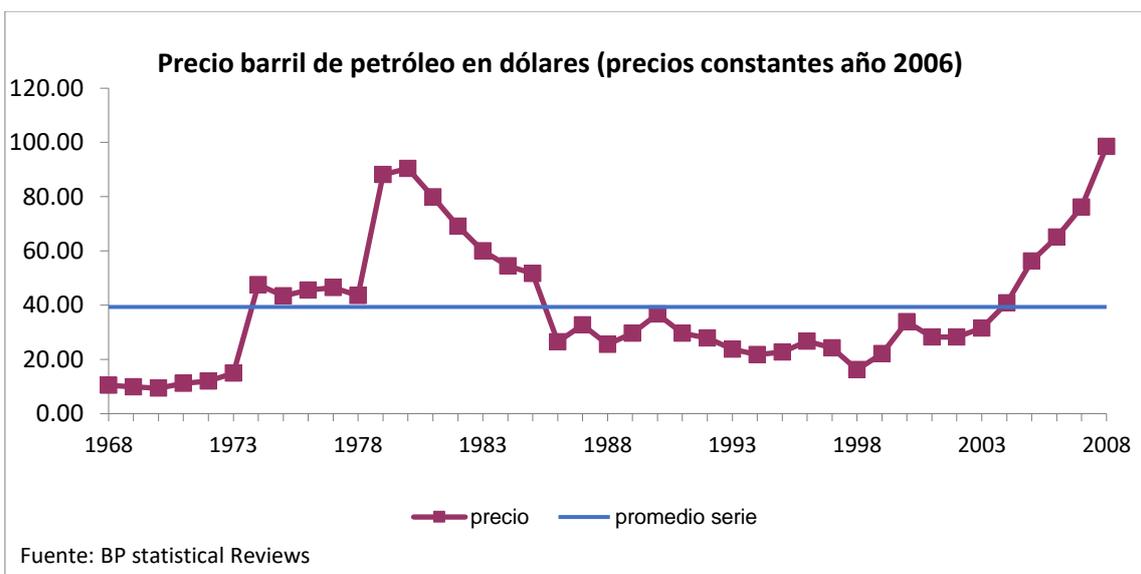
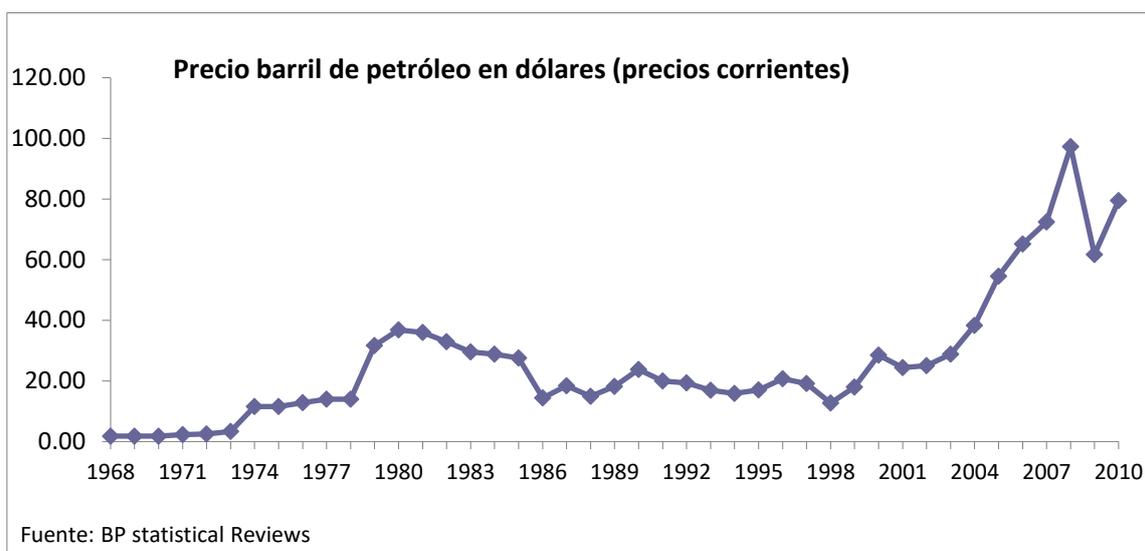


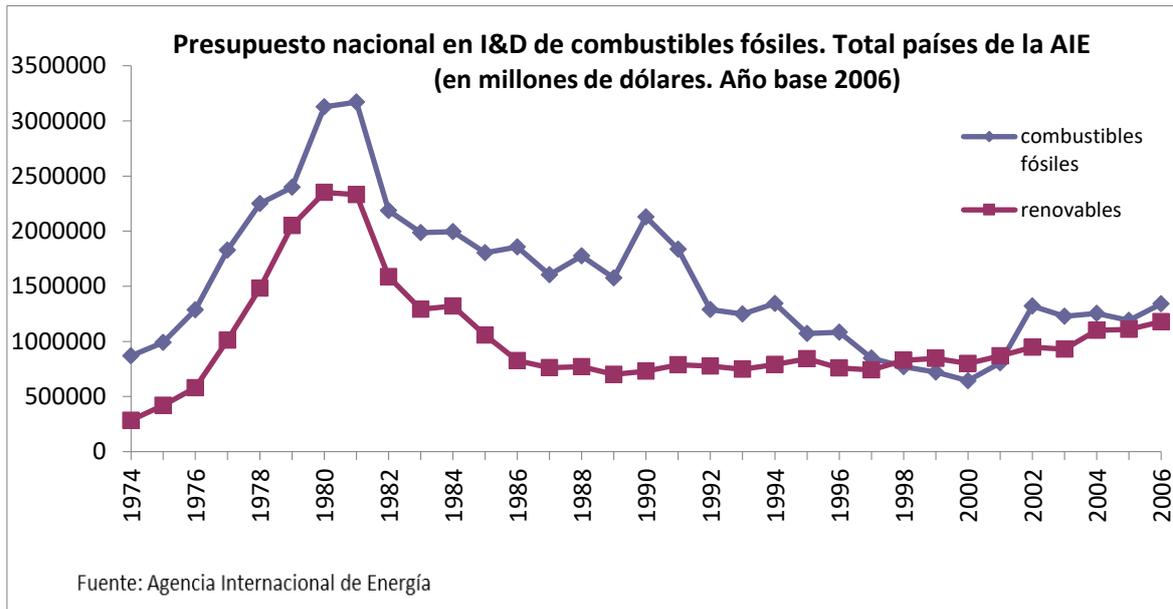
Ilustración 1.3



Observamos que este menor impacto de la variación del precio respecto a las variaciones en la vida útil de las reservas, implica una progresiva disociación entre la variación del precio y la respuesta de las inversiones en exploración destinadas a la incorporación de nuevos yacimientos de hidrocarburos al esquema global de reservas probadas (British Petroleum 2015; IMF database).

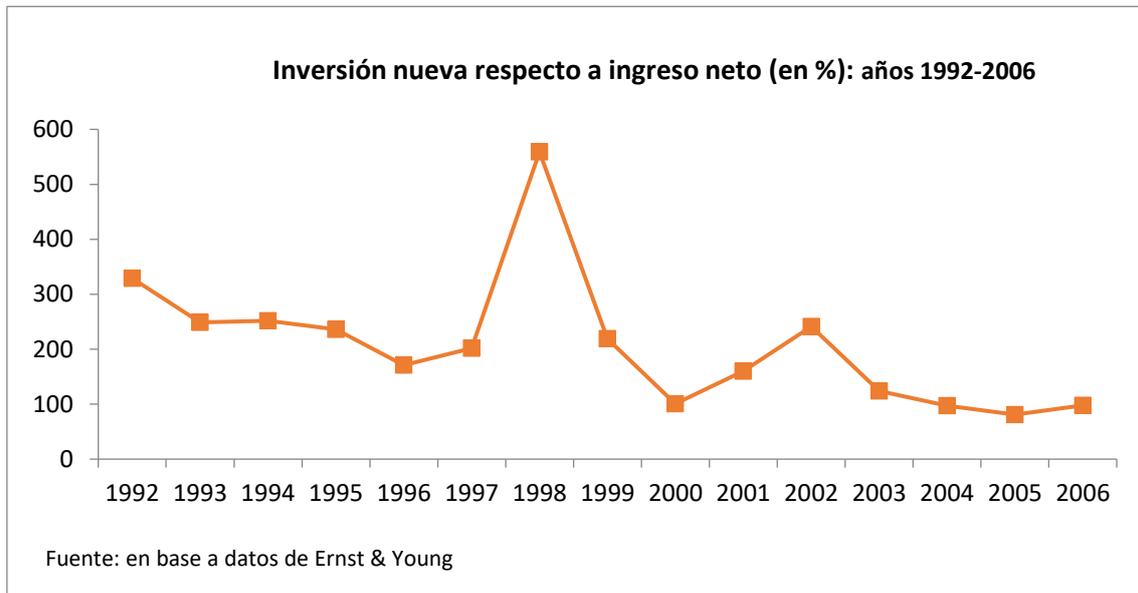
Si bien los datos de inversión privada por parte de las empresas petroleras no se encuentran formal y sistemáticamente publicados, un indicador de carácter público que refleja este proceso de desinversión es el presupuesto de los gobiernos de los países miembros de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) destinados a inversión en combustibles fósiles en general y a recursos renovables (Ilustración 1.4).

Ilustración 1.4



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 al ingreso neto de 57 de las compañías petroleras más grandes a nivel mundial (Ernst & Young, 2007). 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 del ingreso neto de las compañías para ese año a menos del 50% del monto correspondiente al año anterior, como consecuencia de la Crisis Asiática (Ilustración 1.5).

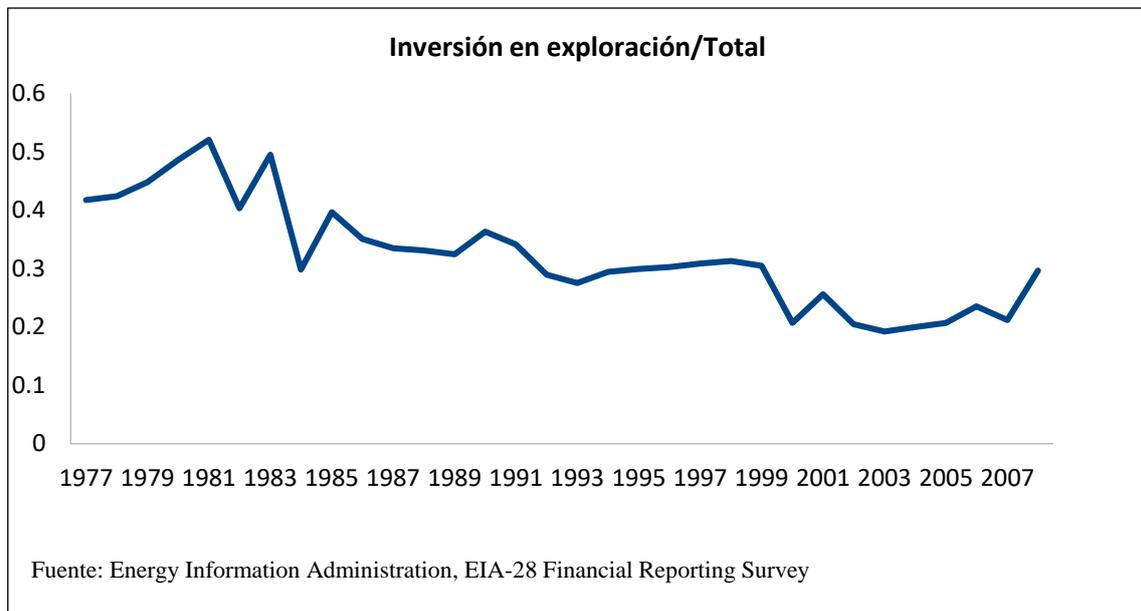
Ilustración 1.5



Como mejor dato aproximado desde el sector privado, y contando para este caso con una serie homogénea para la mayor parte del periodo que intentamos comparar, utilizamos la base de datos -utilizada más adelante para la elaboración del modelo econométrico- de las estadísticas elaboradas por la Energy Information Administration (EIA) en base a la EIA-28 Financial Reporting Survey 2009¹, que utiliza la información provista por las 28 compañías petroleras norteamericanas más importantes en cuanto a sus inversiones en explotación y en exploración a nivel mundial. Puede observarse la tendencia descendente en el comportamiento de las inversiones en exploración de nuevos pozos petroleros respecto del total para este universo de datos, lo cual acompaña el comportamiento de los datos de inversión previos (Ilustración 1.6).

¹ La elaboración de estas estadísticas fueron suspendidas para años posteriores.

Ilustración 1.6



Esta disociación entre precios e inversión en exploración (orientada al aumento de las reservas), constituye el fenómeno particular y progresivo que observamos, y que asimismo se potencia a partir de los años ´90, como puede visualizarse en la comparativa entre la Ilustración 1.2 y la Ilustración 1.6. Este fenómeno debería ser explicado por cualquier modelo que busque dar cuenta del comportamiento de este mercado. Como se mostrará más adelante, los análisis empíricos normalmente tienden a atribuirlo de un modo no consistente al problema de la escasez o agotamiento de los hidrocarburos.

Sin embargo, aquí se propone profundizar sobre este tema, ya que consideramos que el cuerpo teórico actualmente utilizado, el modelo de Hotelling (que fue pensado para definir el “esquema óptimo” de agotamiento de los recursos no renovables), no es suficiente para dar cuenta desde una perspectiva económica de los fenómenos que caracterizan, en esta etapa, la evolución del mercado petrolero.

Con este propósito se analizan primeramente los principales hallazgos y explicaciones de este fenómeno que ofrece la literatura especializada de análisis del sector (agencias de energía, bancos de desarrollo, OPEP), y posteriormente se avanza en la crítica a la principal premisa en que se basan: la expresión económica de la exhaustividad física de

los recursos, la cual se reduce al concepto de renta por escasez. Para elaborar dicha crítica, se ahonda luego en el debate y análisis empíricos del mercado petrolero en el período bajo análisis que en el ámbito académico surge del marco teórico convencional, y en el propio marco teórico que sustenta el modelo de Hotelling.

1.2. El enfoque analítico adoptado: una revisión crítica de la teoría convencional de los recursos naturales no renovables

La visión alternativa de la evidencia empírica que se propone en esta Tesis, apunta a verificar la hipótesis planteada de que el aumento de precio respecto de los costos en el período analizado responde a una escasez relativa de inversiones en exploración frente a una demanda en crecimiento, la cual refuerza a su vez la apariencia de agotamiento progresivo de este mineral. Ello nos permite explicar por qué luego en períodos de recesión económica en que los precios caen, los modelos correspondientes a la teoría convencional de los recursos no renovables vuelven a ser dejados de lado al no ofrecer ellos un poder explicativo frente a la evidencia empírica.

La crítica a la escasez como determinante de la evolución de las principales variables económicas que caracterizan el comportamiento de este mercado, será planteada y elaborada en este análisis del período bajo estudio, empleando un enfoque que considera (i) el marco teórico (para revisar el modelo teórico habitualmente aplicado para analizar el mercado petrolero), (ii) una perspectiva de organización industrial (tomando en cuenta la entrada de nuevos productores, la concentración de oferta y demanda, la localización de oferentes), (iii) de desarrollo histórico (cómo se compara el comportamiento de las principales variables y la organización del sector frente a otros períodos), y (iv) a través de un análisis empírico que busca verificar hasta qué punto se ha modificado el comportamiento de la inversión en exploración como respuesta a las variaciones del precio del petróleo y de otros activos económicos alternativos seleccionados.

A partir del análisis empírico realizado y de la revisión de la literatura teórica relevante se propone como aporte de este trabajo una nueva visión teórica que resultaría de la síntesis entre las revisiones modernas de Harold Hotelling y la teoría clásica de la renta en David Ricardo. Este enfoque tiene como ventaja una comprensión más cabal del contenido del concepto de renta por escasez y su significado en el mercado petrolero en

vistas a ampliar el conocimiento disponible acerca de las variables y los mecanismos que intervienen en las determinaciones del precio de un recurso no renovable como el petróleo.

1.2.1. Las explicaciones de los estudios de agencias especializadas de la OCDE vs OPEP

Ante los interrogantes que plantea el fenómeno estudiado en esta Tesis, la postura comúnmente sostenida por un lado por agencias y organizaciones lideradas por países de la OCDE (WEC, AIE, EIA, CFTC), y por otro por parte de la OPEP, respecto de la suba de precios del petróleo y el comportamiento de la inversión para el período 2003-2008, remarcan un período de mayor incertidumbre asociada a una mayor inelasticidad de la oferta de petróleo frente a un significativo aumento del precio del petróleo crudo respecto de sus costos. De esta manera, no aumentaría notablemente la producción frente a un precio mayor causado por un incremento en la demanda, como sí habría ocurrido en otros tiempos.

Analizamos los diferentes argumentos, sus semejanzas y diferencias, los que de conjunto caracterizan a esta etapa como un esquema atípico de altos precios del crudo y baja inversión en capacidad instalada, específicamente desde el año 2003. Recurrentemente a lo largo de estos estudios, la mayor incertidumbre aparece como una variable relevante que se correspondería con el progresivo agotamiento del recurso.

1.2.2. El Modelo y la Regla de Hotelling. Evaluaciones empíricas y revisiones posteriores

El desarrollo del marco teórico, logra identificar los argumentos previos con la teoría económica convencional de los recursos no renovables o teoría del agotamiento, basada en el modelo de Harold Hotelling de 1931.

El economista norteamericano Harold Hotelling escribe su famoso artículo *The Economics of Exhaustible Resources* [Economía de los Recursos Agotables] en el año 1931. Son años en que la depresión económica en EEUU converge con el protagonismo mundial que adquiere el petróleo como fuente energética luego de la Primera Guerra Mundial.

El antecedente histórico en que surge este modelo y previamente el de Lewis Gray (ver siguiente apartado), es que con la preocupación sobre la escasez de reservas hidrocarburíferas durante la Primera Guerra Mundial, surge en los EEUU, principal consumidor mundial de crudo, el debate sobre la explotación de los recursos del subsuelo. La postura de que el mineral encontrado en terrenos fiscales sea explotado por intereses privados, se contraponía a la conservación y protección de los mismos bajo la administración del gobierno federal. La legislación norteamericana sobre la explotación de los recursos naturales estaba basada en la ley inglesa de apropiación o llamada “regla de captura” (rule of capture), que permitía que los propietarios privados del terreno puedan extraer cualquier riqueza de su subsuelo. A comienzos del desarrollo de esta industria que se diera de forma descentralizada, la furiosa competencia entre los pozos adyacentes para evitar su vaciamiento por el territorio vecino ocasionó un descenso en la tasa de descubrimientos de nuevos campos petrolíferos y el surgimiento de movimientos conservacionistas sobre los recursos naturales.

De esta manera se impuso la necesidad de unificar pozos para superar la descontrolada producción que a su vez conllevaba a una alta volatilidad de precios, por los que los productores más importantes del sector comenzaron a reclamar una mayor intervención del Estado. Pero los intereses eran encontrados. Los pequeños productores independientes de EEUU se oponían a cualquier forma de regulación del gobierno, aunque sí apoyaban la campaña por el establecimiento de aranceles sobre el crudo de Venezuela que importaban los grandes productores. En 1932 finalmente se imponen los aranceles a la entrada de petróleo extranjero.

Con la Gran Depresión, se frena el crecimiento de la demanda de crudo. Sumado al descubrimiento del reservorio Gigante Negro en Texas, esto implicó una histórica caída de los precios incluso por debajo de los costos a comienzos de la década de 1930. Esa dramática caída en los precios por debajo de los costos de producción llevó a que el miedo y la desmoralización se apoderaran de todo el sector petrolero norteamericano (Yerguin, 1992, p. 330).

El gobierno de Texas estableció órdenes de prorrateo bajo control estatal, pero en 1933 la competencia reforzó esta tendencia, se sobrepasaron las cuotas y el barril cayó a 10 centavos; el mercado estaba saturado. A partir de allí creció el antagonismo de intereses entre los grandes y los pequeños o medianos productores.

Bajo la presidencia de Franklin Roosevelt, el gobierno federal asume poder para regular el comercio interestatal estableciendo cuotas mensuales para cada Estado, se establecieron reformas en cuanto a la propiedad de las reservas, y de esta forma se reposicionaron los argumentos más bien conservacionistas.

Cuando Harold Hotelling publica su artículo en 1931, en el marco de un mercado donde despuntaba la sobreproducción petrolera y la crisis del sector y del conjunto de la industria, las visiones sobre el carácter óptimo en la explotación de los recursos se perfilaban con evidentes intereses de fondo. En su modelo, el economista presenta su teoría en búsqueda de la tasa de explotación socialmente óptima de los recursos no renovables que no recaiga en su despilfarro, pero tampoco en la prohibición absoluta de su explotación. La propuesta de un Estado regulador mediante impuestos sería superadora a la postura conservacionista en boga, que en definitiva terminaba siendo afín a la postura propia de los monopolios: "...si se está de acuerdo en que la oferta total no va a ser reservada para nuestros descendientes remotos y que hay una tasa óptima de producción presente, entonces la tendencia del monopolio y del monopolio parcial es mantener la producción por debajo de la tasa óptima y exigir precios excesivos a los consumidores. El movimiento conservacionista, dado que se motiva más por prohibiciones absolutas que por los impuestos o la regulación con el interés de la eficiencia, puede ser acusado de hacerle el juego a quienes están interesados en mantener altos precios para su propio beneficio más que para la posteridad" (Hotelling, 1931, p. 138).

En su trabajo, el autor muestra que en la búsqueda de maximizar su beneficio los monopolios tendrán un mayor incentivo, respecto de la libre competencia, a explotar los recursos en el futuro y no en el presente.

Ya en las primeras frases del artículo seminal de Hotelling sobre la extracción de los recursos no renovables, resalta el recurrente tema sobre la posible sobreexplotación de los recursos no renovables, en línea con la problemática del Movimiento Conservacionista del siglo XIX preocupado por el agotamiento de las reservas de carbón y de otros recursos naturales. En ese momento, Stanley Jevons estaba preocupado por los efectos de los costos crecientes en la oferta de carbón para la economía británica en tanto que los depósitos de carbón barato se habían agotado (Krautkraemer, 1998, p. 2065).

En términos históricos, la teoría de la conservación es la que finalmente justificó el expansionismo de posguerra de EEUU, orientado a la explotación de reservas

extraterritoriales para reducir el consumo de suministros nacionales y conservarlos para el futuro. En esta línea se creó la entidad gubernamental Corporación de Reservas de Petróleo para la adquisición de reservas extranjeras con respaldo del ejército y la armada norteamericana, cuyo objetivo se centraba en Arabia Saudita. Con la posterior expansión en la incorporación de yacimientos de petróleo al esquema de producción mundial, el modelo de Hotelling y sus preocupaciones quedarían olvidados hasta décadas después con la llamada Crisis del Petróleo.

Luego de las crisis petroleras, frente al derrumbe del precio del crudo de mediados de los años ´80, el problema de la escasez de los recursos fue nuevamente relegado, para ser luego retomado con la suba de precios del crudo en el nuevo milenio.

El modelo de Hotelling se transformó en referente de la Teoría de los Recursos No Renovables con la incorporación de la llamada Regla de Hotelling y el concepto resultante de renta por escasez. Su discípulo Keneth Arrow sentenció que “Toda la literatura reciente (sobre recursos agotables) inspirada por el creciente sentido de escasez (natural y artificial), está basada esencialmente en el artículo de Hotelling” (Arrow, 1978).

Slade y Thille (2009, p.1) remarcan que resulta apropiada una reseña sobre el modelo de extracción de recursos de Hotelling y los tests realizados sobre el mismo en tanto que el modelo de Hotelling dominó por décadas la teoría sobre los recursos no renovables. Hotelling no solo fue el primero en modelizar las implicancias de las reservas finitas sobre la evolución de los precios y el consumo bajo un plan óptimo, sino que también mostró que los mercados competitivos alcanzarían la solución de dicho plan.

Para la obtención de la tasa de extracción óptima, Hotelling modeliza las decisiones de inversión en la producción de los recursos no renovables por parte del propietario del yacimiento. Estas decisiones se encuentran signadas por el carácter agotable y por ende finito de las posibilidades de su explotación. El resultado de sus decisiones en el equilibrio, conforma una senda temporal del beneficio marginal del productor –siendo éste identificado por el precio en tanto los costos son constantes-, creciente al ritmo de la tasa de interés, presentando un escenario de indiferencia para el inversor entre explotar el recurso hoy o mañana. Esta senda de equilibrio, llamada “Regla de Hotelling”, establece así mismo un margen o diferencial creciente de este beneficio que la jerga posteriormente denominó “renta por escasez” (*scarcity rent*), variable que resulta de la consideración del

progresivo agotamiento del recurso. La renta por escasez se transforma en el concepto que expresa, en esta teoría, la noción del progresivo agotamiento y su impacto en el beneficio del productor (identificado con el propietario del recurso), lo que a su vez interfiere en su esquema (microeconómico) de decisiones de inversión.

1.2.3. Revisión del concepto de renta por escasez a partir de las concepciones sobre renta de Lewis Gray y David Ricardo.

El artículo de Lewis Cecil Gray publicado en 1914 “Rent under the Assumption of Exhaustibility” marcó historia en la teoría sobre los recursos no renovables, y se convirtió en la base argumental del trabajo publicado dos décadas más tarde por Harold Hotelling. El artículo de Gray y posteriormente el de Hotelling, establecen las bases de las argumentaciones actuales respecto del análisis concreto que reaparece frente a cada “crisis petrolera” o “crisis energética”.

Si bien fue esta última publicación la que finalmente se convirtió en referencia para los trabajos posteriores sobre la influencia del agotamiento en el precio de los recursos no renovables, entendemos que es el desarrollo conceptual de Lewis Gray el que introduce y elabora de manera más contundente las bases teóricas del concepto de renta por escasez, y, fundamentalmente, define su relación con la teoría de la renta diferencial de David Ricardo, donde la escasez queda relegada en las determinaciones del valor y de la renta agrícola y minera. Esta contraposición presenta otro contenido en la conformación del excedente apropiado por el propietario del yacimiento, y por tanto de las expectativas sobre el comportamiento del valor o precio del recurso minero.

1.3. Metodología y secuencia de desarrollo del análisis

El presente trabajo parte de la observación y presentación del fenómeno objeto de estudio, a partir de lo cual se pasa a la necesaria elaboración de los hechos estilizados. A estos efectos, en el Capítulo 2 se recopilaron datos globales de *British Petroleum Statistical Review* de 2007 y 2015, considerada como una base de datos referente para el sector. En cuanto a los indicadores considerados, tomamos las Reservas Probadas, definidas por la United States Geological Survey como la porción de los recursos que pueden ser extraídos bajo las condiciones económicas y técnicas existentes, como indicador del incremento de

la capacidad del sector, disponible en esta base de datos desde el año 1980. Cabe aclarar que las publicaciones estadísticas de esta misma fuente generadas a partir del año 2015, muestran algunas modificaciones en los niveles de reservas probadas a causa de la incorporación de las arenas bituminosas de Canadá al total (incluidas en el genérico “petróleo no convencional”). Esta recategorización, que entendemos es de carácter político en tanto que siguen siendo presentadas de manera diferencial por estas estadísticas en la medida que se trata de petróleo sintético obtenido del bitumen -por lo que no se equipara a la calidad del resto de los crudos extraídos-, no altera las conclusiones del presente trabajo, siendo además que no presentan una modificación significativa en los totales globales.

Para el caso del precio del crudo, tomamos también de esta misma base de datos el precio del WTI (*West Texas Intermediate*) entendiendo que la evolución del mismo sigue características similares para el resto de los crudos de referencia (Brent y Dubai).

Debido a las limitaciones en la obtención de datos públicos concernientes a costos e inversión, para el primer caso se consideraron referencias de esos costos por parte de las organizaciones competentes (OPEP, WEC) que se brindan de modo general y sin la precisión necesaria para la elaboración de una serie de datos que permita una evaluación fehaciente de los mismos.

En cuanto a las inversiones en el sector, tomamos diferentes aproximaciones. Por un lado el presupuesto público de los países que integran la Agencia Internacional de Energía, mientras que tomamos como indicativo de la inversión privada la *EIA-28 Financial Reporting Survey* de la Energy Information Administration (EIA) de los EEUU que devela la información provista por las 28 compañías petroleras de los EEUU más relevantes en el mercado en cuanto a sus inversiones en explotación y en exploración a nivel mundial, lo que permite contar con una serie de tiempo homogénea que permite hacer comparativos de tendencias y resultados por lo que será utilizada para la elaboración del modelo econométrico del Capítulo 4. Cabe señalar que esta información está disponible hasta el año 2009 en que esta encuesta fue suspendida por la EIA.

Posteriormente, en el Capítulo 3 se presentan las diversas explicaciones de la literatura especializada y la interpretación alternativa de las variables observadas que permite por su parte identificar sus limitaciones y alcances.

Asimismo en cuanto a la medición del agotamiento del recurso, en este punto es relevante introducir algunos aspectos en torno a la escasez y los indicadores típicamente utilizados. A estos fines tomamos como referencia el trabajo de Krautkraemer (1998) que señala la duplicidad del contenido físico y económico en esta categoría, y las problemáticas que ello acarrea. El autor muestra cómo cualquier medida física dentro del sector contiene un determinante económico, lo que a la inversa implica que la disponibilidad física en sí misma y su progresivo agotamiento, no es un indicador suficiente de escasez en términos económicos. Los cambios tecnológicos afectan tanto la oferta como la demanda de un recurso, y por ende, mediante diversos mecanismos, cómo se exprese la escasez en el mercado (Krautkraemer, 1998, p. 2087).

Desde la propia confección del indicador reservas probadas, se observa que los depósitos se transforman en reservas según el precio del recurso y el costo de extracción. Y, en tanto que se requiere de inversión para “probar” dichas reservas, el incentivo se ve limitado a partir de cierto punto. De aquí el señalamiento de Adelman (1986) de que la medida física de reservas sea más similar a un inventario que a una medida de escasez propiamente dicha.

Por su parte, las medidas físicas de las reservas son generalmente comparadas con la tasa de uso para determinar su vida útil, determinando de esta manera el ratio reservas en relación a la producción o consumo de petróleo, conocido como reservas/producción (R/P), que pasó de 35 en 1972 a 45² en 1990, aun siendo que el consumo energético aumentó más del 50% entre esos años (Krautkraemer, 1998, p. 2088). Es decir, en cierto período la vida útil de las reservas medida en el indicador R/P aumentó a pesar de haberse consumido una porción del recurso no renovable en términos físicos.

Jeffrey Krautkraemer explica que históricamente tres variables económicas han sido utilizadas como medidas de escasez del recurso: el costo de extracción, el precio y la renta por escasez o beneficio neto. Están interrelacionadas, en tanto que el precio es la suma de los otros dos. Hubo mucho debate sobre cuál es el mejor indicador de escasez y si un indicador económico puede ser utilizado para medirla. Por un lado, el precio sería el sugerido como el indicador que logra incorporar el costo de extracción y el beneficio neto,

² Medido en años

de manera que captura la renta de Hotelling y la Ricardiana (Krautkraemer, 1998, p. 2088). Pero por otro lado, el precio del recurso también puede reflejar cambios en las condiciones del mercado, como por ejemplo, cambios en el poder de mercado de la OPEP, antes que cambios en la escasez.

Posteriormente, el Capítulo 4 aborda el análisis empírico a efectos de analizar estadísticamente cuales son los principales determinantes de la variable “inversión en exploración” (que a su vez, impacta directamente en la capacidad productiva del sector). Se busca identificar si se verifica un quiebre en el comportamiento inversor en la década del '90, en un escenario postcrisis. La contraposición del comportamiento de las variables explicativas, y la discusión teórica previamente analizada, contribuye a enmarcar este mercado particular en relación a los vaivenes de la economía en general (nivel de actividad global).

Para el testeo de las variables explicativas correspondientes se estima el modelo econométrico propuesto utilizando el programa EViews 9. Para la creación de una serie que contemple activos alternativos tomamos el ratio P/E (Price on Earnings) del S&P 500 en base al trabajo de Robert Shiller que el autor utiliza para dar cuenta de las burbujas financieras del nuevo milenio (Shiller, 2015). El indicador ROE (Rent on Equities) de las petroleras también provisto por la EIA-28 Financial Reporting Survey de la Energy Information Administration (EIA) de los EEUU, que mide la rentabilidad relativa al valor del activo, y que aumenta frente al apalancamiento de las compañías. Estos indicadores fueron utilizados como proxy de una mayor incidencia de las inversiones bursátiles y de mayor liquidez en las decisiones de inversión respecto de aquellas destinadas al fehaciente incremento de capacidad productiva, tomando como referencia el estudio de Shiller sobre el comportamiento de tales indicadores frente a posibles episodios altamente especulativos. Estos indicadores financieros fueron seleccionados para la obtención de una alternativa de inversión de las empresas respecto de la destinada a exploración e incremento de las reservas probadas, por lo que bien pueden intervenir otros indicadores que deberían considerarse e incorporarse en el modelo.

En cuanto a los pozos explorados, los datos fueron obtenidos de la EIA-28 *Financial Reporting Survey* de la Energy Information Administration (EIA) de los EE.UU..

Finalmente, en el Capítulo 5 se ahonda en la literatura teórica que sustenta los estudios de las agencias especializadas y las sucesivas revisiones académicas y verificaciones empíricas del modelo de Hotelling. Por último, el capítulo reúne los elementos para una crítica más global al concepto de renta por escasez revisando la contraposición entre los enfoques de Gray y Ricardo.

En base a los análisis realizados, se postula que la escasez de recursos petroleros debe ser enfocada en términos económicos y relativos a los niveles de producción y consumo, en línea con lo propuesto en la teoría ricardiana. Se cuestiona así la noción de renta por escasez del modelo de Hotelling, anticipada por el trabajo de Lewis Gray, y se realiza una contribución al señalar las limitaciones de la teoría convencional de los recursos no renovables habitualmente empleada en los análisis del sector petrolero, que necesariamente deberán ser tomadas en cuenta para desarrollar un modelo adecuado para analizar las principales variables económicas de este sector en particular y de la producción de recursos naturales en general. En lo teórico, este análisis permite un interesante reencuentro entre las visiones clásicas relativas al análisis de la renta de los recursos naturales con las visiones más modernas, logrando un enfoque robusto en lo conceptual.

De conjunto, el desarrollo presentado permitió verificar la hipótesis planteada y realizar los aportes señalados en las conclusiones finales de este trabajo en torno a los hechos estilizados, al análisis del comportamiento de la inversión y del precio del petróleo, y al planteo de una revisión crítica al concepto de renta por escasez.

Capítulo 2

El aumento del precio del petróleo 2003-2008: hechos estilizados y antecedentes históricos

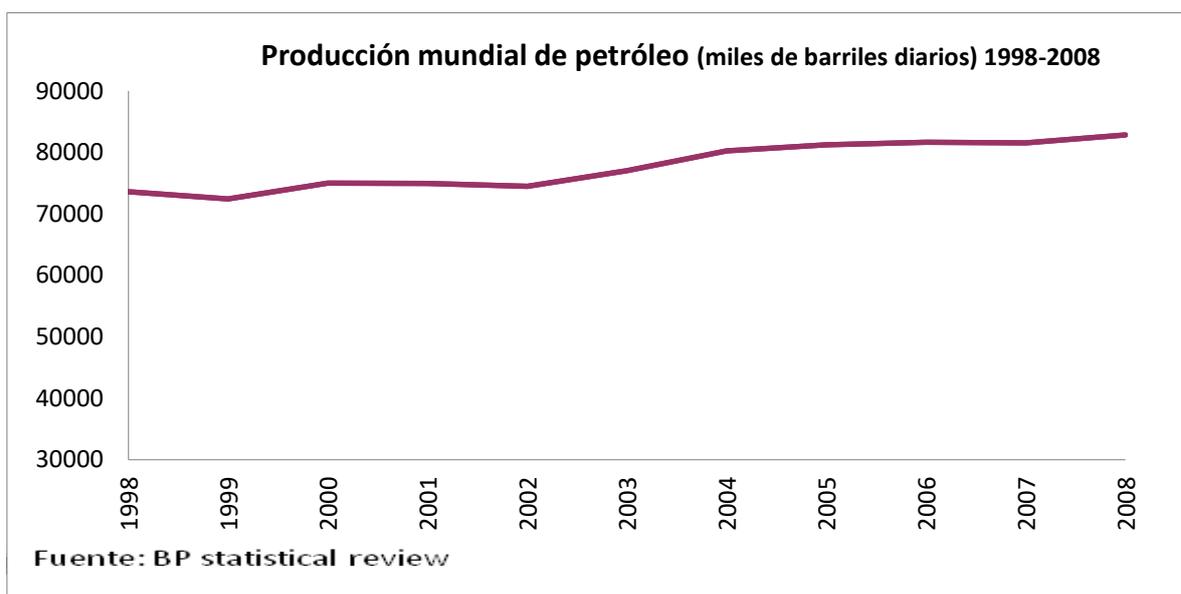
En este capítulo se describe el contexto macroeconómico y sectorial en el cual se produce el aumento en el precio del petróleo en 2003-2008. A estos efectos, se presentan las diferentes etapas históricas previas que permiten desarrollar posteriormente las comparaciones y los análisis pertinentes para caracterizar lo específico de este período objeto de estudio. El diferente comportamiento sectorial, y en particular, de las inversiones destinadas a la incorporación de nuevas reservas de petróleo crudo, fue delineando cambios en la capacidad de oferta y por tanto en las reacciones del precio frente a la coyuntura que fue presentando el mercado.

2.1. Contexto macroeconómico y sectorial en el nuevo milenio

Luego de la crisis asiática de 1997, en un contexto recesivo y culminando una década de precios bajos, el sector petrolero inició un proceso de fusiones y adquisiciones que repercutió en todos los segmentos de la industria. Como resultado, hacia el año 2000 se consolidaron tres grupos petroleros principales, que incluyen a las principales empresas del sector desde los inicios de esta industria: Exxon-Mobil, BP-Amoco-Arco y Royal Dutch Shell.

En 1999 se redefine un estricto acuerdo sobre las cuotas de producción entre los países de la OPEP, que lleva a una caída de la producción petrolera mundial para ese año (Ilustración 2.1).

Ilustración 2.1



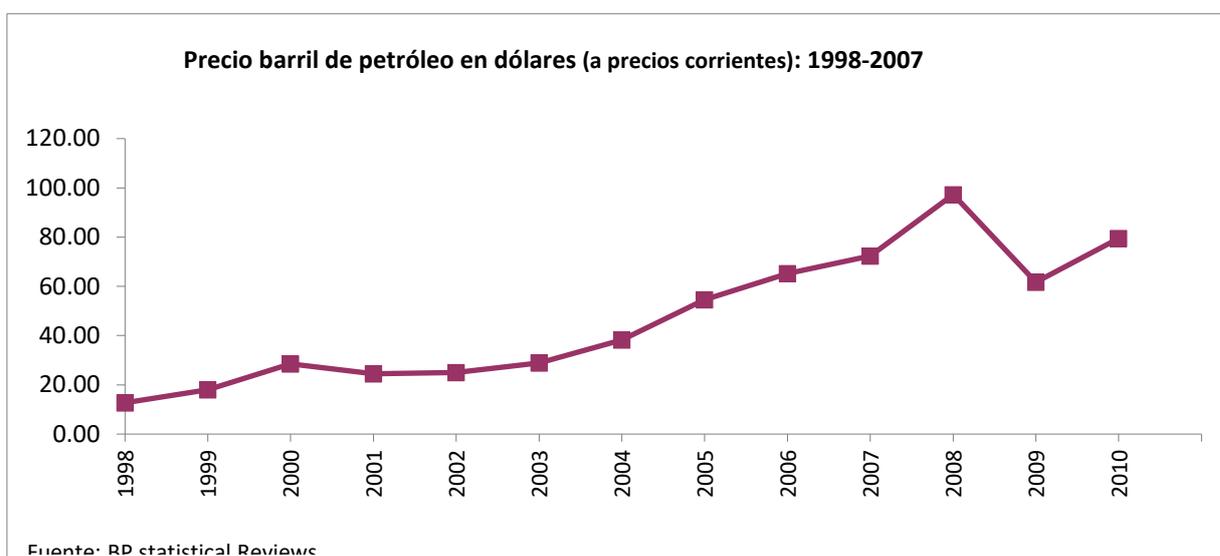
Con la posterior recuperación de la demanda asiática, hacia el año 2000 se produce un aumento notorio en el precio del petróleo, el cual se ubicó un 124% por encima de los niveles de dos años antes. Aun así, a precios constantes, recién se aproximaba al pico alcanzado diez años atrás (Ilustración 1.2 y 1.3).

Durante 2001 y más fuertemente en 2002 -luego del atentado a las Torres Gemelas-, se producen nuevos recortes en la producción por parte de los países de la OPEP. Sin embargo, en el año 2002 las caídas se encuentran en parte compensadas por un crecimiento de la producción en Rusia y Canadá (British Petroleum, 2015)³. La caída en la producción mundial en estos años, del 0,13% en 2001 y del 0,58% en 2002, no fue lo suficientemente significativa para conducir a un aumento en el precio del petróleo. En parte esto se explica por una caída en la tasa de crecimiento mundial por el derrumbe de las acciones tecnológicas y la crisis financiera de 2001, y por el resultante estancamiento económico que se extendió hasta 2002.

³ Cabe remarcar que la producción de crudo en Canadá que incluyen las arenas bituminosas, se mantuvo en todo este período en un 3,6% y 4% de la producción mundial. Recién hacia 2014 aumenta al 4,8% sin por ello ser en términos cuantitativos relevantes en el total de la producción global. Para el caso del shale de EEUU también recién en 2014 se incrementa su producción lo que logra revertir la matriz de producción energética y los niveles de importación de crudo de dicho país.

Con este panorama aparentemente poco propicio para una suba del precio, y con precios que se encontraban en términos constantes alrededor de los valores de principios de los años '80, comienza sin embargo a partir del 2003, un ciclo de suba histórico del precio del petróleo que durará aproximadamente cinco años (Ilustración 2.2). En este lapso, el precio del crudo aumenta más de un 150%, siendo el 2004 y 2005 los años de mayor suba (33% y 42% respectivamente).

Ilustración 2.2



La suba fue menor e incluso más lenta que la de fines de los años '70, pero llegan a superarse los valores históricos de esa década a precios corrientes, y para algunos meses –aunque no en el promedio anual- también a precios constantes.

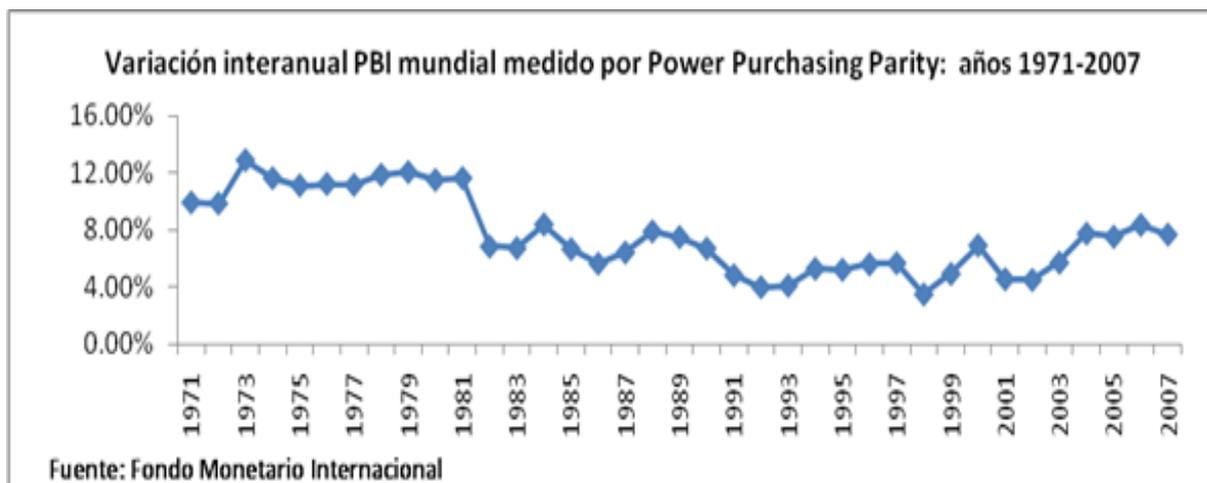
En las circunstancias descritas, cabe destacar varias particularidades del sector en el período 2003-2007. En primer lugar, el escenario internacional, con la llamada Segunda Guerra del Golfo que toma cuerpo a partir de la invasión a Irak por parte de EE.UU. en marzo del 2003. Ese año, cae abruptamente la producción iraquí sin recuperar los niveles anteriores hasta principios del 2007. Esta reducción, sin embargo, es compensada por la producción de otros países de la OPEP (Ilustración 2.1), logrando que la producción mundial total no caiga.

Como se verá más adelante, esta guerra no resultó como las anteriores en una significativa destrucción de la capacidad productiva petrolera, ni tampoco tuvo como resultado, a diferencia de la Primera Guerra del Golfo, una baja en el precio. Lo que pudo observarse a partir del 2003 es que, además del aumento en el precio, hubo un crecimiento ininterrumpido de la producción de petróleo. Es por ello que esta Segunda Guerra del Golfo, fue caracterizada -e incluso declarada explícitamente por funcionarios de los EEUU- como un intento de garantizar el suministro de petróleo de Oriente por parte de las petroleras ante una mayor dependencia mundial de dicha región (Greenspan, 2008)⁴. La suba del precio del petróleo, fue generadora de importantes beneficios a las compañías productoras de petróleo y sus derivados a partir del 2002 (API, 2008). Se trató a su vez de un claro impulso a la actividad económica global en un contexto recesivo y de estancamiento de precios. El año 1998 tuvo la variación interanual del Índice de Precios al Consumidor de EE.UU. más baja desde mediados de los ´60 (U.S. Department of Commerce: Bureau of Economic Analysis database).

Sin caídas en la producción mundial, no fue la guerra en sí misma lo que disparó la suba del precio. En cambio, podría considerarse al aumento en el crecimiento económico mundial a partir del 2003 (es decir, al impulso de la demanda) como el principal motivo que dio lugar a esta suba (Ilustración 2.3). Cabe sin embargo remarcar que las tasas de crecimiento alcanzadas para estos años se encontraron aún muy por debajo de los altos niveles de crecimiento de los años ´70 y recién lograron equipararse a las de los ´80. Sin embargo, a diferencia de este último período, el crecimiento logro sostenerse por encima del 7,5% anual durante 4 años, siendo el 2006 el año con mayor aumento (8.38%) impulsado por el mayor ritmo de crecimiento de la economía china.

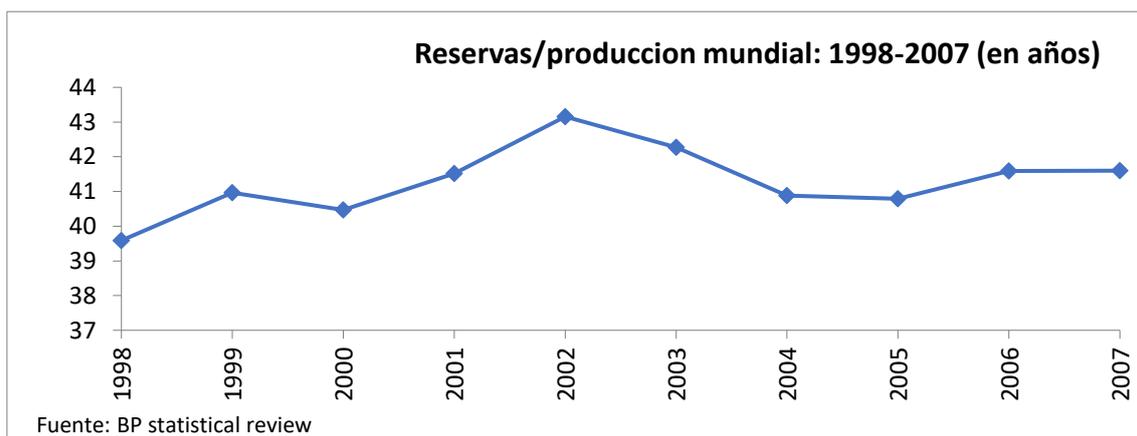
⁴ La participación de la OPEP en la oferta mundial de petróleo pasó del 29% en 1985 al 41,2% en 2003 (datos BP, 2015)

Ilustración 2.3



En segundo lugar, cabe destacar un fenómeno que se contrapone al perseverante aumento en la producción mundial de petróleo que se muestra indeclinable entre el 2003 y el 2007, que es la magnitud de reservas probadas en el mundo. Si bien éstas aumentan en volumen, el ratio reservas probadas/producción (R/P), habitualmente utilizado como indicador de la vida útil de las reservas de crudo, comienza a descender a partir del 2002, mostrando una leve recuperación hacia el 2006 (Ilustración 2.4).

Ilustración 2.4.



La caída de este indicador durante los tres años comprendidos entre el 2002 y el 2005 fue mayor (5,5%) que la ocurrida entre 1991 y 1997 (4,8%). Destacamos que la suba del precio en el nuevo milenio no se resolvió en un aumento del ratio R/P como sucedió a partir de 1980 (cuando dicho indicador se incrementó en casi un 50% en ocho años). Esta

particularidad del período analizado necesita ser profundizada para explicar este diferente comportamiento de las inversiones destinadas a incrementar las reservas probadas mundiales frente al aumento del precio del petróleo.

En base a la EIA-28 *Financial Reporting Survey* (2009), se observa una tendencia ascendente en la inversión total (desarrollo y exploración), particularmente en 2005 y 2006, a su vez precedida por una tendencia a la caída y estancamiento en la exploración en relación a ese total particularmente a partir de 1999. Este comportamiento contrapuesto ya se perfila desde mediados de los años '90, lo cual, en un contexto de crecimiento económico, da cuenta de un incremento en la explotación de los yacimientos ya descubiertos y de menor incorporación de nuevas reservas en términos relativos al monto total de las inversiones realizadas (Ilustración 2.5y 2.6).

Ilustración 2.5

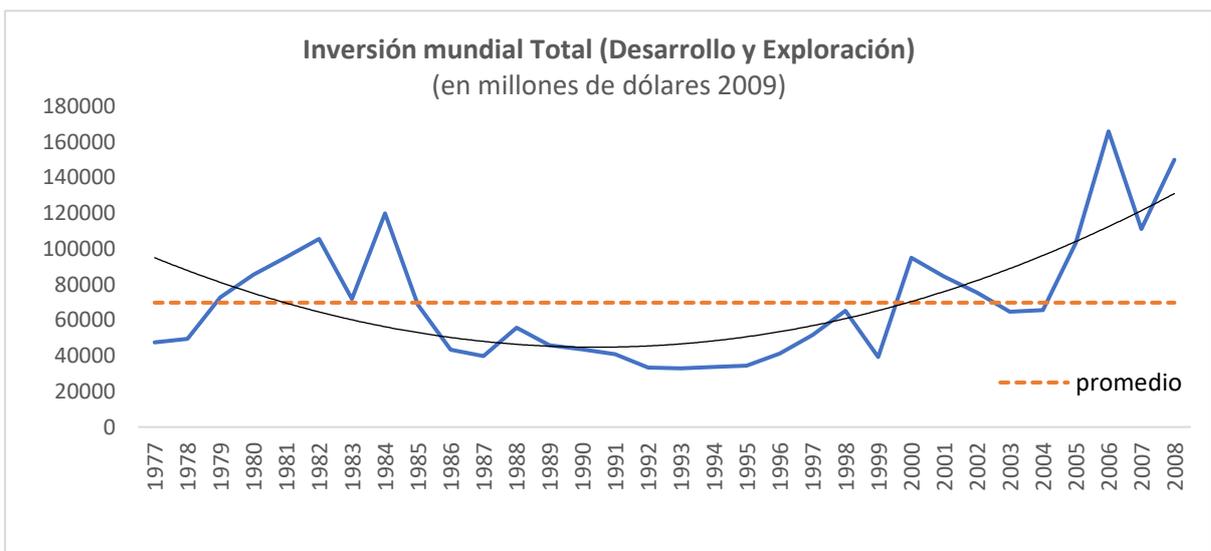
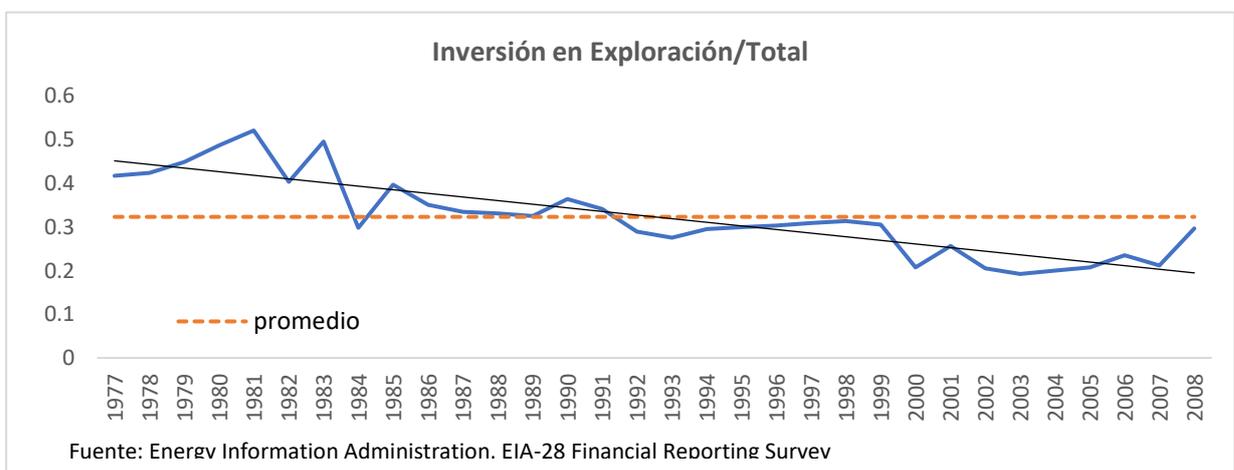


Ilustración 2.6



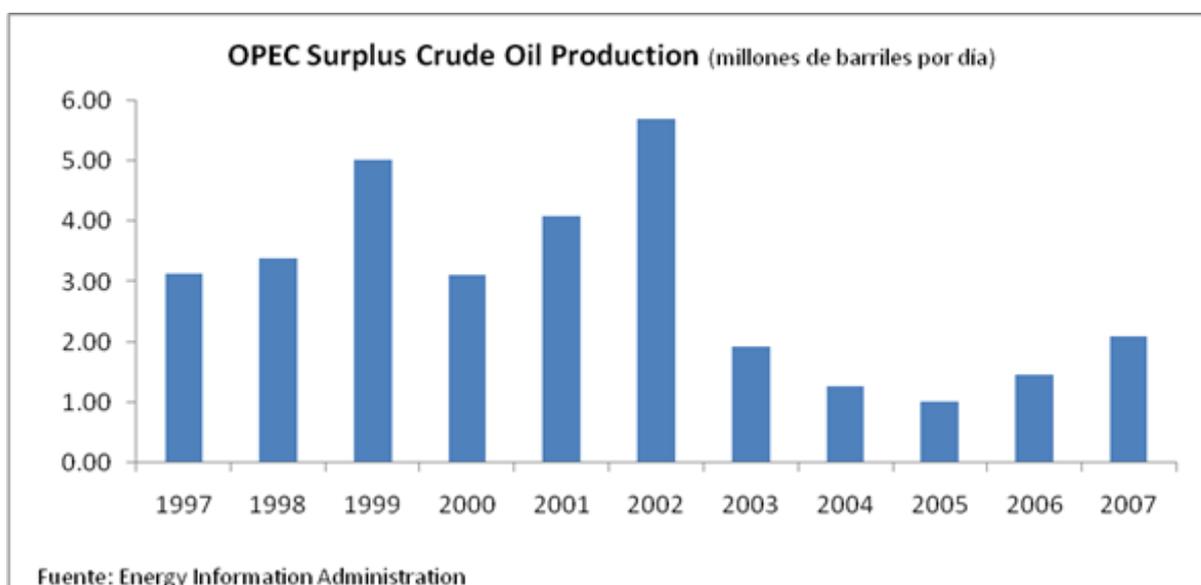
El indicador *Estimated Ultimate Recovery* (EUR), que mide el volumen de reservas totales estimadas vinculado a una producción acumulada en un momento determinado, refleja que las mismas han sido consumidas hacia el año 2007 en un 67% en Norteamérica, superando el punto medio de explotación. En el Medio Oriente dicho indicador era para el mismo período del 24%, mientras que en el promedio mundial era un 37% (WEC, 2007).

Según el World Energy Council, el crecimiento de reservas de estos años proviene de yacimientos existentes y no del descubrimiento de nuevos pozos (WEC, 2007). En línea con ello, el informe de la FSA, agencia reguladora del mercado de futuros británico, también muestra 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 (FSA, 2007). 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 2007, esta organización remarcó un escenario de caída de crecimiento de la demanda hacia el 2030 de entre el 3% y el 13% tanto por motivos tecnológicos como de política medioambiental, es decir, por cuestiones vinculadas no tanto al agotamiento del recurso como a la noción de Peak Oil del lado de la demanda que predomina el actual debate sobre los hidrocarburos (Dale y Fattouh, 2018). Desde esta perspectiva se justifica la reticencia a una fuerte expansión en la inversión a fines de evitar una caída de los precios que perjudique a los países miembro (OPEC, 2007).

Los efectos de esta actitud inversora en particular -que será analizada más adelante en mayor detalle para ilustrar cómo es incorporada por modelos teóricos y empíricos-, tienen efecto en la caída del indicador de la Capacidad Excedente de producción de crudo (*surplus crude oil production capacity* o *spare capacity*) para los países de la OPEP a partir del 2003. Este indicador es definido por la U.S. Energy Information Administration 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 (Murphy, 2011) (Ilustración 2.7).

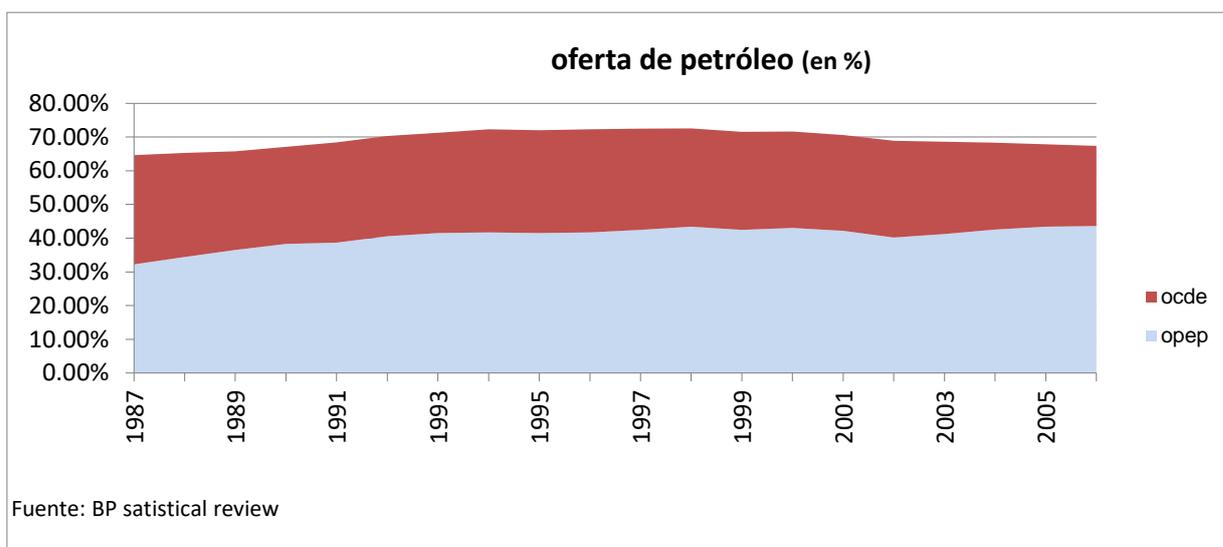
Ilustración 2.7



De esta manera, la capacidad excedente de producción de petróleo promedio a nivel mundial para el período 2003-2007 cayó a la mitad de los niveles promedio alcanzados en el período 1996-2002 (EIA, 2008). Asimismo, como muestran las ilustraciones 2.2 y 2.7, el comportamiento de este indicador para cada uno de los años comprendidos en el período 1997-2007 se corresponde de forma diferente con la evolución del precio. En comparación con los años '70, frente a un aumento en la producción, no reaccionan de igual manera las reservas probadas ni las inversiones del sector en relación a lo que ocurriera décadas atrás. En este sentido, como remarcaremos más adelante, entendemos que tanto el indicador reservas/producción como el de capacidad excedente se manifiestan, por tanto, como síntomas de desinversión relativa en el sector petrolero.

La mayor dependencia del petróleo de la OPEP tiene su contracara en la caída de la producción de los países de la OCDE, lo cual refleja que la mencionada desinversión se manifestó a escala global (Ilustración 2.8).

Ilustración 2.8



Por otra parte, se registra un aumento de los costos marginales debido a las dificultades crecientes en su extracción. En los países de la OCDE el costo de extracción sería de dos a tres veces mayor que en los países miembros del cartel petrolero, que se ubicaría para estos años en los 10,2 dólares el barril, según datos de OPEC (2007). Para el World Energy Council, estas cifras se ubicarían en los 5 dólares por barril en los países de Medio Oriente y en 10-15 dólares el barril el promedio mundial (WEC, 2007). El costo de la extracción de petróleo no es una estadística de pública disponibilidad en tanto revela la ganancia de las compañías petroleras. Pero aún con los datos disponibles y teniendo en cuenta que el crecimiento de las reservas mundiales se concentra en aquellos pozos más productivos con mayor vida útil, el aumento de los costos marginales no podría explicar la suba del barril a más de 130 dólares (mayo 2008). Frente a lo anterior, cabe agregar que los costos de descubrimiento y desarrollo (F&D) se fueron reduciendo particularmente desde fines de los años '70 pasando de un promedio de 21 dólares el barril en 1979 a menos de 6 dólares 20 años después (IEA, 2001).

Otra particularidad a partir del año 2003 fue la desvalorización del dólar, moneda en la que cotiza el petróleo. Como dato de referencia, el dólar pierde en relación a la libra para el período 2002-2007 el 36,7% de su valor. Entre 1977 y 1981 la depreciación fue de más del 40%, es decir un poco más alta y en un lapso menor. Mientras que para la década del

'80 y '90 el dólar se apreció en relación al resto de las monedas (Federal Reserve US database)⁵.

2.2. Análisis del comportamiento inversor y del desarrollo sectorial desde 1920 hasta 1980

A partir de los hechos estilizados delineados en el punto anterior, consideramos relevante la exposición y el análisis del desarrollo sectorial previo a los años '70 a fines de caracterizar desde una perspectiva histórica y de organización industrial el comportamiento de las principales variables del sector, y la respuesta de la inversión, contribuyendo a identificar diferencias respecto de los dos períodos posteriores de suba de precios del petróleo (el correspondiente a las “crisis petroleras” de los años '70 y el período 2003-2008).

A principios del siglo XX, el desarrollo del motor a combustión significó el traspaso del carbón al petróleo como fuente principal de energía. El cambio en la matriz energética de cada nación se fue dando a una velocidad acorde a las posibilidades locales, empezando por la modificación de combustible para buques y ferrocarriles en la medida en que este nuevo recurso energético mostraba ventajas respecto al carbón.

La transformación requirió de inversiones significativas no sólo por la progresiva necesidad de extracción de petróleo crudo sino también para las actividades complementarias o de la cadena productiva (almacenamiento, transporte, distribución e industria de los derivados). Por ello desde un principio el Estado y, particularmente el ejército, fueron garantes directos de dicha transformación.

Esta revolución energética transformó a los Estados propietarios de grandes yacimientos petroleros en apropiadores de una masa creciente de la llamada renta petrolera. A fines del siglo XIX y principios del XX, dicha renta se encontraba en los primeros pozos explotados principalmente en la zona del Cáucaso, EEUU y las Indias Orientales, y posteriormente también en Irán, México y Venezuela. A partir de mediados de los años '30, la productividad y magnitud de los pozos junto a nuevos descubrimientos de

⁵ En el capítulo siguiente se contempla el llamado *boom de las commodities* como fenómeno más general vinculado a este período.

yacimientos, convirtió a los países del Golfo Pérsico en los principales productores y, por ende, portadores de la mayor porción de la renta petrolera mundial.

Varios de estos países no poseían inicialmente el capital requerido para explotar el crudo disponible. En la primera mitad del siglo XX las principales empresas petroleras llamadas “las 7 hermanas” (5 empresas norteamericanas y 2 europeas: Exxon de Nueva Jersey, Mobil de Nueva York, Chevron de California, Texaco, Gulf Oil, Royal Dutch Shell y British Petroleum) controlaron el mercado negociando con los estados petroleros concesiones que les permitieron explorar, producir, transportar, refinar y exportar el petróleo, con niveles de producción determinados por ellas mismas. Los grandes arrendatarios del mundo del petróleo le pagaban al país productor concesiones y un derecho fijo por tonelada de la extracción de este recurso (Yerguin, 1992).

Mediante el control oligopólico de la producción, se lograba frenar la caída de los precios, pero frente a la suba, la renta petrolera apropiada por los estados exportadores no aumentaba, ya que por estar establecido el pago de un monto fijo por tonelada extraída, la variación del precio no la afectaba de forma directa.

Durante la década de 1930 y hasta la Segunda Guerra Mundial, los norteamericanos y los británicos se aseguraron el acceso a las mayores reservas petroleras mundiales. Este panorama se mantiene hasta mediados de los años '40, cuando la caída de la demanda del período de posguerra llevó a una brusca caída de los precios y generó en los países exportadores de petróleo un grave déficit en sus balanzas comerciales. Esta situación hizo que los países productores de petróleo comenzaran a reclamar una mayor participación en este negocio, lo que llevó a la primera nacionalización de las compañías petroleras extranjeras, ocurrida en México en el año 1936 por Lázaro Cárdenas. Al mismo tiempo, comienzan a surgir nuevas empresas petroleras independientes en distintos países de Europa y EEUU, modificando el esquema oligopsonico existente hasta entonces. En definitiva, las 7 hermanas ya no poseían el mismo poder de negociación (Yerguin, 1992).

El mejor posicionamiento de los países árabes a partir de los descubrimientos petroleros más recientes los ubicó en un lugar de mayor privilegio entre los países exportadores de materia prima, logrando obtener en pocos años una mayor participación del comercio mundial de crudo a partir de nuevas negociaciones de porcentajes apropiados por los estados petroleros. Cabe agregar que según el acuerdo que tenían las 7 hermanas, las

empresas se comprometían a no explotar de manera aislada el petróleo de Medio Oriente, acuerdo que efectivamente se destruyó luego de la Segunda Guerra Mundial, cuando cuatro de ellas avanzaron sobre el crudo de Arabia Saudita.

En Venezuela se estableció que el 50% de los ingresos obtenidos por la venta del crudo serían para el estado venezolano. Este sistema porcentual que determina el cobro de la renta petrolera, fue luego adoptado por Arabia Saudita y con el tiempo por el resto de países del Medio Oriente. Se verificaron a su vez pequeños aumentos en el precio de contrato, pero aun así, éste seguía siendo relativamente estable, fijo y aún menor al precio del mercado que surgía por fuera de estos contratos. Ambos precios, eran determinados por las compañías petroleras transnacionales, vendedoras y compradoras del crudo, y mayormente productoras de los derivados del petróleo. Estas compañías mantuvieron el precio del barril relativamente constante e incluso con períodos de caída entre los años 1949 y 1969. En 20 años aumentó un 19,4% pasando de 2.57 a 3.07 dólares el barril (Dow Jones & company database), aunque los precios de los derivados y del crudo en otros países acompañaban la inflación mundial de aproximadamente 46% para este mismo período (US Department of Labour database). En respuesta a esto, en 1951 Mossadegh nacionaliza el petróleo en Irán, pero con su posterior destitución, sostenida principalmente por EEUU y el Reino Unido, se logró que, a pesar de la nacionalización, las empresas extranjeras pudieran participar de la explotación petrolera (Irán era en ese momento el tercer país en el ranking mundial de reservas).

En los años '50 la demanda mundial de petróleo continúa en ascenso y lo mismo ocurre con el descubrimiento de nuevas reservas, lo cual desembocó nuevamente a una caída de los precios del crudo en 1959. Sin alcanzar dicha caída la misma envergadura que tuvo en la posguerra, el volumen de producción global era mayor, lo que finalmente perjudicó a los países productores. Es importante tener en cuenta que a partir de esta década el petróleo muestra un peso relativo mayor (y creciente) frente al carbón⁶.

Las empresas petroleras independientes ofrecieron crudo a los refinadores a un precio inferior al establecido por las 7 hermanas, a la vez que construyeron sus propias refinerías. De esta forma, se desarrolló el mercado libre del crudo llamado “spot”, donde los precios

⁶ El 55,7% de las necesidades energéticas de 1950 eran suministradas por el carbón, el 28,9% por el petróleo y el 8,7% por el gas natural. En 1972 el carbón cumplía con el 28,7% de la oferta de energía, mientras que el petróleo se elevaba al 46% y el gas natural al 18,4%.

oscilan respecto al de referencia a partir de la posibilidad de comprar y vender petróleo de inmediato sin acuerdos de compra ya establecidos al precio oficial. Como respuesta al avance de la competencia en el sector, las multinacionales disminuyeron el precio de referencia lo que llevó a que en 1961 se conformara la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo). El objetivo de la asociación de los terratenientes del petróleo, era establecer la posibilidad de retiro de pozos de la producción, y mediante esta presión, restaurar el precio a los niveles anteriores a 1959, incluyendo la inflación, y así percibir una renta petrolera mayor. Con el tiempo, esta organización pudo rearmarse de nuevos objetivos tales como la deducción de regalías, la eliminación de los descuentos de mercado, la regulación de la producción y la participación estatal, en definitiva, un mayor control interno de la industria petrolera (Zakariya en Urquidi y Troeller, 1977, p. 212). A su vez, estos países buscaron crear empresas independientes propias: en Venezuela y Kuwait en 1960 y en Arabia Saudita e Irak en 1963, se crearon empresas nacionales que, de todos modos, no lograron asegurarse una porción mayoritaria de la exploración y comercialización de sus recursos petroleros. En esta década también, hacia 1965, se da un proceso de nacionalización petrolera en Indonesia (Yerguin, 1992).

Por su parte, la política proteccionista de EEUU estimuló la exploración, por lo que en 1965 durante un período de precios estancados se descubrió petróleo en el Mar del Norte y en 1968 en Alaska. Entre 1959 y 1969 la capacidad de producción de crudo en este país excedió la demanda, pero hacia principios de los años '70 la demanda se incrementó al punto que la producción de crudo alcanzó el 100% de su capacidad. A estos años se los refiere como la llegada al “pico petrolero” (*peak oil*) norteamericano, considerado como el momento en que se alcanzó la explotación del 50% de las Reservas Recuperables Estimadas (EUR en inglés) (WEC, 2007). La caída en la presión de las reservas llevó a que a mediados de los '60 creciera la proporción de pozos que requirieron de ascenso artificial o bombeo mecánico, lo que implicó que aumentara la productividad del trabajo en el área (Friedman, 1992). Este pico en la producción implicó que EEUU se transformara en importador de crudo, por lo cual hacia 1973 debió suprimir gran parte de los aranceles de importación.

En 1968, con una caída en las tasas de crecimiento global, comienza un período caracterizado como de estanflación en los países industrializados que para la década siguiente tuvo repercusión en el deterioro de los términos de intercambio en los países

exportadores de materias primas. En este marco, la OPEP, nacida años atrás, realizó por vez primera una limitación de suministro que presionó aún más la suba de precio del crudo. Por otra parte, en 1970 la victoria de Libia en su disputa con las concesionarias consistió en la imposibilidad de los arrendatarios de yacimientos de establecer los precios, lo que le dio a la OPEP una nueva posición de fuerza y la posibilidad de imponer una progresiva suba del precio nominal. Es así como comienza la etapa de un mayor control de la producción de petróleo por parte de los países integrados en la OPEP.

En 1971 se declara la inconvertibilidad del dólar en oro, lo que fortalece el proceso inflacionario que perjudicaba con creces las balanzas de pagos de los países importadores de manufacturas, entre ellos los países exportadores de petróleo. En ese mismo año, se nacionaliza el petróleo en Argelia. En 1973 se libró la guerra de Yom Kippur entre Israel y los países árabes, a la cual sucedió el embargo petrolero a EEUU, Holanda, Sudáfrica, Portugal y Rhodesia, dando origen a la llamada “Primera Crisis de del petróleo”. Esta crisis consistió en una limitación de suministros como acto de retorsión en una situación de guerra, presionando a EEUU a que retire el apoyo militar y político a Israel que había invadido territorios árabes en 1967. El embargo petrolero se concretó a través de la nacionalización de activos de algunas compañías en países como Irak, o de ciertas absorciones negociadas, siempre compensadas en la medida en que los países árabes poseían sus propias inversiones financieras en EEUU y Europa.

Desde 1960 la comercialización del petróleo había quedado formalmente establecida en dólares, con lo cual la devaluación del dólar de 1971 y el posterior embargo petrolero de 1973 de los países árabes resultaron en un brusco aumento del precio del petróleo. Por otra parte, el embargo estuvo acompañado de recortes en la producción, por lo que el precio del petróleo aumentó más del 250% pasando de 3,3 a 11,6 dólares el barril entre 1973 y 1974 (British Petroleum Statistical Review, 2015) (Ilustración 2.9 y 2.10). Cabe señalar que el aumento del precio del petróleo entre 1970-74 fue de 543% mientras que la inflación norteamericana para el mismo período fue de 23,5% (U.S. Department of Labor: Bureau of Labor Statistics database). Si bien existía una inflación acumulada desde 1957 de cerca del 50%, la suba del precio del petróleo fue considerablemente mayor. La diferencia correspondía entonces al desfasaje entre la oferta y la demanda de crudo durante ese período. En el mes posterior al embargo petrolero la producción de petróleo de los países de la OPEP mostró su mayor caída mensual para el período 1973-1975,

aproximadamente del 9%, llevando a una caída mensual en la producción mundial del 4,85%. A los dos meses de esta caída se produce un alza mensual del precio de petróleo de 134% (datos producción mensuales EIA; precios mensuales Dow Jones). Por otro lado, desde 1971 el contexto económico respondía a una fase ascendente del nivel de actividad global.

A pesar de la brusca suba del precio, el precio del barril de petróleo no desciende debajo del valor alcanzado en 1974 (ni a precios corrientes ni constantes) incluso con el progresivo aumento en su producción. Esto lleva a considerar la posibilidad de que el precio del petróleo anterior, en los años de preponderancia de las 7 hermanas, estuviera fijado a un precio artificialmente bajo. A partir del surgimiento de la OPEP y con la contracción en la oferta, el precio logra recuperarse.

Ilustración 2.9

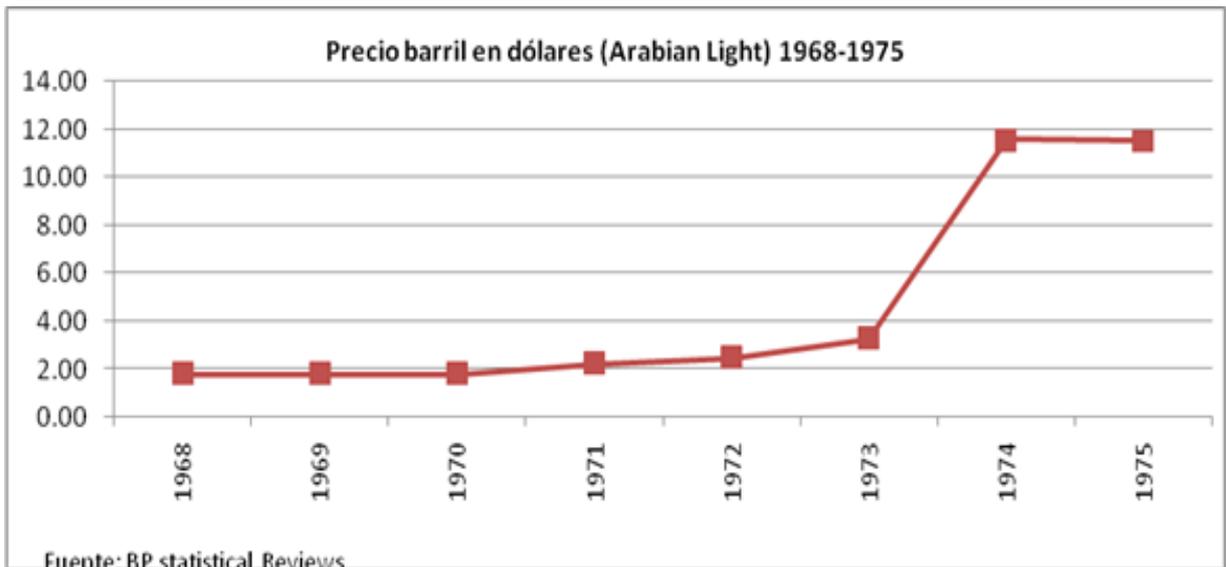
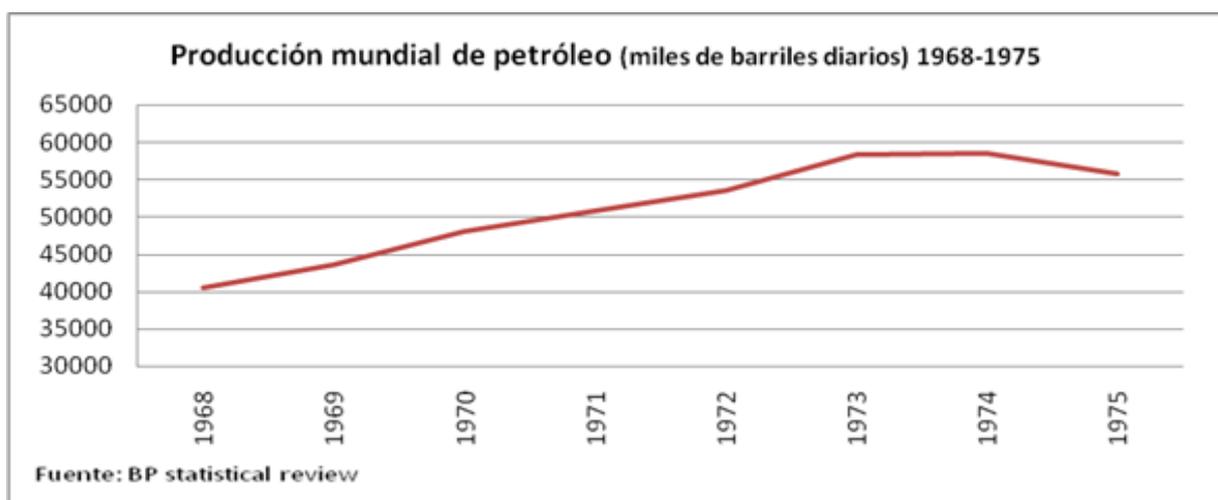


Ilustración 2.10



La reducción del consumo mundial luego de la brusca suba del petróleo de 1973-74⁷, tuvo repercusiones sobre los países de la OPEP y generó divergencias internas entre sus miembros. El embargo petrolero dura hasta 1975, pero no logra hacerse efectivo plenamente por la posición contradictoria de Arabia Saudita. La disminución de la demanda indujo a algunos de los miembros de la OPEP a bajar sus precios, ya sea anunciando un ajuste hacia abajo o bien reajustándolos lentamente con el de referencia. Este fue un motivo de tensión dentro de la organización, que dio lugar a que en la Conferencia de Bali de 1975 se fijara entre 5 y 10 centavos por barril el ajuste hacia abajo del resto de los crudos (Fórmula de Argelia). Arabia Saudita, gigante en términos de reservas, capacidad de producción y monto de excedentes financieros, defendió una posición aislada al resto de los países de la OPEP y tuvo un papel moderador en relación a los intereses de EEUU opuestos a los aumentos en los precios.

En octubre de 1975 se produce otra caída de la producción mensual por parte de los países de la OPEP del 17,74%, lo cual a diferencia de la situación anterior se traduce posteriormente en un incremento de los precios que no llega a la envergadura antes mencionada. La caída de la demanda en este contexto bien puede explicar esta disímil reacción del precio, y se evidencia desde principios de 1974 en una caída del producto bruto a precios constantes de EEUU.

⁷ Los sectores más afectados en la economía mundial por la suba del petróleo fueron la industria automotriz, siderurgia, cemento y química.

El vuelco de los crecientes ingresos petroleros en la banca norteamericana dio nacimiento a los famosos “petrodólares”, forma que adquirió la renta petrolera como excedente financiero de los grandes terratenientes petroleros mundiales, y que fue reciclado en deuda de los países del tercer mundo. Todo esto permitió acrecentar el desarrollo del capital financiero a nivel global. Pero el imparable aumento de los precios internacionales del petróleo junto al progresivo deterioro de las monedas, principalmente el dólar, conformaron un escenario que nuevamente generó presión a la suba en el precio del petróleo, lo cual fue un claro síntoma de la histórica crisis económica –y por ello se produjo la llamada Segunda Crisis Petrolera- de fines de los años ´70.

Hacia 1978, el crecimiento económico de Irán vino acompañado de inflación; la respuesta fue un plan de enfriamiento de la economía y el descontento social que esta generó desembocó en 1979 en la Revolución Islámica iraní. En dicho marco, Irán restringió el petróleo enviado a Occidente. Como respuesta se produjo la invasión de Irak a Irán con el apoyo de EEUU. Frente a este escenario se forma un frente político contra Irán, sostenido fundamentalmente por Arabia Saudita y Kuwait (lo que lleva a una reducción en este período en los préstamos a los países del tercer mundo). Arabia Saudita lleva a cabo la llamada “política del dólar” por su realineamiento con los requerimientos de EEUU, lo que condujo al aumento de su producción de petróleo.

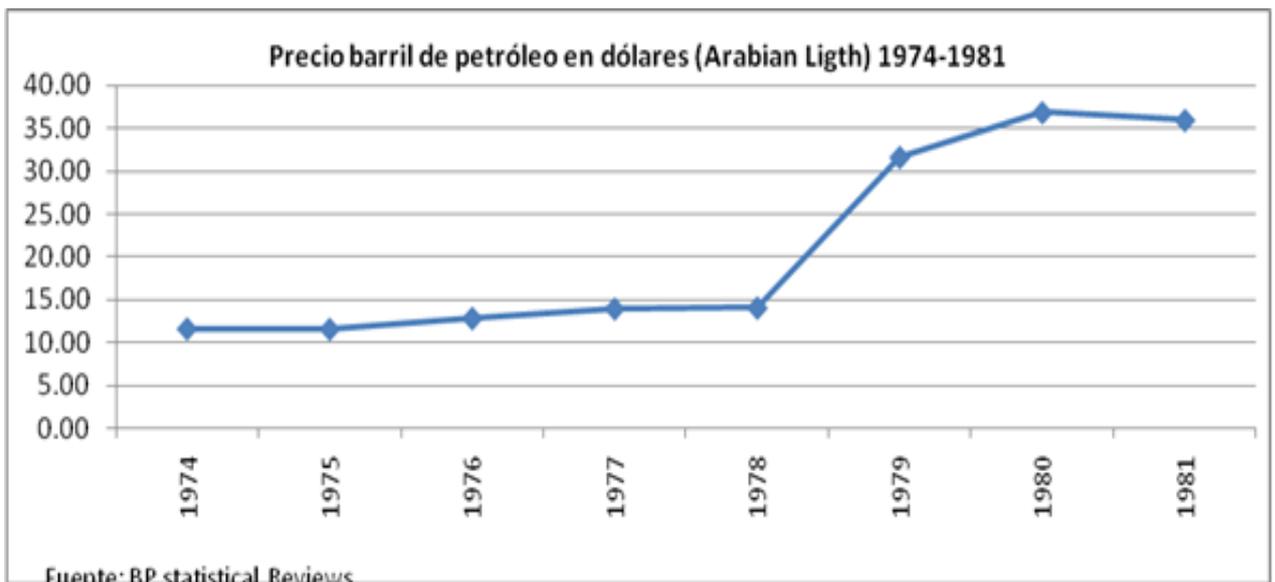
Esta situación, que se extendió por varios años, hasta 1988, llevó a la reducción en la producción petrolera global y presionó a la suba del precio del crudo (Ilustración 2.11). Recién hacia comienzos de 1981, cuando el precio del petróleo alcanza su pico de casi 36 dólares el barril, Kuwait, Nigeria y Arabia Saudí deciden cubrir el petróleo retirado en tanto se veían parcialmente desplazados por el avance de los pozos del Mar del Norte, México y Alaska, acción que permite dar un vuelco a la suba del precio del crudo.

Con la revolución iraní de 1979, se suspenden los acuerdos de compra-venta preestablecidos, por lo que aparecen una multitud de nuevos compradores por fuera de este tipo de contratos, entre los cuales los más dinámicos son Japón, las refinerías independientes y algunas compañías estatales que acuden al mercado al contado para abastecerse. Se consume 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. 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 sector financiero volcado a las inversiones en el sector petrolero utilizaba endeudamiento con petróleo de garantía, por lo que aumentó el precio de los terrenos donde perforar y de las ciudades cercanas a los yacimientos, además se estimulaba a que gran parte del ahorro familiar se destinara al petróleo (Yerguin, 1992).

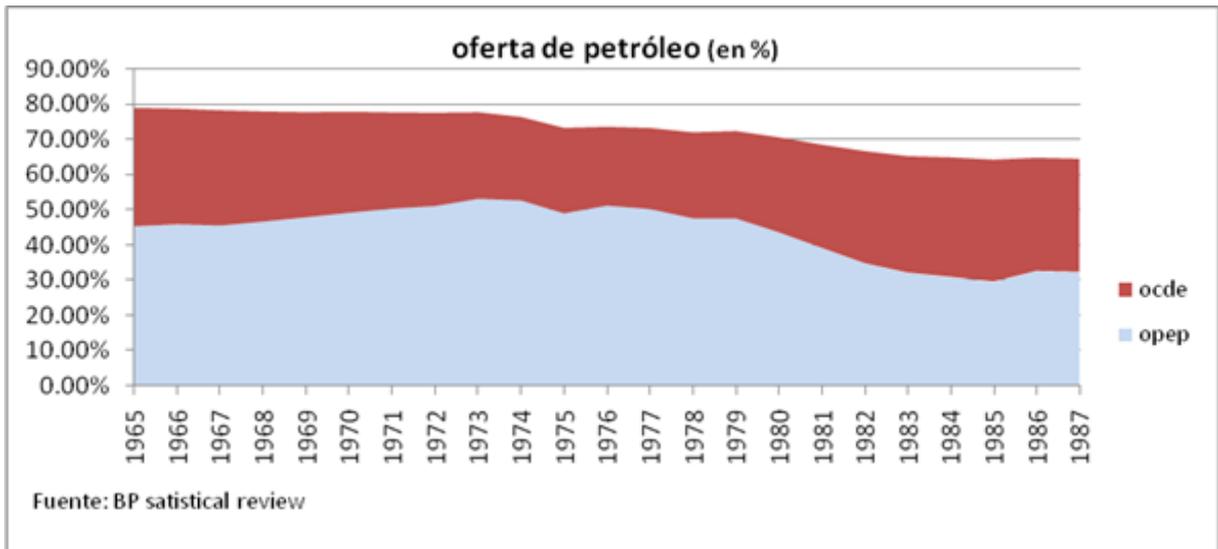
Ilustración 2.11



Tanto en 1974 como en 1978, los recortes en la producción por parte de los países de la OPEP no resultaron en una caída anual de la producción mundial (aunque se observó un estancamiento en el ritmo de crecimiento de la producción). Podría deducirse que la suba de precios evidenciada en los meses siguientes a dichas reducciones corresponde a la suba del precio necesaria para disponer del petróleo producido en pozos menos rentables y así depender menos de las reservas árabes.

Efectivamente, en los momentos de contracción de la oferta por parte de los países miembros de la OPEP, los países de la OCDE debieron aumentar su producción, siendo 1973 el año con mayor participación histórica de la OPEP en la producción mundial del crudo. A partir de ese año comienza a disminuir esta relación, presentando su mayor caída hacia 1979 (Ilustración 2.12).

Ilustración 2.12



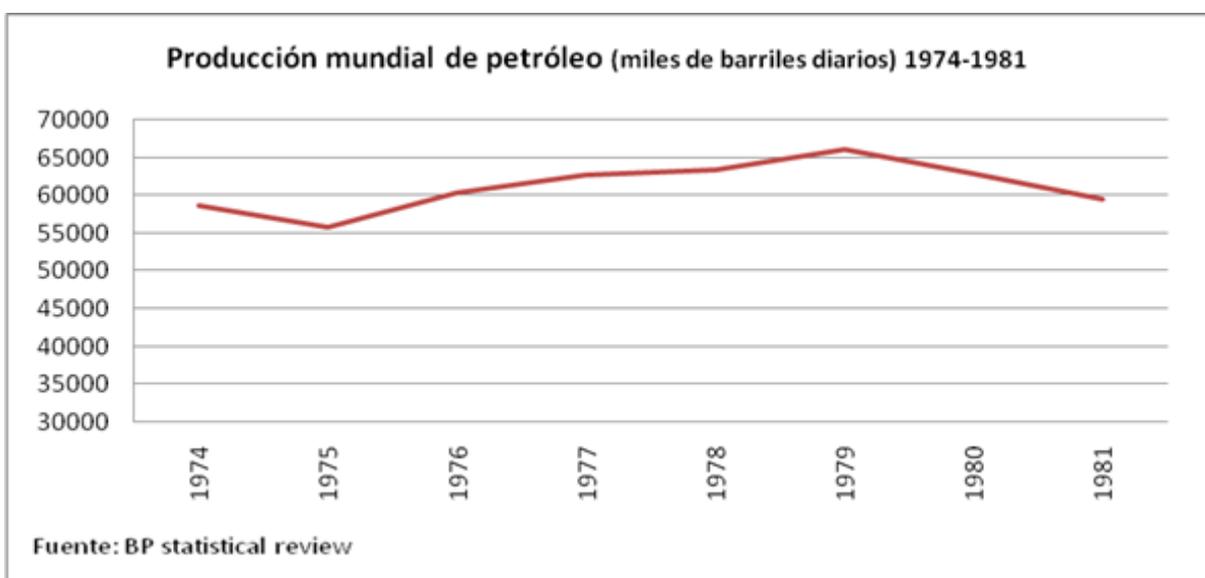
A diferencia de la suba de precios en 1974, los precios alcanzados en 1979 y 1980 no se sostuvieron en el corto plazo, sino por el contrario cayeron para recién ser superados transitoriamente hacia el año 2007 a precios corrientes y alcanzado sólo durante algunos meses de ese mismo año a precios constantes. Es este comportamiento del precio el que presta a interpretar la suba previa de 1973-74 como una que no correspondió a un estrangulamiento coyuntural de la oferta, sino antes bien a una “recuperación” del precio para la apropiación de renta petrolera ante la debacle de las 7 hermanas.

Un escenario diferente se observa a fines de la década del '70. Los datos sobre la inflación de EEUU –que toman en cuenta a los exportadores de petróleo -hacia el año 1979 muestran que ésta sube al 9,3%, 3 puntos por encima del año anterior, pero el precio del petróleo aumenta para este mismo año cerca del 125,5%. Hacia el siguiente año, la inflación norteamericana alcanza el 13,9% y el petróleo un 16,5%, donde se visualiza la posibilidad de que la suba del petróleo haya colaborado y presionado aún más la suba del

índice de precios general (U.S. Department of Labor: Bureau of Labor Statistics database).

Deben entonces evaluarse los otros factores que determinaron esta histórica suba en el precio del petróleo durante esta Segunda Crisis Petrolera. Similar a lo ocurrido en el período de embargo, la suba del precio se vio precedida por caídas mensuales en la producción de petróleo. Aun así, estos recortes de la producción no alcanzaron a reducir la producción promedio mundial anual de petróleo, lo que sí sucede en 1980. Análogamente a la caída de producción mundial de petróleo de 1975, estas reducciones se evidencian posteriormente a la fuerte suba del precio (Ilustración 2.13).

Ilustración 2.13



Pero en este período en particular, se agregan al esquema de rentistas petroleros mundiales el Reino Unido y Noruega. El desarrollo tecnológico estimulado por los altos precios, permitió la incorporación de innovaciones tecnológicas en la optimización del sistema de extracción (*sucker rod pump*), la disminución en el derroche del crudo (*shutoff systems*), los avances en la industria metalúrgica posibilitaron la producción a mayor profundidad y más altas temperaturas, y las tecnologías de *offshore* permitieron la extracción de crudo en el Mar del Norte. Por su parte, el desarrollo de la informática comienza a estar cada vez más presente en esta industria lo cual modificó substancialmente la organización interna de la producción, la medida automatizada de

flujos extraídos, el monitoreo de los pozos, la conformación de una base de datos para la estimación de reservas y el análisis de producción y el desarrollo de controladores de máquinas y procesos (*programmable logic controllers*) (Friedman, 1992; Gallardo, 2005).

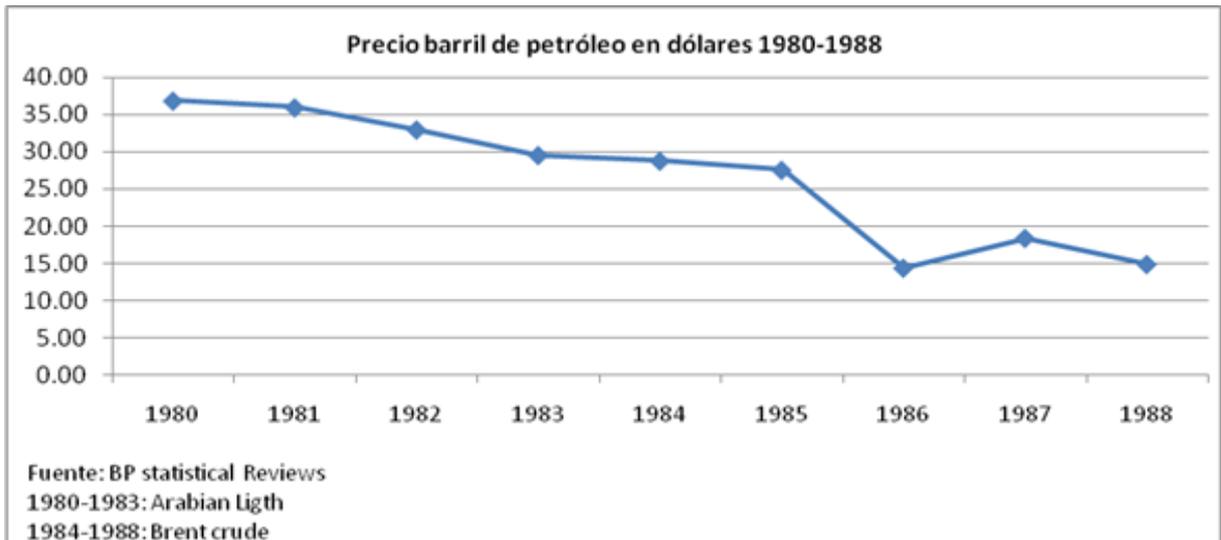
De esta manera, el incremento de precios implicó un aumento de las inversiones tanto de carácter intensivo (en yacimientos existentes) como extensivo (incorporación de nuevos yacimientos) dando lugar a un ciclo de incremento de la capacidad productiva del sector y de innovación tecnológica que en conjunto fue capaz de morigerar los aumentos de costos ante el rápido aumento de los niveles de explotación.

Por otra parte, frente al incremento de precios, surge en los años '70 una mayor preocupación por la conservación de los recursos limitados y no renovables, frente a la cual, Kuwait, Libia y Venezuela pusieron ciertos topes a la producción declamando la necesidad de prolongar la vida de sus reservas. En este sentido, en la Solemne Declaración de Argelia (1975), se establece como acuerdo la necesidad de una política de precios regida por: las necesidades de conservación petrolera incluyendo consideración de su agotamiento y su mayor escasez en el futuro; el valor del petróleo en función de sus usos no energéticos y las condiciones de disponibilidad, utilización y el coste de fuentes de energía alternativa (OPEC, 2009). Existía ya a partir del trabajo de Hubbert (1956) la concepción del agotamiento del petróleo o “pico petrolero” del lado de la oferta (ver Capítulo 5).

2.3. Comportamiento de la inversión y caída del precio post crisis 1981-1987

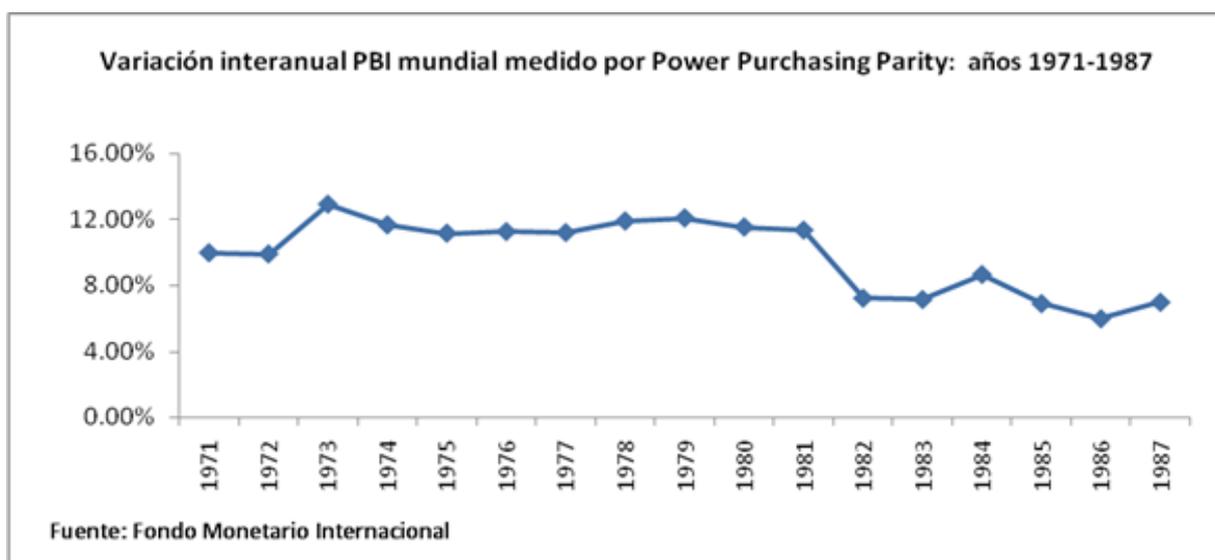
Tanto en el año 1980 como en 1982, el PBI de EEUU medido a precios constantes cayó por primera vez desde 1975 (US Department of Labour database). La recesión mundial, que en países como Alemania y Japón se expresaba en una caída sostenida del PBI a precios constantes desde 1975 (Aten, Heston y Summers, 2006), conjuntamente con el aumento de la producción de los años previos, llevó a que en 1981 comenzara un período de caída sostenida del precio del petróleo a precios corrientes (Ilustración 2.14).

Ilustración 2.14



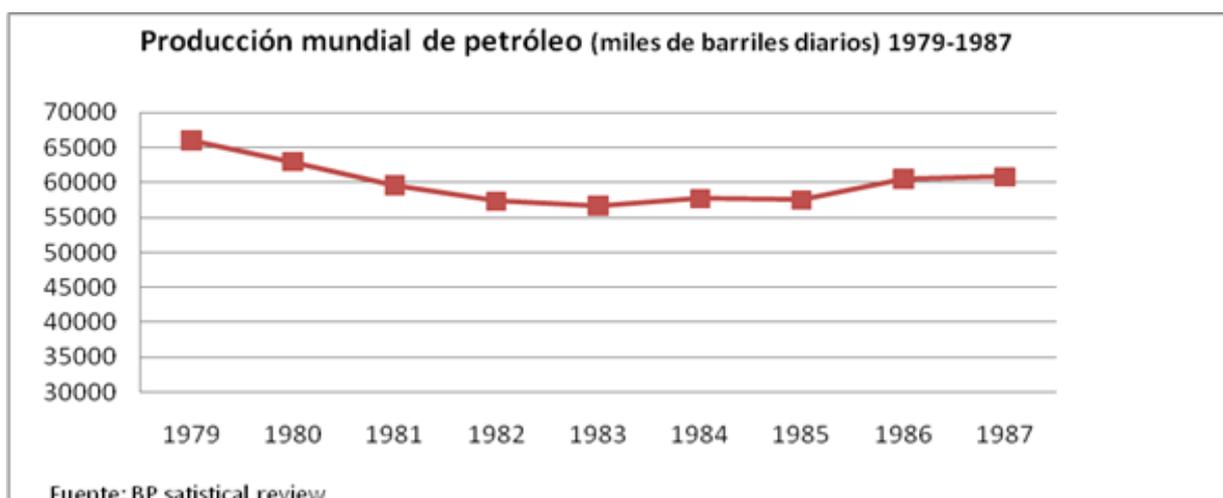
Frente a la sostenida reducción en el precio, comienzan las negociaciones sobre las cuotas de producción en base a las reservas probadas de cada país entre los distintos miembros de la OPEP. Entre 1980 y 1985, la OPEP reduce anualmente su producción de crudo, lo que explica también la caída de producción mundial para estos años (con excepción a 1984 en que aumenta menos del 2%). Sin embargo, a partir de 1983 la recuperación del crecimiento en las principales economías y el consecuente aumento de la demanda de petróleo compensó la caída del precio (Ilustración 2.15). Pero en tanto que el crecimiento de la producción total mundial medido por el PBI deflactado por precios, no alcanzaba para este período los niveles de crecimiento de los años ´70, el promedio anual del precio no logró frenar su caída.

Ilustración 2.15



El punto más bajo se da en 1986 en que llega a los 14 dólares el barril, luego de una caída del 32% en un mes, a partir de la transgresión de Arabia Saudita al sistema de cuotas que significó un aumento en su producción, lo que en los hechos obligó al resto de los productores a seguir sus pasos a fin de no quedar fuera del mercado. Es justamente en ese año que aumenta la producción mundial de petróleo (Ilustración 2.16). Para ello, Arabia Saudita debió reabrir su industria al capital extranjero. De esta forma, las compañías petroleras pudieron regresar a países de los que habían sido despedidos anteriormente, revirtiéndose, en parte, la tendencia de pasar del petróleo barato al petróleo caro de Rusia, el Reino Unido y Noruega que se observa posterior a la suba de precio de fines de los '70. De esta manera para el año 1985 se alcanzó el pico del casi 35% de participación de la producción petrolera de países de la OCDE en el total mundial para el período que abarca los años 1965-2008.

Ilustración 2.16



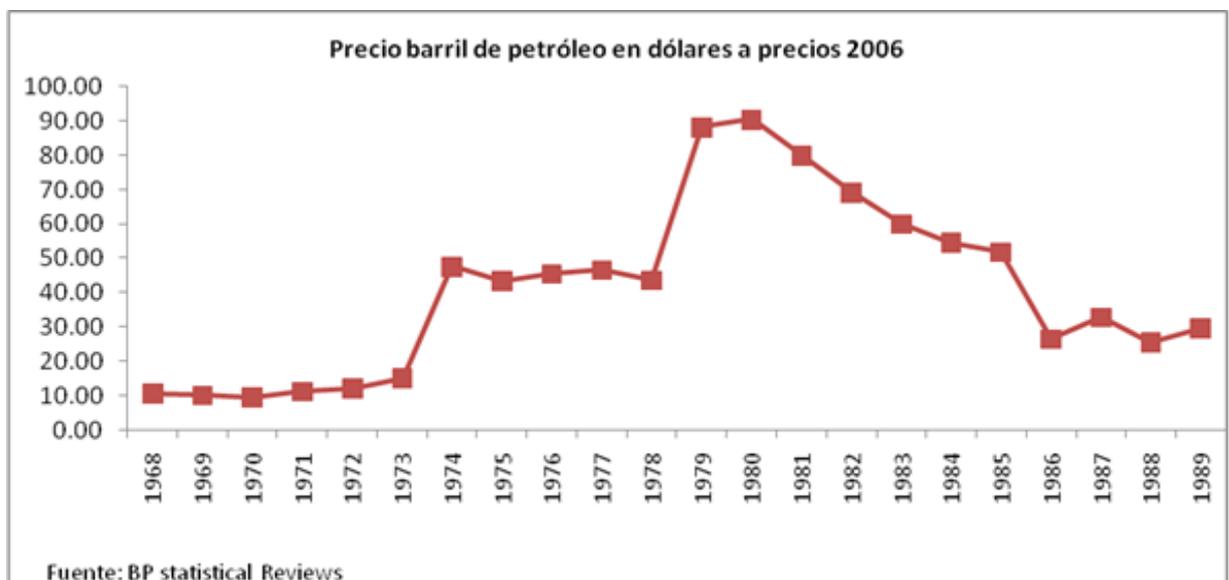
La guerra de precios de los años '80 y la caída del crecimiento económico global respecto de la observada en la década del '70 condujeron con el tiempo al cierre de pozos pequeños o menos productivos. De esta manera, se da un proceso de concentración de la oferta en los yacimientos más productivos pertenecientes a los países de la OPEP. A partir de las transformaciones que la organización industrial y financiera del sector presenta en los años '70, el tráfico y comercio de crudo se había desarrollado dentro de las compañías 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, vino de la mano del avance de los inversores institucionales (fondos de pensión, mutualistas y monetarios) que ya poseían tres cuartas partes de las acciones de las grandes compañías petroleras, por lo que reclamaban mayores beneficios y en el corto plazo. 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 generar quiebras a fines de revalorizar acciones. Las inversiones se focalizaban en este tipo de operatorias que encontraban más barato comprar explotaciones existentes infravaloradas que añadir barriles por prospección, comportamiento que luego se iría agudizando en la década siguiente.

En este marco se avanza con la privatización de empresas o activos petroleros estatales. 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, 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 un nuevo esquema de productores-consumidores para este período.

Si se observa la evolución de los precios en términos constantes, la caída de 1986 lleva el precio del crudo a niveles mayores a 1973 pero inferiores al pico de 1974 (Ilustración 2.17). El precio en términos constantes de 1986, será el promedio del correspondiente a los 10 años subsiguientes.

Ilustración 2.17



A partir de ese año, luego del incremento en inversiones tanto en desarrollo como en exploración de fines de los '70, éstas caen de manera drástica. La caída en los precios del crudo también significó un desincentivo a la investigación y el desarrollo de las fuentes de energía alternativa (Ilustración 2.18, 2.19 y 2.20).

Ilustración 2.18

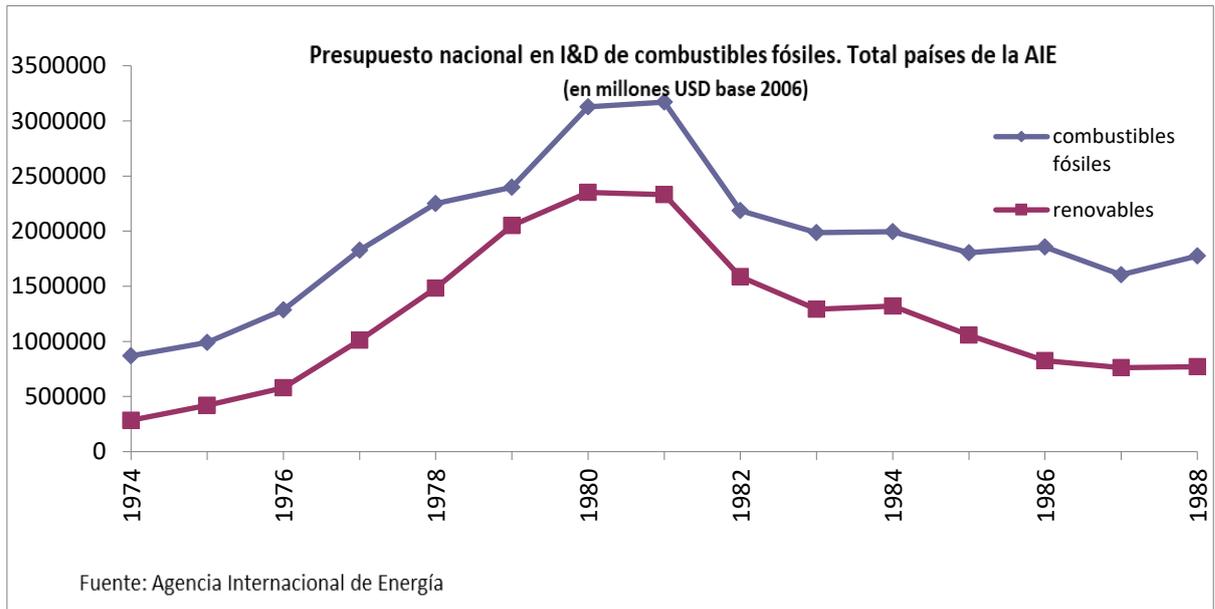


Ilustración 2.19

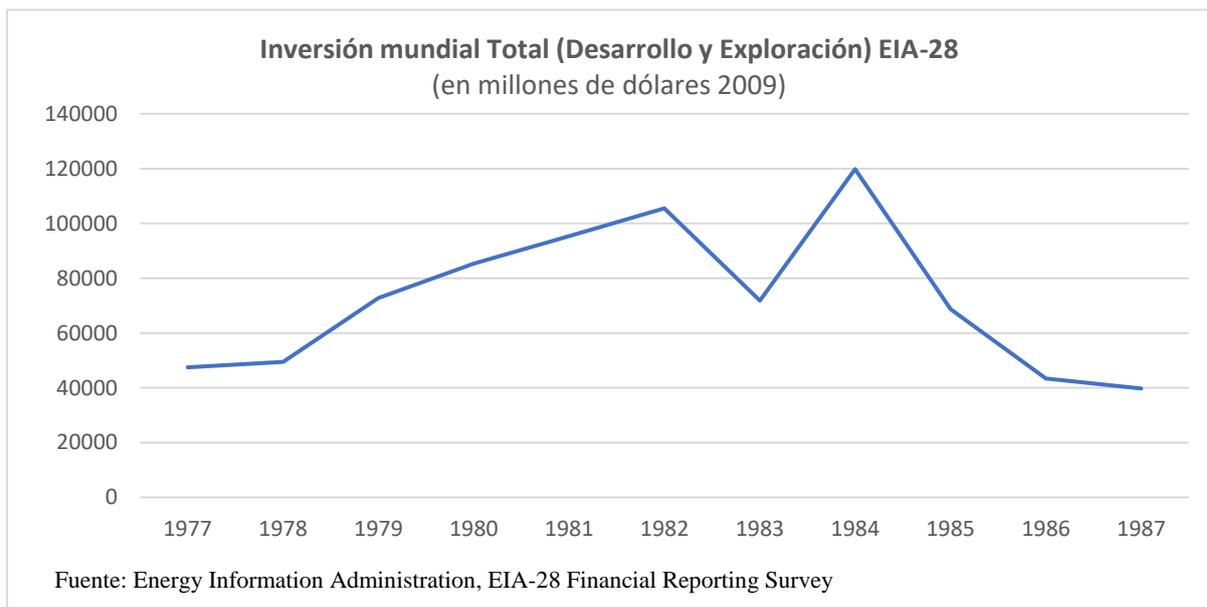
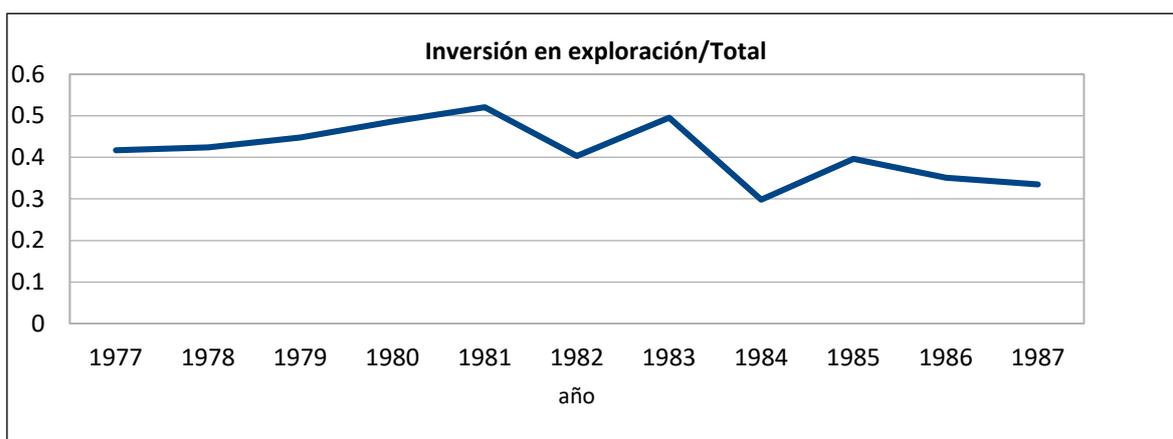


Ilustración 2.20



2.4. Precios e inversión en los años '90

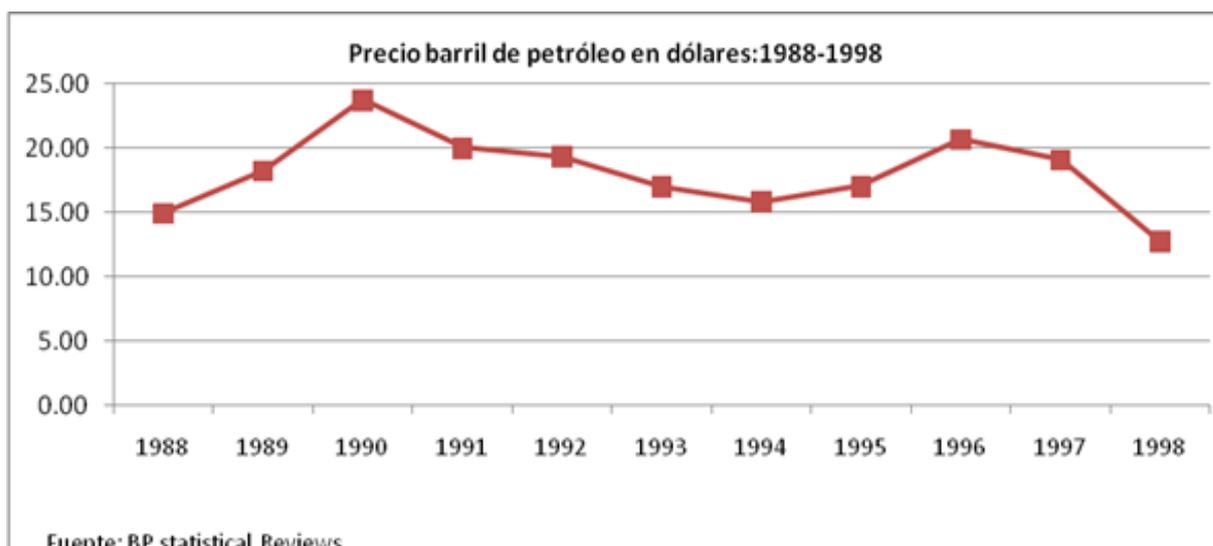
El comportamiento sectorial delineado en los años previos, conformó el esquema de organización industrial y capacidad productiva para los años '90 signados de conflictos bélicos en torno a la producción y distribución de hidrocarburos, en el marco de tasas de crecimiento más bajas y crisis económicas de alcance global (Ilustración 2.3).

El conflicto entre Irak y Kuwait tenía como uno de sus ejes principales la cuestión del precio del petróleo, por lo que la dimensión bélica de estas tensiones tuvo sus efectos en el sector, siendo ambas naciones importantes productoras de crudo y miembros de la OPEP. Irak reclamaba un precio cercano a los 25 dólares el barril y se encontraba altamente endeudada con Kuwait. Esta meta iba en contra de la política de Kuwait y Arabia Saudita de bajos precios, apoyada por EEUU. Sumado a otras tensiones referentes a política interna y regional, Irak decide invadir Kuwait en agosto de 1990 y da comienzo a la llamada Guerra del Golfo. Esta guerra tuvo importantes 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% (EIA, 2008). Este suceso implicó para el mes siguiente una escalada en el precio del petróleo que alcanzó los 33,6 dólares el barril, o sea un aumento de más del 59% en un mes (Ilustración 2.21).

La producción petrolera iraquí y de Kuwait cae en 1990 y se derrumba en 1991 para recuperarse en el caso de Kuwait hacia 1992 y en el caso de Irak recién en 1997 a causa del boicot realizado contra este país. Este boicot petrolero fue básicamente cubierto por Arabia Saudita que incrementa considerablemente su producción durante este período. Es por ello que si bien la producción mundial de petróleo cae en 1991, deja de hacerlo en los

años subsiguientes⁸. Y hacia fines de 1993 sube aún más la producción por el acuerdo de petróleo por alimentos entre Irak y la ONU a partir de la derrota de este país. Esto permite una reducción progresiva del precio llegando a los niveles anteriores a la invasión.

Ilustración 2.21



En la década del '80, los recortes de producción mensuales no lograron la escalada del precio que sí se observó en 1990. Por un lado, esto se debe a que en los 80's se resurgía de un escenario de precios récord, con la consecuente incorporación de nuevos capitales en la producción del sector. Por el otro, la mencionada desinversión en el sector y la desaparición de pozos menos productivos fue típico de esta industria en los años '80 luego del derrumbe de precios de mediados de década.

La crisis bursátil de 1987 y luego la crisis rusa llevan a una nueva etapa de descenso en el crecimiento de la economía mundial hacia 1989. Si bien no existe una caída anual en el PBI global a precios constantes, se observa una caída en la tasa de crecimiento de la actividad económica comparable a la ocurrida a principios de los '80. Situación ésta que persiste desde 1989 hasta el año 1993. Aún con la leve recuperación del crecimiento a

⁸ Por otro lado se alimenta el sentimiento antiamericano en la zona con la incursión de EEUU, por lo que no participan de la coalición contra el boicot países como Jordania, Yemen, Libia, Mauritania, Sudán y el propio Irán.

partir de 1993, no se alcanzan los niveles de crecimiento de la actividad previos (Ilustración 2.3.). En 1996 se observa un nuevo pico del precio ante el temor de una nueva guerra, y en parte también a causa de las bajas temperaturas extremas en EEUU y Europa para este año, factores que incrementaron la demanda de forma abrupta. Sin embargo, ésta cae nuevamente al seguir sin cumplirse las cuotas de producción establecidas por los países de la OPEP. En 1997 con la crisis asiática y la consecuente reducción en el crecimiento del producto, el precio del petróleo cae llegando en 1998 a un precio (a valores constantes) un 50% más bajo que el de 1986, incluso el más bajo desde 1973.

Las oscilaciones de los años '90 están signadas por un lado, por la imposición o el incumplimiento de cuotas, y por el otro, por los peligros de abastecimiento y los efectos destructivos derivados de los conflictos bélicos. Por lo menos en el corto plazo estas oscilaciones no se correspondieron con variaciones en los costos marginales de extracción del petróleo, sino más bien respondieron a diferencias entre la oferta y la demanda, en tanto que estos vaivenes de tipo coyuntural por el lado de la oferta, se encontraron frente a bajos y estables niveles de crecimiento y por tanto de demanda de crudo. Ello enmarcado en una capacidad de producción diferente respecto a la vigente una década atrás. No existía como en los años '70 una ingente necesidad de poner a producir nuevos pozos. Lo que de conjunto resultó en el esquema de concentración del sector desarrollado hacia comienzos del nuevo milenio, y continuó con el progresivo aumento de la producción relativa de los países de la OPEP (Ilustración 2.8).

De esta manera, los precios alcanzados hacia mediados de los '80, se sostuvieron (en promedio) durante la década de los '90. Este precio oscilante respecto a un promedio relativamente estable para estos años, sumado a niveles de actividad y crecimiento económico que se mantuvieron con una tendencia decreciente desde fines de los '80, resultaron en el sostenimiento de bajos niveles de inversión para estos años (con excepción del pico de 1990) (Ilustración 2.22 y 2.23).

Ilustración 3.22

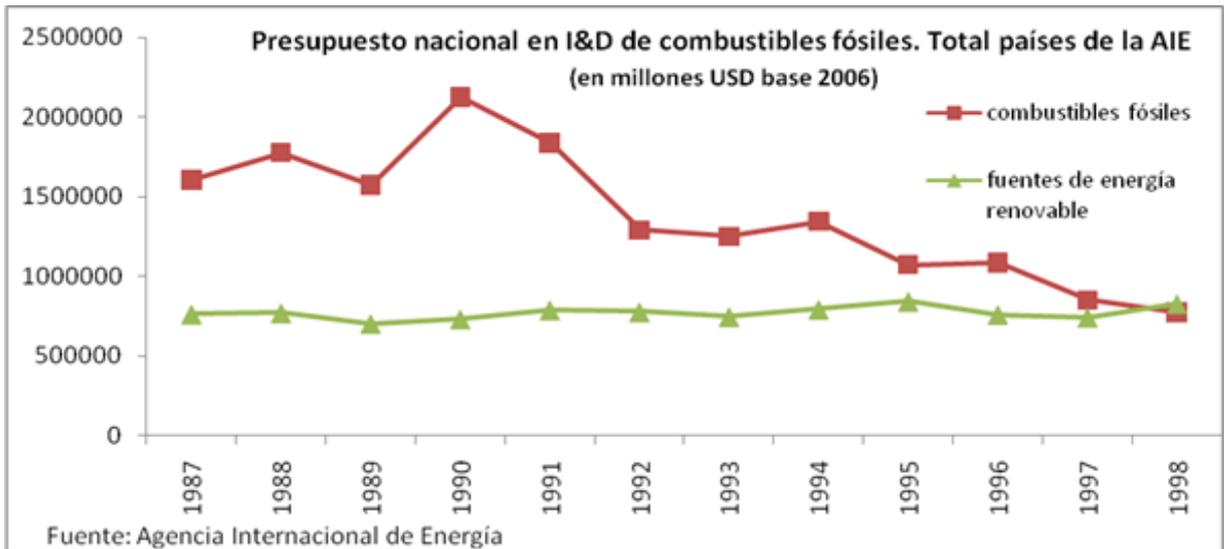
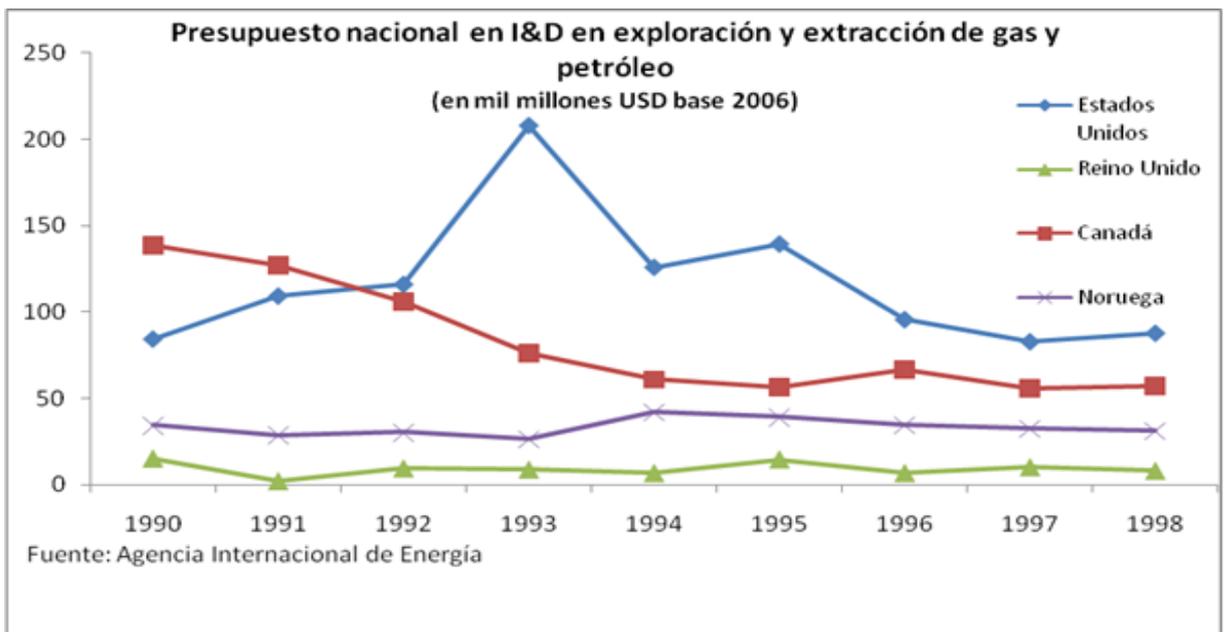
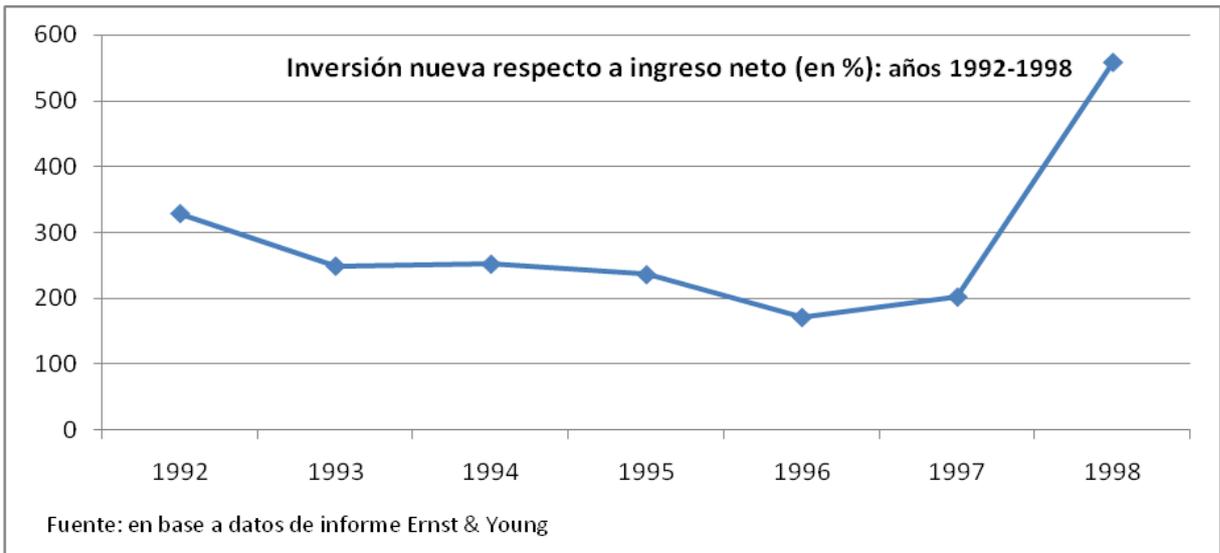


Ilustración 2.23



Asimismo, se observa una caída de la “inversión nueva” respecto al ingreso neto a excepción del pico de 1998 como respuesta al derrumbe del ingreso neto por la Crisis Asiática (Ernst&Young, 2007) (Ilustración 2.24).

Ilustración 2.24



Nuevamente, tomando como referencia el EIA-28 Financial Reporting Survey (2009), vemos cómo en los '90 comienza este período previamente descrito de incremento en las inversiones totales y caída y estancamiento de aquellas destinadas a la exploración, lo que refleja el incremento de la explotación de los yacimientos existentes (Ilustración 2.25 y 2.26).

Ilustración 2.25

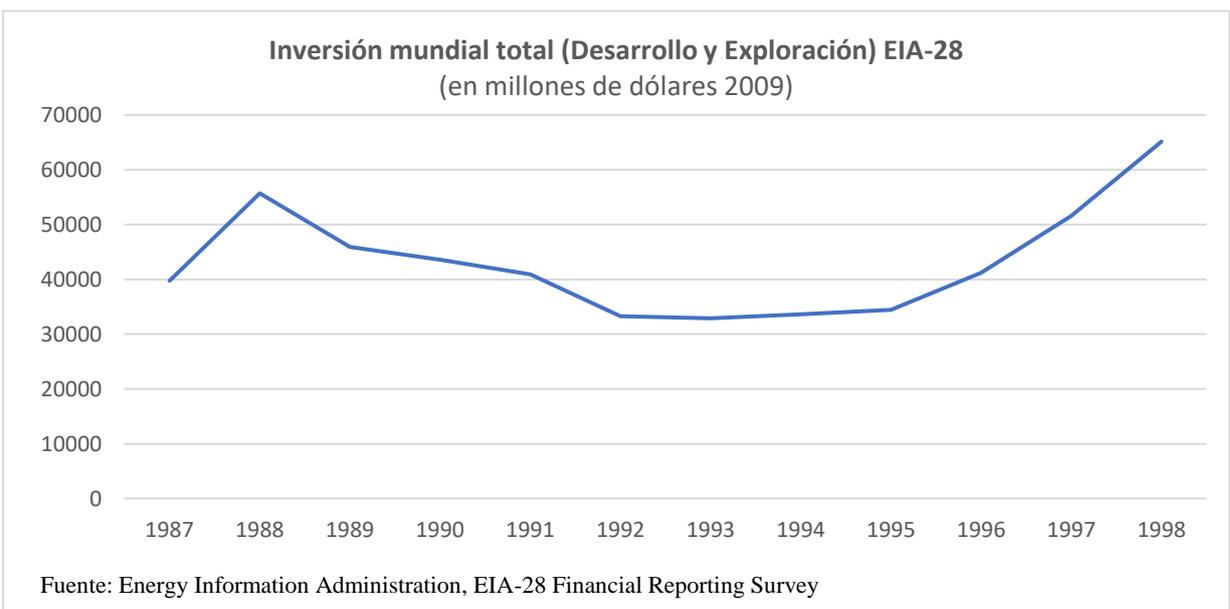
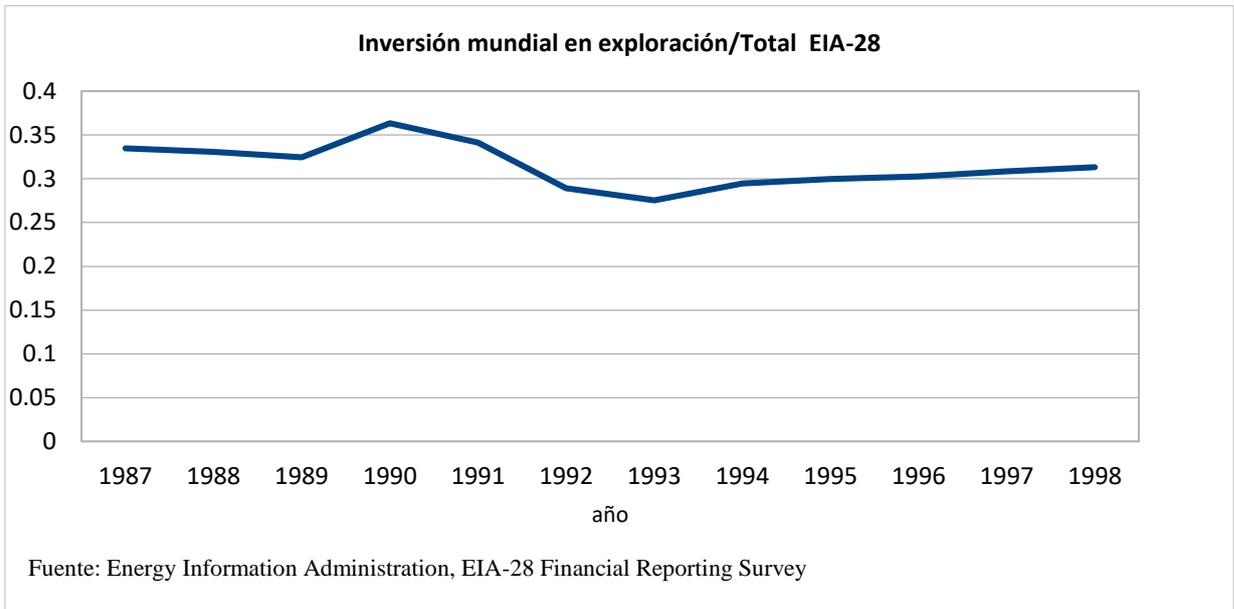
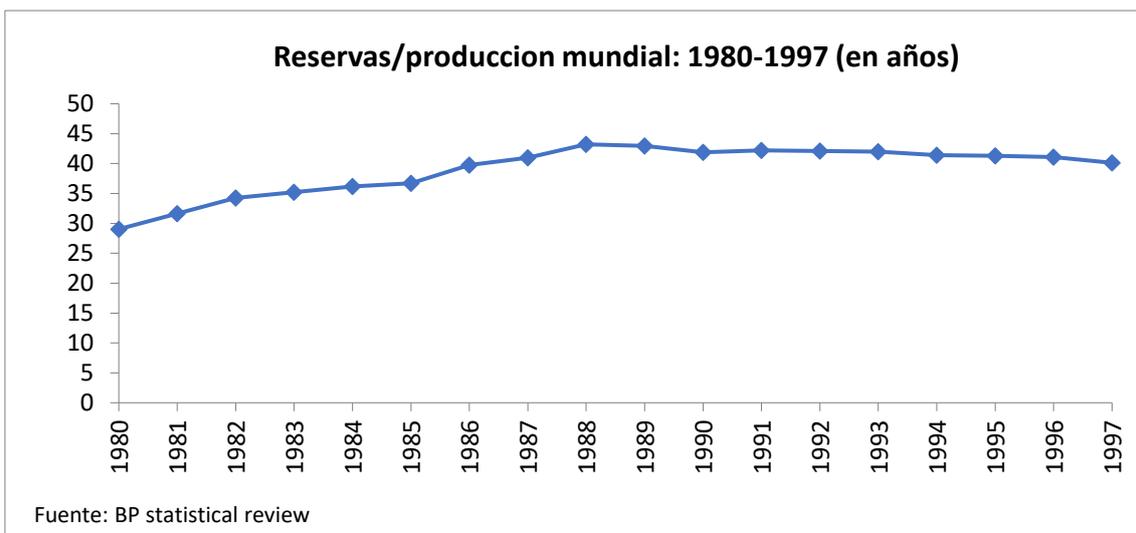


Ilustración 2.26



La caída en el nivel de inversión resultó, a diferencia de lo observado en los años '80, en un relativo estancamiento en el ratio R/P observado en casi toda la década del '90 (Ilustración 2.27).

Ilustración 2.27



En los años '90 las oscilaciones de precios fueron menores que en los años '70 (tanto en alzas como en bajas). El contexto de menor crecimiento económico mundial en comparación con períodos anteriores, no dio lugar a sostenibles aumentos del precio, a la

vez que la reducción de los años anteriores en la capacidad productiva tampoco brindó por su parte un escenario favorable a significativas caídas. Asimismo, se planteó un escenario de mayor producción en los yacimientos más productivos y centralización de la producción petrolera con una baja incorporación de nuevas reservas.

2.5. Conclusiones

A partir del análisis histórico y de datos clave del desarrollo sectorial elaborado a lo largo de este capítulo, se consideró el comportamiento del precio del petróleo crudo y de la inversión en el sector en diferentes períodos. Se diferencia en el análisis el carácter y los efectos del incremento de precios de 1973-74 respecto de 1978-1979, y de estos episodios en relación a la suba del año 2003. Sin pretender desarrollar en este capítulo un análisis de los factores determinantes del precio del crudo, refutamos la posibilidad de explicaciones unívocas de estas fuertes subas, tomando en cuenta la falta de un comportamiento idéntico en relación con los costos, con el tipo de cambio, con la capacidad excedente, con la vida útil de las reservas, y finalmente con el propio carácter de las inversiones realizadas, donde señalamos la existencia de un escenario más complejo de la interrelación de las variables económicas frente a un contexto post crisis '80-'90. De aquí surge que la interrelación entre el comportamiento coyuntural de la oferta y la demanda resulte en diferentes reacciones del precio y del comportamiento inversor. Además, la evidencia histórica del sector no parece resaltar las señales de un progresivo agotamiento de los recursos petroleros como causante fundamental de las llamadas “crisis petroleras”.

En tanto que el incremento de precios en el nuevo milenio no significó un aumento en el ratio R/P como sucedió a partir de 1980 (aumenta en un 50% entre 1980-88), el análisis histórico de indicadores clave del sector refleja la relevancia del comportamiento de las inversiones y particularmente de la inversión en exploración en relación al total, y su impacto en la vida útil de las reservas. El estancamiento y caída de este indicador es así consecuencia del crecimiento de la inversión en desarrollo y explotación de pozos a un ritmo mayor que la destinada a la incorporación de nuevos yacimientos. Desde esta observación, vemos un similar comportamiento en otros indicadores afines con creciente relevancia en los '90, como por ejemplo, el de capacidad excedente de petróleo de los países de la OPEP.

Luego del clima recesivo y la consecuente deflación de la segunda mitad de los años '80, y posteriormente con la crisis asiática de los '90, el proceso de desinversión relativa en el sector y la desaparición de aquellos pozos menos productivos, implicaron años de oscilantes precios y el estancamiento de R/P junto a una mayor dependencia del crudo más productivo de la región de Medio Oriente.

Remarcamos por tanto la transformación que tuvo el mercado petrolero a lo largo de las décadas analizadas, como parte de un proceso de liberalización y mayor competencia dentro de la propia industria, posibilitado ya sea por el aumento de la productividad debido a mejoras tecnológicas, como por el propio desarrollo del capital financiero internacional que toma fuerza en los años '70 y que canaliza fusiones y adquisiciones de las empresas petroleras. De esta manera se genera un nuevo contexto para el posterior impacto de las subsiguientes crisis económicas sobre los precios y el carácter de las inversiones en el sector, que se caracterizan por presentar una tendencia progresiva a la caída de aquellas destinadas a la incorporación de nuevas reservas por debajo de su promedio histórico a partir de los años '90. En tanto, la inversión total aumenta, por lo que las inversiones destinadas a la explotación de pozos que ya se encuentran en desarrollo, se vieron incrementadas, ofreciendo una mayor centralización en los pozos más productivos de la OPEP. Lo que de conjunto evidencia un comportamiento inversor más reticente a las inversiones de más riesgo y de mayores plazos de recuperación del capital incorporado.

Contrapuesto a este análisis, y construida a partir de la mayor preocupación por la escasez de los recursos en los años '70, se fortaleció una explicación alternativa: en el período 2003-2008 el comportamiento del precio del petróleo, de los costos, del ratio R/P, de la capacidad excedente, no serían consecuencia de una transformación de las inversiones sino que manifiestan antes bien el progresivo agotamiento del recurso. Los análisis que postulan esta explicación alternativa son presentados y discutidos desde una visión crítica en el próximo capítulo.

Capítulo 3

Síntesis y limitaciones de la literatura especializada sobre el sector petrolero en el período analizado: ¿un nuevo esquema de oferta y demanda mundial de petróleo?

En este capítulo se analizan las principales explicaciones ofrecidas por los organismos internacionales especializados en el sector petrolero sobre el fenómeno de suba de precios del petróleo y el comportamiento de la inversión para el período 2003-2008.

Tanto desde las agencias y organizaciones lideradas por países de la OCDE (WEC, AIE, EIA, CFTC) como por el lado de la OPEP, vemos que se presenta una circularidad argumentativa de la relación causal entre las variables en cuestión. Por un lado, se resalta la particularidad histórica ya mencionada: los precios altos no concluyen en el esperado proceso de incorporación neta de capital. Por otro lado, se interpreta a esto último y la consecuente caída en la capacidad excedente como la causa del propio aumento de precios. Y en ambas relaciones presentadas por estos organismos, aparece tanto implícita como 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 de mercado del período. De los estudios que señalan el desfase entre precios e inversión en el sector, remarcamos que en el trabajo del BID se destaca a los años '90 como una etapa de inflexión en este sentido (BID, 2010).

Al analizar en conjunto los principales estudios de las organizaciones internacionales más relevantes del sector, se exponen los factores típicamente considerados como explicación de la suba de precios y la baja respuesta de inversión relativa de esta industria para este período, queda de manifiesto una mayor inelasticidad de la oferta. Pero un análisis más detallado permite mostrar que el sustento teórico que subyace a estos análisis (con mayor o menor protagonismo) a la hora de intentar explicar tal particularidad histórica, recae en la problemática de la escasez y el agotamiento progresivo del petróleo. Esta tesis se construye fundamentalmente en torno al desarrollo de una crítica multidimensional a esta postura.

Adicionalmente, en el análisis de la literatura especializada destacamos las observaciones realizadas acerca los rasgos que caracterizan esta nueva etapa y que hacen a la descripción necesaria del fenómeno en cuestión.

3.1. 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 EEUU, conformó en junio de 2008 una agencia (ITF) junto con expertos gubernamentales sobre las fuerzas de mercado que competen a este tipo de recursos. A partir del incremento de precios del crudo de 2003, elaboraron un informe más bien descriptivo sobre los factores que habrían afectado al mercado petrolero. Este informe tiene la ventaja de ser un compendio de las variables típicamente consideradas por el sector y de sus interrelaciones.

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 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 de fuera 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 correspondientes a 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. Se remarca, a su vez, que la capacidad excedente en el año 2008 ya se encontraba en 1,35 millones de barriles por día, significativamente por debajo del promedio para el período 1996-2003 de 3,9 millones de barriles diarios. De esta manera, el mercado se fue volviendo más vulnerable frente a las contracciones en la oferta y a la incapacidad de brindar nueva oferta disponible rápidamente. De lo expuesto el informe concluye que los precios reaccionan 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 (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 fines de compensar el fuerte impulso en la demanda impulsada por el ingreso (CFTC,2008).

En su análisis, el World Energy Council (2007) advierte que las razones del muy alto precio del petróleo, que en términos nominales resulta mucho más alto que el posterior a las 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 EEUU, 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 (ej 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 sería la relacionada con la falta de capacidad de producción excedente (WEC, 2007, p. 44). En este desarrollo, como se verá en el próximo apartado, aparece la capacidad excedente asociada a un problema de más largo plazo, esto es, al agotamiento de los recursos

3.2. Baja inversión y agotamiento de los recursos

En el informe de la CFTC (2008), el aumento de precios resultaría del aumento de la demanda y la inelasticidad en la oferta, en parte explicado 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 destaca la relación existente entre esta baja inversión como respuesta a la Crisis Asiática, lo 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 podría morigerar las interrupciones repentinas en la oferta, alterando al mercado global de crudo. Esta cuestión en el informe no asume un carácter explicativo, lo que podría apelar de manera implícita al agotamiento del crudo como determinante de tal transformación en la estructura del mercado global. El trabajo apunta antes bien a desculpabilizar al mercado de futuros y especulativo del aumento de precios, y a mostrarlo como reactivo ante estos aumentos.

La explicación ofrecida en el informe de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (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).

Este último informe estima un menor crecimiento en la demanda que la proyectada por la AIE (Agencia Internacional de Energía) o por la EIA (Energy Information Administration), quienes a su vez proyectan una menor producción por parte de la OPEP. El informe señala que es más relevante prever el futuro de la demanda y de la oferta en un contexto donde las energías alternativas se imponen como substitutos, y en la medida en que las crisis como la de 2008 (año del informe) pueden resultar en un impacto fuertemente negativo sobre la demanda -existiendo aquí una preocupación más bien de sobreinversión en el sector forjada en los períodos de recuperación-. De esta forma, la incertidumbre y las señales de mercado no impulsarían el desarrollo de la capacidad apropiada (OPEC, 2008, p.39-43).

Respecto del período se remarca que la evolución del precio ha estado signado por movimientos ascendentes, expresados en dólares y a precio nominal. Ello fue acompañado de una alta volatilidad, siendo sin embargo necesario reconocer que patrones similares se observaron en el conjunto de los *commodities*, tanto de energía, metales o productos agrícolas, con precios que generalmente más que se duplicaron desde principios del 2005 (OPEC, 2008, p.5).

El informe destaca que los precios fueron muy bajos en la mayor parte de los '80 y '90. Ello tuvo un impacto dramático en la industria petrolera. Significó que las inversiones cayeron y, lo más importante para el largo plazo, la industria petrolera no atrajo más jóvenes talentos que comenzaban sus estudios. Los bajos precios del crudo fueron malos para la industria del petróleo y los productores, y en un plazo más largo también fue malo para los consumidores (OPEC, 2008, p. 30). 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 miembro 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).

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 al estar influenciadas 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. El impacto ambiental se adiciona como un nuevo factor de costos a considerar, a lo que se suma las dificultades de encontrar personal calificado luego de la destrucción de gran parte de la industria desde mediados de los '80. Luego del colapso de los precios de fines de los años '90, las inversiones en 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 '90 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).

En esta visión de los países productores, el incremento de la incertidumbre respecto de la demanda y de la oferta, está signada por el incremento en la especulación, por un incierto nivel de consumo a partir de las últimas crisis, por el aumento de la competencia en esta industria, y por el agotamiento expresado en la declinación de los pozos. De esta manera resaltan la menor rentabilidad relativa de las inversiones realizadas, y se pone el foco en la necesidad imperiosa de acceso al capital necesario para financiar las inversiones requeridas. El organismo así 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 por el incremento de la incertidumbre, donde el agotamiento y las crisis impactan de conjunto, uno por el lado de la oferta, el otro por el de la demanda.

No es casual que desde los propios países productores que requieren de inversiones para obtener la renta petrolera asociada a las mismas, remarquen el agotamiento que en parte justifica la apropiación de tal renta, pero ello se expone junto con el reclamo del capital necesario para que esa renta pueda finalmente ser adquirida, lo que asimismo lleva a poner en cuestionamiento el agotamiento inminente del recurso:

La industria también tuvo que convivir durante casi toda su historia con varias predicciones que anunciaban el final de la era del petróleo, y que no sucedían. Muchas áreas productivas diferentes a las de EEUU de inicios de esta industria, resultaron ser prolíficas y aun hoy muchas persisten como las más importantes ofertantes y parece que lo seguirán haciendo bien en el futuro. Esto es así entre los países miembros de la OPEP, muchos de los cuales tienen territorios sub-explorados (OPEC, 2008, p. 41).

Cabe resaltar que este problema de la “sub exploración”, es decir, de falta de inversiones que destaca el informe de OPEP, la organización lo manifiesta como relativamente baja en base a sus requerimientos de obtención de renta petrolera, lo que a su vez pone al descubierto la intencionalidad, y posibilidad, de incrementar las reservas, o sea, la oferta del recurso.

En el trabajo de World Energy Council (2007) es donde encontramos 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. 45-6).

Para la WEC es 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. Aunque resulta irónico que los avances tecnológicos llevaron a incrementos en las tasas de extracción, acelerando 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. Se sugiere que el pico del descubrimiento mundial fue en los años '60, 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. El informe considera que la evidencia empírica indica que la 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 gracias a los límites de recursos de la naturaleza y la física inmutable del reservorio (WEC, 2007, p. 52).

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

3.3. Desfasaje 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 desfasaje 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.

La Agencia Internacional de Energía también remarca el incremento de las reticencias de inversión del sector con especial énfasis en su impacto en los países del Medio Oriente y Norte de África. La AIE advierte que se requiere una duplicación de la inversión anual en el upstream en estos países para obtener un balance energético mundial. Sin embargo, destacan que no es seguro que esta inversión se lleve a cabo porque los gobiernos de dichos países podrían optar deliberadamente por desarrollar la capacidad de producción más despacio, o bien porque factores externos, tales como la escasez de capital, podrían impedir a los productores invertir en ampliar la capacidad tanto como les gustaría (Biol, IEA, 2005, p.3).

De esta manera, señalan que una incertidumbre sobre la demanda y la oferta se refleja en una mayor volatilidad y altos precios (Biol, IEA, 2005, p.1).

Justamente este organismo es uno de los que resalta la problemática de las “barreras a la inversión”, que comprende tanto acceso a capital como barreras normativas, que serían responsables del escaso dinamismo de la oferta por estos años, lo que a su vez se aplicaría no solo a los países de la OPEP, sino también a otros países o regiones por fuera de esta organización. Esta tendencia a 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 precios que resienten la inversión de estos países productores. El reclamo por parte de este organismo se centra 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).

Asimismo, el análisis de la AIE expone el vínculo que se traza entre las barreras a la inversión y el *peak oil*, siendo que aparecen ingentes requerimientos de capital frente a la caída de la productividad de los yacimientos. 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 (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 características de este período. Cuestión que por otra parte asimilan al comportamiento del conjunto de las *commodities*.

La cuestión del mayor desfase entre precios e inversión es un punto en particular que comienza señalando el informe del BID que analizaremos a continuación, aunque como veremos posteriormente es minimizado para nuevamente resaltar el problema del agotamiento de los recursos como explicativo del mismo.

El estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) “*What determines investment in the oil sector?*” (2008) será 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 muy relevante a este trabajo.

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 90 se observaría en prácticamente todos los sectores de la economía en un período caracterizado por el propio informe como de “cut cost minding”, que reflejaría la reticencia a la inversión productiva en general para la década.

No obstante, paso seguido el informe especifica el comportamiento particular de las inversiones correspondientes al sector. 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 '90 donde llamativamente 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 del '90 (Crisis Asiática). Remarcan que ello ocurre a pesar de que se perciba en el nuevo milenio una mayor necesidad de inversión en reposición (BID, 2008, p.10).

Se construye un modelo empírico a estimar donde el ratio inversión real/ingreso real de cada compañía encuestada (102 en total) es la variable independiente, siendo las explicativas la inversión pasada, los beneficios reales esperados, los costos y el precio futuro esperado, tomando en este caso como proxy el negativo de la capacidad excedente⁹. Con este modelo se busca explicar que serían los dos los mecanismos por los cuales la capacidad excedente de la OPEP llevaría a niveles más bajos de inversión: (1) 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 (2) el efecto indirecto, por el cual esta capacidad excedente podría ser considerada como una barrera a la entrada para compañías de países por fuera de la OPEP (BID, 2010, p. 20).

El modelo muestra la correlación positiva ente inversión y producción para cada compañía. Dentro de 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, a la inversión respecto de los niveles de inversión pasados, a los precios esperados y a los costos de descubrimientos y desarrollo. Los beneficios también presentan coeficiente significativo y positivo, siendo que ni las reservas propias de las compañías ni sus activos resultaron ser variables significativas para explicar el nivel de inversiones (ver Recuadro 3.1.).

Los principales resultados obtenidos por el estudio econométrico, se refieren a 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, contra 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, ofreciendo de esta manera una rigidez cada vez más permanente (BID, 2010, p. 22 y p.26).

⁹ 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.

Recuadro 3.1. El modelo econométrico del estudio BID (2010, p. 23)

Se modeliza la inversión en un marco de panel dinámico mediante estimadores GMM Arellano-Bond siendo el modelo general el siguiente: $Y_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{i,t-1} + \beta_2 x_{it} + \eta_i + v_{it}$, $i = 1, 2, \dots, N$, $t = 2, 3, \dots, T$

Donde β_0 es una constante que da cuenta del componente común tendencial de las inversiones, $Y_{it} = I_{it}/K_{it}$ es el ratio de la inversión en relación al capital de la compañía i en t , x es el vector de las variables explicativas, η_i capta la heterogeneidad inobservable de una compañía invariable en el tiempo y v es el término de error que varía con cada compañía y en cada período.

Resultados de las estimaciones de panel del Método de Momentos Generalizados de Arellano-Bond:

Variable dependiente: Inversión de capital real de la compañía en exploración y producción sobre ingresos reales, anual, 1993-2007, 102 Compañías petroleras

Constante 0.28 ***

Inversión real / Ingresos reales rezagados (t-1) 0.10 *

Beneficios (Ingresos netos) / activos 0.25

Precio esperado Proxy (1) 0.02 ***

Riesgo técnico -0.04

Costos promedio de descubrimiento y desarrollo 0.06 ***

Fusión dummy 0.05

Costos I&D * IOC Major dummy -0.06 *

Nota: ***, ** y * denotan significancia al 1%, Nivel de significancia del 5% y 10%, respectivamente.

(1) El negativo de la capacidad excedentaria de la OPEP

Descripción de las variables del modelo:

Inversión real / Ingresos reales: la relación entre el capital real y el gasto exploratorio para la empresa i en el período de tiempo t (los términos reales se obtienen ajustando el IPP del petróleo con 1994 como año base) respecto de los ingresos reales (ajustado utilizando precios spot). Datos de inversión e ingresos disponibles en Oil and Gas Journal, OGJ100 y OGJ 200

conjuntos de datos de empresas entre 1993 y 2007. El PPI del petróleo es el índice de precios al productor del sector petrolero de EEUU, construido como un promedio de ponderaciones iguales de los servicios de perforación de pozos de petróleo y gas, servicios de apoyo operacional e índices de maquinaria y equipo para campos de petróleo y gas. La fuente es la Oficina de Estadísticas Laborales.

Beneficios (ingresos netos) respecto de activos: la relación entre los ingresos netos de la empresa y sus activos totales. Tanto la utilidad neta como los activos se informan por empresa en el Oil and Gas Journal.

Proxy de precios esperados: la inversa del logaritmo de la capacidad media anual de reserva de la OPEP en el período T-1 anterior*. Fuente: Agencia de Información Energética.

Riesgo técnico: 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%. Fuente: Goldman Sachs (2007, 2006, 2005 y 2004).

Costos de I&D promedio: hallazgo y desarrollo promedio de costos por empresa. Fuente: Informes Goldman Sachs (2007, 2006, 2005 y 2004).

Fusión: variable binaria que toma el valor 1 en el año en que una empresa experimentó una fusión y en los años posteriores a la fusión, y 0 en caso contrario (construido por los autores utilizando varias fuentes).

IOC Major Dummy: variable binaria que toma el valor 1 si la empresa es una importante International Oil Company (IOC), 0 en caso contrario.

*entendemos 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 al que hacen referencia del FMI para la obtención de una relación negativa entre capacidad excedente y precio esperado.

En segundo lugar, los datos mostrarían, según el informe, que los riesgos técnicos (*technical risks*) en exploración petrolera son altos y se espera sean mayores en el futuro. El indicador de riesgos técnicos diseñado por Goldman Sachs (sólo disponible para los años recientes), intenta captar la dependencia tecnológica, las limitaciones geológicas y

el entorno geográfico de un yacimiento de petróleo. 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, 2008, p. 22).

Los riesgos técnicos en exploración comprenden las siguientes variables: profundidad del agua, condiciones hostiles, dependencia tecnológica en procesos geológicamente más complejos, gas amargo, cuota OPEP e infraestructura. A partir de todo lo anterior, se observa que la cuestión del agotamiento físico del recurso gana peso en las explicaciones, mediante consideraciones sobre la profundidad, disponibilidad limitada de 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. Esto resulta ser una combinación de explicaciones basadas en el enfoque del Peak Oil y en el enfoque de las Barreras a la Inversión. Estos enfoques, por su parte, se contradicen con lo señalado al principio del estudio, en donde se hacía hincapié en que la caída generalizada de las inversiones estaba vinculada a la crisis económica, sin particularizar el comportamiento del sector sino antes bien identificarlo con lo sucedido con el resto de las industrias en dicho período.

Un resultado fundamental 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, en tanto que los resultados del ejercicio sugieren que la respuesta más lenta de la inversión está fuertemente afectada por los factores tecnológicos y geológicos. Como resultado de ello, se interpreta que el crecimiento de la capacidad se encontrará más limitado por la geología que en el pasado. En otras palabras, a pesar de que las tasas de producción en la mayoría de los yacimientos ya alcanzaron su pico anteriormente -a causa de que los métodos de extracción se volvieron más eficientes- las tasas de declinación¹⁰ son mayores en la mayoría de los yacimientos. Advierten que ello no significa que se está por acabar el petróleo en el mundo, pero que se necesitarán precios del petróleo más altos para incentivar la inversión adicional necesaria para balancear el mercado en un mediano plazo (BID, 2008, p. 31).

¹⁰ La tasa de declinación se refiere a la tasa natural de agotamiento una vez que el yacimiento ha llegado a su pico.

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 periodos anteriores. Utilizando datos de inversión entre 1993 y 2007, el rezago entre la capacidad excedente y la inversión creció 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, 2008, p. 32).

Como comparativo explícito con los años '70, encontramos también dentro de las conclusiones que las rigideces que actualmente impiden ajustar la oferta en un mayor nivel son diferentes de las rigideces de inversión que se observaron en el boom de fines de los años '70. Los incrementos de precios se debían mayormente a shocks en la oferta por eventos geopolíticos, a diferencia de la suba de precios 2004-2008, que habría sido impulsada por el importante crecimiento de la demanda, y las crecientes limitaciones de oferta (BID, 2008, p. 35).

Al mismo tiempo, el estudio remarca que en los años '90, signados por el contexto de bajos precios de los años previos y por la reducción de los presupuestos fiscales se observó a las compañías relegar 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, 2008, 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 '70 remarcan este incremento en el rezago de la inversión, recayendo en las razones de los riesgos técnicos, variable que por su parte no fue medida para esos años y que por tanto no permite comparación o contrastación de tal conclusión.

Lo que remarca el trabajo es 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 fue incrementando persistentemente a pesar de los altos precios¹¹.

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. En base a datos de Goldman Sachs (2007), 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, 2008, 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. 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. Lo cual no logra ser demostrado ni empírica ni teóricamente, resultando ser diagnóstico exterior sin fundamentación suficiente en base al análisis del comportamiento del sector.

3.4. Balance y consideraciones preliminares de los informes

Los análisis de organismos internacionales que se presentaron en este capítulo 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 a fines de describir el particular fenómeno de altos precios y baja inversión petrolera a partir del 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.

¹¹ Ello se vio incluso agravado con la crisis de 2008 y 2009.

El aumento de precios y la desinversión aparecen vinculadas sin una relación causal determinada. 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 en la productividad de los yacimientos, ya sea por barreras a la inversión (asociado a una estructura más centralizada de la oferta, cuestión remarcada desde los países de la OCDE) o por percepción de menores retornos y mayor incertidumbre de la inversión frente a las crisis (resaltado por OCDE y por OPEP), como cuestiones coyunturales o “cortoplacistas”. Estos dos tipos de factores fueron identificados por el informe del BID como variables “below the ground” y “above the ground” respectivamente.

El incremento de la volatilidad aparece como otro rasgo destacado por los informes en esta nueva etapa que se presenta como preocupante para los principales agentes del mercado, y es señalada como una de las principales causas que desestimula la inversión en el sector.

Tomamos de estos análisis como significativa la observación de la menor reacción de la inversión destinada a aumentar la capacidad productiva frente a los incrementos de precios, develando un carácter diferente al de los años '70, y dando así cuenta de una transformación en la relación de las variables a considerar para este nuevo periodo. 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. Remarcamos por tanto la observación de que para los años '90 “primó el cash antes que la inversión”, reflejando un comportamiento que comprende también a otros sectores de la economía. Sin embargo, esta cuestión no es finalmente considerada de modo explícito por el análisis empírico del BID, la incorporaremos en el modelo econométrico desarrollado en el Capítulo 4 de este trabajo para analizar los determinantes de la inversión en exploración.

Principalmente advertimos las limitaciones de estos estudios al remarcar que las cuestiones coyunturales o “cortoplacistas” (above the ground) se someten finalmente 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. A esto se suma, como veremos en el Capítulo 5, que no se dispone de estudios empíricos que hayan logrado evidenciar, o medir la evolución de la renta por escasez en el sector petrolero a lo largo del tiempo. Y, ante la imposibilidad empírica 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 se se haya consumado.

A partir de tales observaciones es que reaparece la alarma 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, enmarcado esto en la obtención de una mayor “flexibilidad” de las barreras. La OPEP por su parte también toma el problema del agotamiento, y la necesidad de aumentar la capacidad de producción para compensarla, pero asimismo remarcan que la caída de la inversión es inclusive menor en los propios países de esta organización que en el resto. Explican que tal reticencia a incrementar la capacidad sucede por el temor a la sobreinversión, es decir, a los efectos propios de las crisis. Destacamos en este punto lo relevante de la observación que ilustra la dinámica de la economía y los efectos del ciclo económico en la inversión en general, pero advertimos 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 incorporación de estos diagnósticos por un lado muestra las principales opiniones vigentes sobre la particularidad señalada en que la menor elasticidad de la oferta frente al aumento del precio se identifica con menores inversiones y mayor volatilidad en la industria. A pesar de la circularidad explicativa antes señalada, destacamos esta observación y consideramos como relevante la inflexión generada desde los años '90 donde las crisis económicas y la consecuente mayor incertidumbre sobre las proyecciones en la demanda serían factores determinantes en la menor respuesta de aumento de las inversiones destinadas al incremento de las reservas en relación a los niveles de producción. De esta manera una menor capacidad de respuesta de la oferta frente a la

demanda deviene en fenómenos que sin embargo son luego interpretados como resultantes de la escasez, lo que entendemos es una limitación del marco teórico subyacente que entiende a la renta por escasez como un factor componente del aumento del precio para este período. Como veremos, esta limitación tiene graves repercusiones teóricas y empíricas en los diagnósticos elaborados en base a dicho marco teórico.

La circularidad argumentativa y el protagonismo asignado a la escasez no permite incorporar a la particularidad de los ciclos en la actividad económica como incidentes en el cambio del comportamiento del inversor -a pesar de ser señalado como observación-, donde por tanto 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 aquí estaría claramente profundizada esta relación, lo que podremos ahondar a partir de la literatura sobre renta por escasez desarrollada en el siguiente capítulo.

Por otra parte, a partir de lo desarrollado en este capítulo, entendemos que queda pendiente la necesidad de profundizar en el análisis empírico de los determinantes de la caída de la inversión observada y del desfasaje entre inversión y precio que particularmente se observa a partir de los años '90. Tal análisis se desarrolla a continuación en el capítulo 4. A dicho fin, se propone reconsiderar como principal variable a investigar la inversión relativa en exploración, es decir, aquella específicamente orientada a la incorporación de nuevas reservas en relación a la explotación de las ya existentes, en tanto que la inversión total no permite dilucidar su impacto en la vida útil de las reservas.

Por último, entender a 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 exploración), entraña, como desarrollaremos en el Capítulo 4, considerar al mismo como expresión del aumento de la llamada renta por escasez. Ante esto es menester elaborar una crítica a la teoría del agotamiento como marco teórico subyacente

a los análisis empíricos y las explicaciones habitualmente ofrecidas para este fenómeno en particular. Dicha crítica será desarrollada en el Capítulo 5.

CAPÍTULO 4

Análisis empírico: determinantes de la inversión en exploración y verificación de cambios estructurales

En el análisis desarrollado en el Capítulo 2 y en los diversos diagnósticos presentados en el capítulo anterior, se caracterizó al período analizado según su esquema atípico de altos precios del crudo y baja inversión, más específicamente desde el año 2003. Buena parte de los análisis de este fenómeno concluyen que la insuficiente incorporación de capital en esta industria tiene al agotamiento como un factor determinante, lo cual se manifestaría fundamentalmente en la caída de la vida útil de las reservas probadas mundiales de petróleo para el período 2003-2008.

La caracterización de esta etapa, cuyo inicio se ubicaría en la década del '90, presenta varios patrones de comportamiento diferente al esperado para diversas variables clave del sector. En el informe del BID analizado en el capítulo anterior (BID, 2008), la reticencia a invertir en los años 1990 sería un fenómeno común a todos los sectores de la economía, en un período que caracterizan como “*cut cost minding*”. El estudio destaca, para el caso del petróleo en particular, un aumento en el rezago entre la capacidad excedente (tomada ésta como proxy con relación inversa al precio futuro) y la inversión, es decir una menor reacción de la inversión a la caída de la capacidad excedente (y a la suba del precio esperado). Según el mencionado trabajo, la menor reacción estaría causada por el aumento de los riesgos técnicos (determinados por la tendencia al agotamiento del recurso).

Sin embargo, esta explicación del rezago en la inversión por el agotamiento de los recursos, no es demostrada empíricamente, sino que se presenta como una afirmación sin fundamentación (que además se contradice con la mirada del mismo informe en que relaciona el comportamiento inversor más reticente para el conjunto de la economía con

la crisis de los '90). La variable de riesgo técnico no puede ser fácilmente medida o cuantificada según señala el mismo informe del BID.

A partir de estos antecedentes, en este capítulo se considera el período 1977-2008 para analizar el comportamiento de la inversión en base a un modelo empírico. El modelo desarrollado permite testear y verificar que, en el contexto de la ya mencionada caída progresiva del indicador reservas/producción puede observarse una reacción diferenciada de la inversión en exploración frente a aumentos del precio. El año 1990 marca el punto de inflexión en dicho comportamiento. A partir de esta observación, particionamos el período de análisis en dos etapas: la primera que se circunscribe a los años 1977-1990 y la segunda al período 1990-2008.

A efectos de analizar el comportamiento de la inversión, el modelo aquí propuesto tendrá como variable dependiente a la relación de la Inversión en Exploración respecto de la Inversión Total (Inv_Exp). La utilización de tal indicador entraña la necesaria distinción entre explotación y exploración y la ponderación de la actividad exploratoria considerándola como aquella inversión más riesgosa y de mayores plazos de recuperación, y la que, además, resulta más asociada al crecimiento de las Reservas Probadas. Especificidad propuesta por Robert Pindyck (1978) y otros autores que se desarrollan en el próximo capítulo de esta Tesis.

Se toma como variable independiente al Precio del Petróleo (Precio_Petróleo) para testear si hubo cambio en el patrón de inversiones para los años '90. Además, se incorporan indicadores que permiten reflejar la opción por la inversión en activos alternativos que brindan mayor liquidez o rendimiento, lo que ofrece un modo concreto de medir la incidencia del “cut cost minding” señalado en BID (2008).

La hipótesis que se propone testear a través del modelo empírico de comportamiento de la inversión aquí postulado es que el mayor rezago de la inversión en exploración como respuesta a la suba de la diferencia entre precios y costos revela la preferencia inmediata del efectivo, o de la reinversión en otro tipo de activos. Incorporamos así variables indicativas de una mayor rentabilidad de las inversiones de cartera que brindan más liquidez como explicativas del modelo, en contraste con las inversiones asociadas a generar mayor capacidad de producción al sector, que implican tanto un mayor riesgo y como plazos más largos para recuperar el capital desembolsado. A estos efectos,

seleccionamos los ratio Price On Earnings (P_E) y Rent on Equities (ROE), siendo por su parte Price On Earnings típicamente utilizado como un indicador de inflación bursátil.

4. 1. Comportamiento de la inversión y del precio.

Se utilizó el programa E-Views 9 para estimar la regresión básica (Regresión 1) por mínimos cuadrados ordinarios, utilizando las variables presentadas arriba para el período (1977-2008) con media y desvío estándar como figuran a continuación:

Tabla 4.1.- Muestra de medias y desvíos estándar- Período 1977-2008.

Variable	Media	Desvío estándar
Inv_Exp	32.29	8.97
Precio_Petróleo	43.96	23
P_E	19.08	11.66
ROE	14.06	6.2

De la estimación, se observa que para el período completo (1977-2008) el ratio Inversión en Exploración sobre Inversión Total, que da cuenta no sólo de la magnitud de la inversión sino también de su carácter (en términos de incrementar -versus explotar- el nivel de Reservas Probadas), no depende de manera significativa de la variable Precio del Petróleo con un R2 de 0,16 que muestra una baja bondad de ajuste de la regresión (Regresión 1).

Regresión 1

Se estimó un modelo de regresión lineal con variable dependiente Inv_Exp y la variable independiente Precio_Petróleo:

Ecuación estimada: $INV_EXP = C(1) \times PRECIO_PETROLEO + C(2) + U$

Tabla 4.2.- Resultados Regresión 1- Período 1977-2008

	Resultados
PRECIO_PETROLEO	0.155
R2	0.16
Tamaño muestra	32

*** significativo al 99%, ** al 95%, * al 90%.

Resultado de estimación – Regresión 1:

$$\text{INV_EXP} = 0.155 \times \text{PRECIO_PETROLEO} + 25.436$$

(0.064)
t (2.403)

El valor de la primera fila entre paréntesis corresponde al desvío estándar y el de segunda fila al valor t.

En contraste, al particionar el período se detecta una notoria diferenciación entre la primera etapa (1977-1990) y la segunda (1990-2008) (Regresiones 2 y 3). Para la primera etapa, el coeficiente de determinación es significativamente mayor (0,57), que para la segunda etapa donde la medida de bondad del ajuste es solo de 0,07, lo que mostraría la escasa fuerza de la variable Precio_Petróleo como motor de la inversión en exploración en este subperíodo:

Regresión 2

Ecuación estimada: $\text{INV_EXP} = C(1) \times \text{PRECIO_PETROLEO} + C(2) + Z$

Tabla 4.3.- Resultados Regresión 2- Período 1977-1990

	Resultados
PRECIO_PETROLEO	0.235***
R2	0.57
Tamaño muestra	14

*** significativo al 99%, ** al 95%, * al 90%.

Resultado de estimación – Regresión 2:

$$\text{INV_EXP} = 0.235 \times \text{PRECIO_PETROLEO} + 27.582$$

(0.059)
t (3.99)

Regresión 3

Ecuación estimada: $\text{INV_EXP} = C(1) \times \text{PRECIO_PETROLEO} + C(2) + Z$

Tabla 4.4.- Resultados Regresión 3- Período 1990-2008

	Resultados
PRECIO_PETROLEO	-0.06
R2	0.07
Tamaño muestra	19

*** significativo al 99%, ** al 95%, * al 90%.

Resultado de estimación – Regresión 3:

$$\text{INV_EXP} = -0.067 \times \text{PRECIO_PETROLEO} + 29.376$$

(0.057)
t (-1.178)

Los resultados anteriores (Tabla 4.4. y Regresión 3) reflejan una débil interrelación precio-inversión, obteniendo en la regresión coeficientes poco fiables según la prueba t y el *p-value* obtenido, tal como se menciona en el informe del BID para el período que inicia en los años '90. La particularidad del análisis empírico aquí desarrollado es que

pone el foco en el tipo de inversión específicamente asociado al crecimiento de la capacidad productiva del sector.

Como fue desarrollado en el Capítulo 2, los años ´90 estuvieron signados por oscilaciones de precios que no se correspondieron con variaciones en los costos marginales de extracción del petróleo, sino que más bien correspondieron a desfasajes entre la oferta y la demanda, en el marco de un escenario de capacidad de producción y de inversiones diferente a las de los años ´70 y un contexto de bajo crecimiento económico.

La incorporación de las variables P_E y ROE (en Regresión 4) enriquecen el modelo propuesto de comportamiento de la inversión, y dan lugar, para el periodo completo a una regresión más robusta (con mayor coeficiente de correlación):

Regresión 4

Ecuación estimada: $INV_EXP = C(1) \times PRECIO_PETROLEO + C(2) \times P_E + C(3) \times ROE + C(4) + Z$

Tabla 4.5.- Resultados Regresión 4- Período 1977-2008

	Resultados
PRECIO_PETROLEO	0.13***
P_E	-0.65***
ROE	-0.66***
R2	0.69
Tamaño muestra	32

*** significativo al 99%, ** al 95%, * al 90%.

Resultado de estimación – Regresión 4:

$$\text{INV_EXP} = 0.132 \times \text{PRECIO_PETROLEO} - 0.654 \times \text{P_E} - 0.667 \times \text{ROE} + 47.812$$

(0.053)	(0.122)	(0.178)
t (2.48)	t (-5.34)	t (-3.74)

En la Regresión 4 estimada obtenemos un mayor grado de bondad de ajuste de la regresión junto a valores t para los coeficientes que brindan alto nivel de significatividad con bajos valores de p (Tabla 4.5).

La evolución de las variables de rendimiento de activos alternativos también refleja un comportamiento interesante tal como se observa en las Ilustraciones 4.1 y 4.2. Contrasta la tendencia ascendente de los indicadores de activos económicos alternativos, especialmente a partir del año de inflexión (1990), frente al descenso progresivo de la variable Inversión en Exploración/Total. De aquí que los coeficientes de dichas variables (retorno de activos alternativos) sean negativos mientras que respecto al precio el coeficiente es positivo, mostrando la dicotomía que puede mostrar la inversión en busca de rendimiento vs. productividad, aspectos que no siempre confluyen, dependiendo de las fases del ciclo económico en el que se desenvuelvan estas inversiones.

Ilustración 4.1

Evolución Price on Earnings

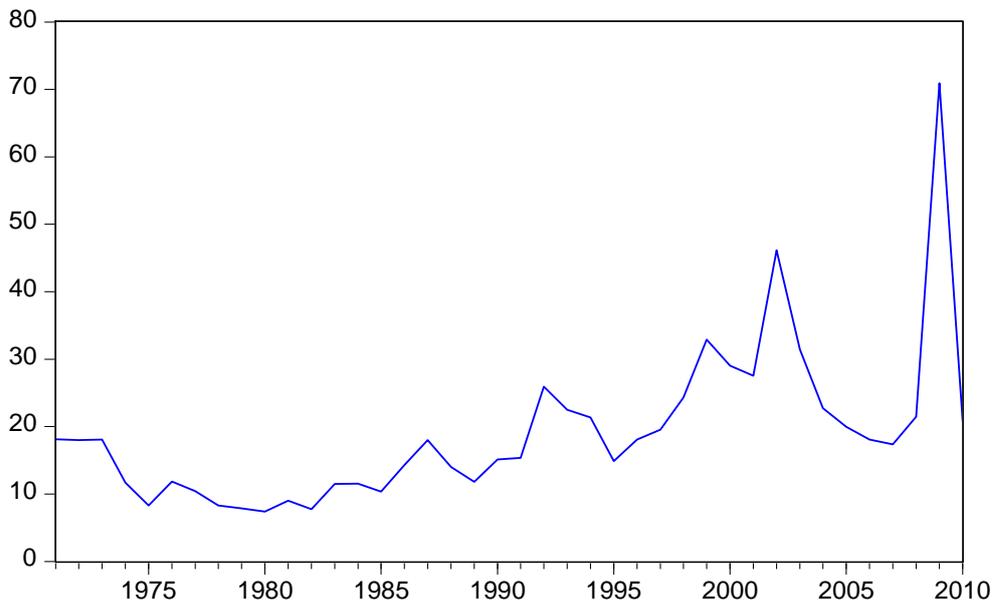
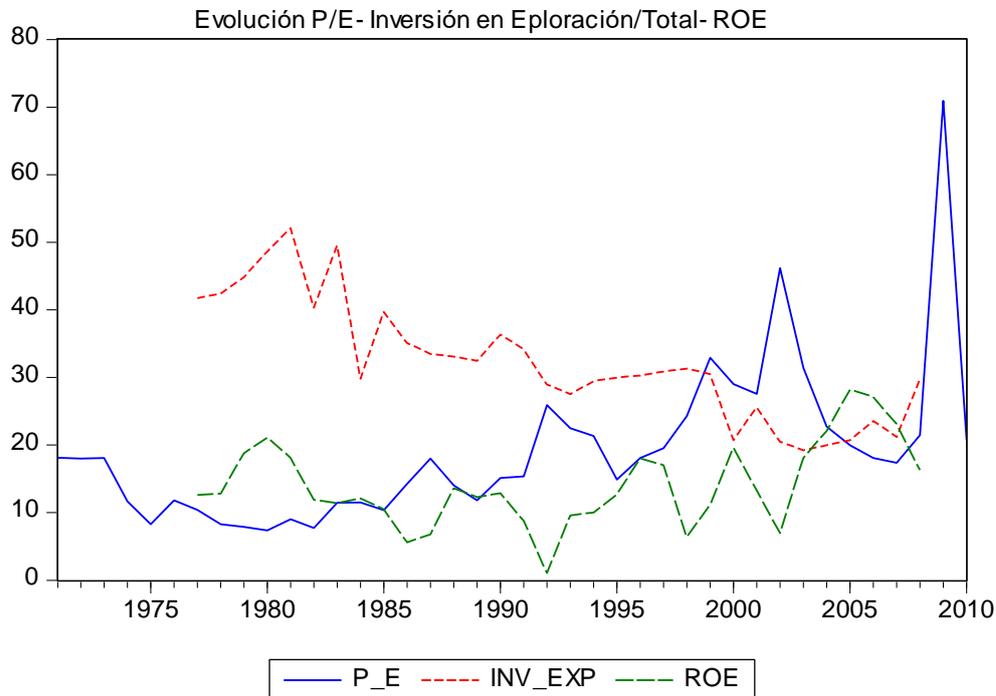


Ilustración 4.2



Para dar cuenta del disímil comportamiento de las variables para las diferentes etapas, construimos una variable dummy “Noventa”, que indica el período en que nos encontramos, antes o después del año de inflexión 1990. Esta variable dummy adopta un valor nulo, “0” antes de 1990, y valor “1” posteriormente. Asimismo “Noventa” interactúa con el precio del petróleo por lo que se incorpora la variable Interacción Precio (Noventa*Precio), a fines de que el precio actúe positivamente al multiplicarse por 1 en la primera etapa y no lo haga en la segunda al anularse por el valor 0 que le corresponde luego de 1990:

Regresión 5

Ecuación estimada: $INV_EXP = C(1) \times PRECIO_PETROLEO + C(2) \times P_E + C(3) \times ROE + C(4) \times NOVENTA + C(5) \times INTERACCIONPRECIO + C(6) + Z$

Tabla 4.6.- Resultados Regresión 5- Período 1977-2008

	Resultados
PRECIO_PETROLEO	0.25***
P_E	-0.4***
ROE	-0.43***
NOVENTA	6.43*
Interaccionprecio	-0.2***
R2	0.835
Tamaño muestra	32

*** significativo al 99%, ** al 95%, * al 90%.

Resultado de estimación – Regresión 5:

$$\begin{aligned}
 \text{INV_EXP} = & 0.254 \times \text{PRECIO_PETROLEO} - 0.407 \times \text{P_E} - 0.433 \times \text{ROE} + \\
 & (0.054) \qquad \qquad \qquad (0.13) \qquad \qquad \qquad (0.15) \\
 & t(4.64) \qquad \qquad \qquad t(-3.11) \qquad \qquad \qquad t(-2.82) \\
 & +6.435 \times \text{NOVENTA} - 0.272 \times \text{INTERACCIONPRECIO} + 36.783 \\
 & (3.67) \qquad \qquad \qquad (0.066) \\
 & t(1.75) \qquad \qquad \qquad t(-4.10)
 \end{aligned}$$

Para la Regresión 5 obtenemos un grado de correlación del 83,5%, y valores significativos para los coeficientes a través de los t obtenidos y *p-value* bajos.

El coeficiente negativo de 0,27 respecto de nuestra nueva variable Interacción Precio, se compensa prácticamente en su totalidad con el coeficiente positivo de 0,25 respecto del precio del petróleo. La ecuación demuestra la debilidad del precio como driver de la inversión más riesgosa luego de 1990 y el rol explicativo -y de impacto negativo-, que pasan a tener los indicadores de rendimiento financiero que ofrecen alternativas de inversión con rendimientos más líquidos en menores plazos. Podría interpretarse que esta debilidad del precio es parcialmente compensada con el coeficiente positivo de 6,43 de la

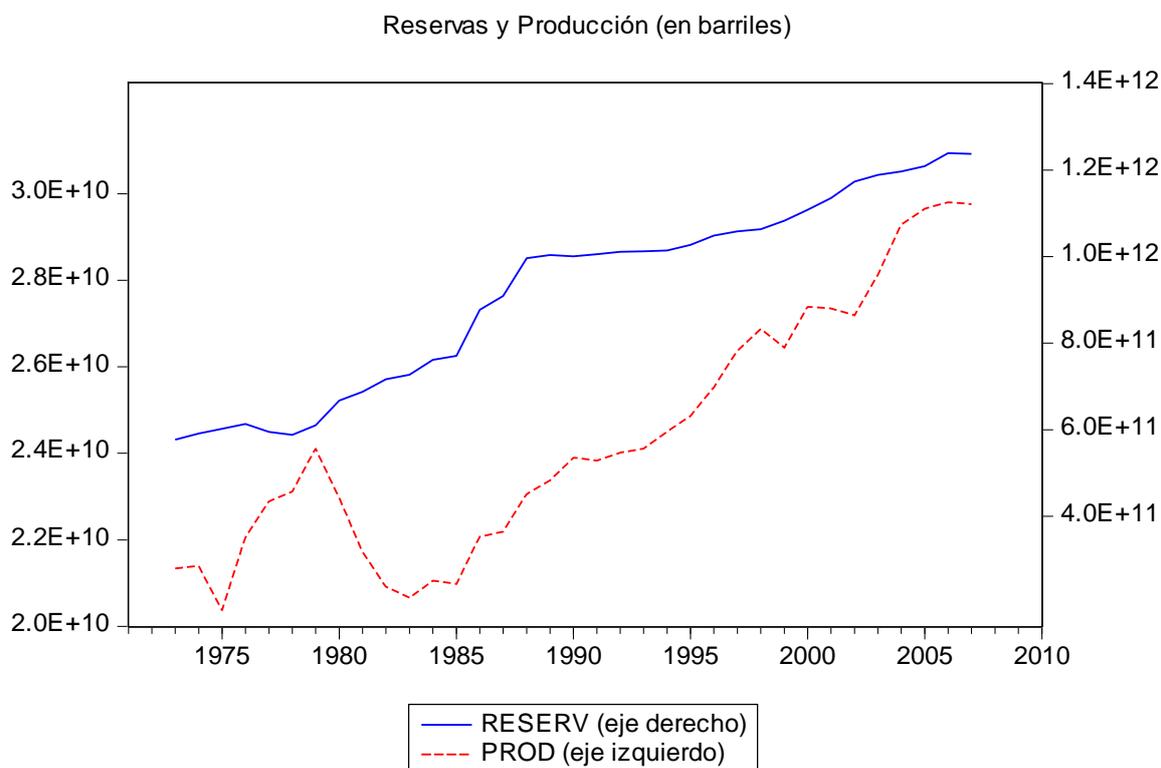
variable Noventa que interactúa en la segunda etapa, pero ello no logra alterar las conclusiones más generales del resultado obtenido teniendo en cuenta que el impacto negativo para este subperíodo es mayor sobre la variable dependiente a través de la interacción con el precio teniendo en cuenta que su media es de 43,9 (Tabla 4.1).

De esta manera, se verifica la relevancia de otro tipo de variables y decisiones al momento de invertir, los cuales se encuentran ligados al contexto económico en general antes que a la limitación física del recurso. Más aún, como veremos en el siguiente apartado, la escasez, medida a través de algunos de sus indicadores habituales sería antes bien consecuencia del proceso de desinversión relativa en el sector ya señalada por los informes analizados en el Capítulo 3.

4.2. Tendencias del período

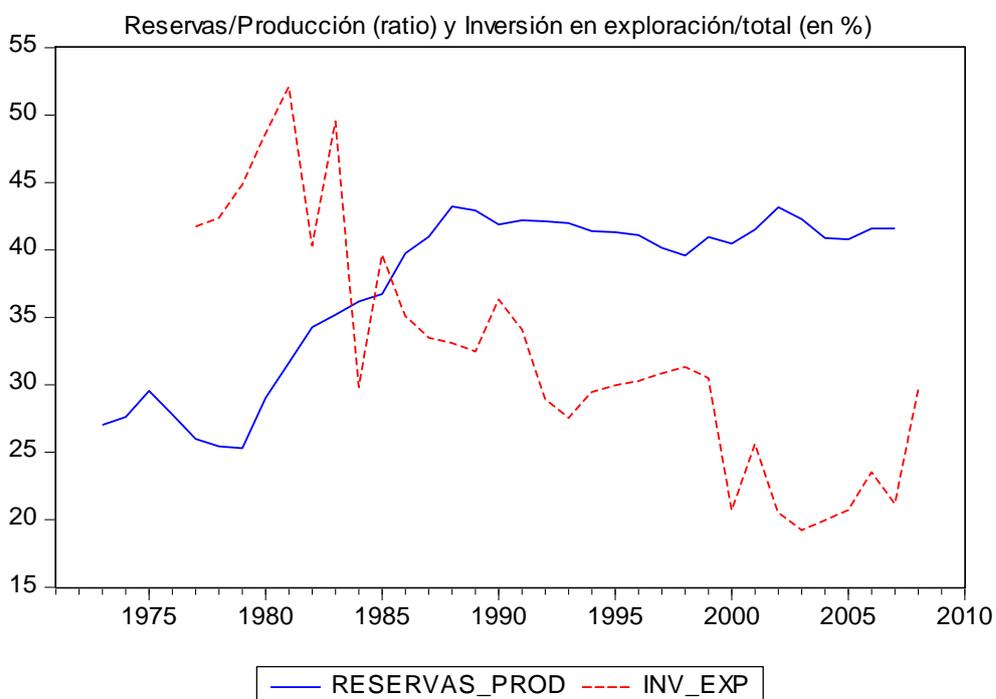
A lo largo del período vemos el ritmo de crecimiento de las reservas y el de la producción con una tendencia convergente progresiva especialmente a partir de los años 2000 (Ilustración 4.3).

Ilustración 4.3



La creciente convergencia entre estas variables (reservas y producción) desde mediados de la década del '90, refleja una mayor explotación de las mismas y una caída en su vida útil, lo cual es resultado de la reducción relativa en la inversión en exploración. Como veremos en el próximo apartado, la menor inversión en exploración impacta en el ritmo de incorporación de nuevas reservas, tal como se refleja en la evolución de esta variable desde mediados de los años '80 y se profundiza a partir de los '90 (Ilustración 4.4).

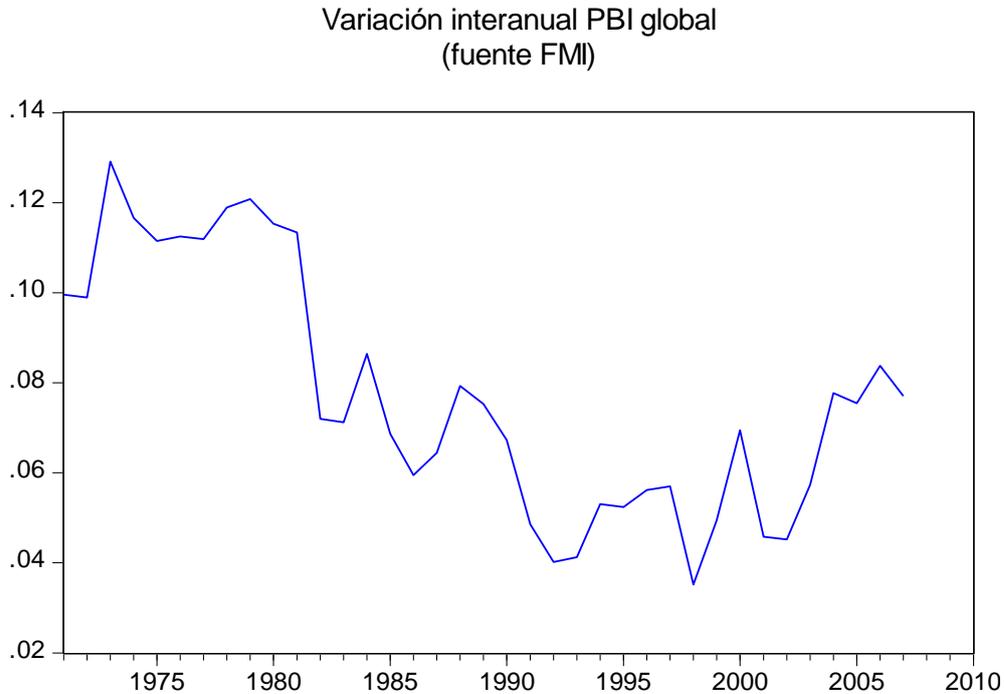
Ilustración 4.4



En cuanto a los cambios más generales en la economía mundial respecto de los años 1970, se observa una caída en el ritmo de crecimiento del PBI global a partir de los años '80 luego del período de recesión y crisis global. En el segundo subperíodo analizado (post 1990), se verifican tasas de variación de PBI mundial por debajo del promedio del período completo considerado (IMF, 2008), tal como se refleja en la Ilustración 4.5. Sin embargo, a partir de entonces se detecta una tendencia a la recuperación de las tasas de actividad aunque sin alcanzar los niveles previos a la crisis. Puede interpretarse que dicho contexto económico general de recuperación post crisis primero y luego de bajo crecimiento

ofreció un contexto favorable a mayores inversiones en explotación y menos en exploración.

Ilustración 4.5



4. 3. Impacto sobre las reservas

A fin de considerar el impacto sobre las reservas de la retraída inversión en exploración para el período en cuestión, realizamos un análisis empírico que considera como variable dependiente a la Variación Interanual de las Reservas Probadas. Las variables explicativas son en este caso la Inversión en Exploración/Total, que refleja el carácter de las erogaciones realizadas donde su aumento implica la predominancia del carácter exploratorio que permite el incremento de la disponibilidad de recursos. La variable es tomada con un desfase de 5 años (Inexpdesfasada), teniendo en cuenta el rezago típico (5-7 años) del impacto de este tipo de inversión en un aumento sustancial de la capacidad de producción (Friedman, 1992) (Regresión 6).

Tabla 4.7- Muestra de medias y desvío estándar. 1977-2008

Variable	Media	Desvío estándar
VARRESERV	0.023	0.031
INEXPDEFASADA	32.29	8.97
VARINVTOTDEF	0.082	0.38
POZOSEXP	6159.2	4502.54

Regresión 6

Ecuación estimada: $VARRESERV = C(1) \times INEXPDEFASADA + C(2) + U$

Tabla 4.8.- Resultados Regresión 6- Período 1982-2007

	Resultados
INEXPDEFASADA	0.24***
R2	0.41
Tamaño muestra	26

*** significativo al 99%, ** al 95%, * al 90%.

Resultado de estimación – Regresión 6:

$$VARRESERV = 0.244 \times INEXPDEFASADA - 0.061$$

(0.059)

t (4.13)

Se verifica cierto nivel de relevancia de la variable explicativa inversión en exploración, con un coeficiente de correlación de 0,41 aunque aún visto a robustecer con la incorporación de nuevas variables, y un coeficiente (significativo estadísticamente por valor t y p) de 0.24 para la variable explicativa de sentido positivo.

En base a los datos de público acceso, ajustamos el modelo anterior incorporando algunas variables explicativas adicionales: la variación interanual de la inversión total desfasada en 5 años (VARINVTOTDESF), los pozos de exploración como indicador también absoluto de la actividad de exploración (POZOSEXP), y por último incorporamos una variable dummy que adquiere el valor de 1 o 0 si el crecimiento del PBI global es alto o bajo respectivamente en relación al promedio del período (GDPALTAOBAJA), que se encuentra en el 0,77. La mayoría de los casos de la primera etapa se encuentran por encima de tal promedio y en la segunda etapa por debajo lo que implica una relativa segmentación entre ambos períodos (Regresión 7).

Regresión 7

Ecuación estimada: $VARRESERV = C(1) \times INEXPDEFASADA + C(2) \times VARINVTOTDESF + C(3) \times POZOSEXP + C(4) \times GDPALTAOBAJA + C(5) + U$

Tabla 4.9.- Resultados Regresión 7- Período 1983-2007

	Resultados
INEXPDEFASADA	0.45***
VARINVTOTDESF	0.03**
POZOSEXP	-5.78E-06***
GDPALTAOBAJA	0.025*
R2	0.62
Tamaño muestra	25

*** significativo al 99%, ** al 95%, * al 90%.

Resultado de estimación – Regresión 7:

$$VARRESERV = 0.455 \times INEXPDEFASADA + 0.030 \times VARINVTOTDESF -$$

(0.09)
(0.012)

t (4.92)
t (2.37)

$$-5.78e-06 \times \text{POZOSEXP} + 0.025 \times \text{GDPALTAOBAJA} - 0.112$$

(2.05E-06)	(0.012)
t (-2.82)	t (2.050)

De conjunto se obtiene un mejor ajuste de la regresión ($R^2 = 0.62$), con un regresor de bajo impacto para la variable referente al número de pozos explorados (que efectivamente no muestra un comportamiento definido respecto de la inversión ya que puede estar afectado a la tasa de éxito de las perforaciones y a circunstancias propias de cada yacimiento en particular), mientras que se observa una mayor relevancia explicativa de la variable Inversión en Exploración Desfasada, y un regresor positivo para el caso de la variable *dummy*. Así, se concluye que la acumulación de reservas se ve favorecida en tanto la variación interanual del PBI se encuentra por encima del promedio del período (y viceversa), siendo que las condiciones favorables se verifican esencialmente durante el primer subperíodo. De esta manera no sería el crecimiento en sí, sino la etapa anterior o posterior a un clima recesivo lo que en definitiva afecta el incremento en las reservas. Por tanto, cabe esperar caída en la acumulación de reservas en el segundo subperíodo donde se observa un incremento de la explotación relativa de los recursos ya descubiertos previamente.

4.4. Consideraciones preliminares de los modelos empíricos estimados

Al considerar a la Inversión en Exploración respecto de la Inversión Total como la variable dependiente en las regresiones que analizaron el comportamiento de la inversión, las diversas estimaciones reflejan el comportamiento disímil de la inversión respecto del precio del petróleo a partir de los años '90, y muestran asimismo que las opciones de inversión en activos económicos alternativos de mayor liquidez se potenciaron frente a aquellas más productivas y riesgosas.

La diferenciación en subperíodos permite visualizar la inflexión que ocurre en la inversión en exploración y su relación con el precio a partir de 1990. Como se desarrolló en el Capítulo 1, a partir de la recesión de los años '80 y posteriormente con la crisis asiática, se dio un nuevo marco de absorción de capitales, ola de fusiones y adquisiciones, y la profundización de un proceso de desinversión relativa en el sector, lo que mostramos que impactó negativamente en la tendencia a la inversiones en exploración especialmente

para la segunda etapa identificada, mostrando el carácter diferenciado de las inversiones y las preferencias por mayor liquidez y menos riesgo en un período postcrisis.

El carácter diferenciado de las inversiones del sector, implicó frente a la recuperación de las tasas de crecimiento en la segunda etapa, mayores niveles de explotación de los recursos y un estancamiento de la vida útil de los mismos. En el contexto de tales tendencias descritas y mediante el análisis comparativo realizado, destacamos la relevancia de este tipo de inversiones y de la etapa de cambio en la actividad económica (pre vs post crisis) para dar cuenta de los efectos que ello puede tener en el aumento de la capacidad (reservas probadas). Como resultado, cabe esperar que algunos de los cambios en indicadores considerados por diversos autores como ilustrativos del agotamiento (precio, reservas/producción, costos, capacidad excedente) resulten más bien la consecuencia inevitable antes que las causas del comportamiento de la inversión. Esto debilita en buena medida el argumento del agotamiento de los recursos no renovables como explicación de la suba de precios del período 2003-2008 analizado.

Los modelos econométricos estimados en este capítulo buscaron contraponer una verificación empírica a los diagnósticos que hacen hincapié en postular, sin datos concretos que lo avalen, al progresivo agotamiento físico de los recursos petroleros como factor explicativo principal del escenario de mayor “escasez”. En cambio, se ha corroborado en este capítulo de análisis empírico, que esta supuesta escasez (caída en las reservas) resulta del nivel de inversiones de mayor plazo y riesgo en los años anteriores y así responde a aspectos económicos disociados de la problemática del agotamiento físico de los recursos no renovables.

A partir de esta constatación, en los próximos capítulos se aborda el debate teórico/empírico asociado a la Teoría de los Recursos no Renovables y su capacidad para reflejar el comportamiento real del sector petrolero. Dicho marco teórico es el utilizado para fundamentar los argumentos ya mencionados que asocian los incrementos de precio y la menor inversión en exploración del período analizado al agotamiento progresivo del recurso. En los próximos dos capítulos se analiza la evolución de dicho marco teórico, así como los resultados de los estudios orientados a su verificación empírica. Posteriormente, se lo cuestiona a la luz de los hechos estilizados presentados en el Capítulo 2 y la verificación empírica realizada en el presente capítulo, de modo de completar la verificación de las hipótesis de la presente Tesis. El objetivo es contribuir a delinear los

elementos básicos que debería incluir un modelo de funcionamiento del sector que se ajuste mejor a sus características, se enmarque adecuadamente en la dinámica general de la economía a nivel global respecto de los períodos de crisis y deflación y contribuya a entender y así bien proyectar la capacidad productiva de esta industria y su dinámica esperada. Este camino implica reorientar la mirada desde la cuestión del agotamiento progresivo, a otro tipo de aspectos, en particular aquellos vinculados a las variaciones y perspectivas de la demanda petrolera en el marco de crisis económicas recurrentes.

CAPÍTULO 5

El modelo de Harold Hotelling y su concepto de Renta por Escasez.

Una lectura crítica

5.1. El modelo de Hotelling

Como se expuso previamente, los análisis sectoriales del período 2003-2008 (presentados en el Capítulo 3) destacan en su mayoría al agotamiento de los recursos como el factor explicativo determinante del aumento de precios y del estancamiento en la capacidad productiva. Dichos análisis empíricos se sustentan en la teoría económica convencional de los recursos no renovables, es decir, en el modelo de Harold Hotelling desarrollado en *The Economics of Exhaustible Resources* [Economía de los Recursos Agotables] de 1931. El artículo fue publicado en el período de entreguerras, momento en el cual frente a un incremento en la explotación de las reservas de crudo norteamericanas, surgió la polémica sobre la relevancia del ritmo de agotamiento de los recursos no renovables y el impacto de las decisiones de los productores individuales sobre el mismo. En su desarrollo, el autor analiza desde el punto de vista económico cuál sería el ritmo al cual debería “agotarse optimamente” un recurso no renovable finito (ej. minero o petrolero).

El principal aporte del trabajo se condensa en la llamada “Regla de Hotelling” que elabora una condición de equilibrio para la decisión intertemporal del inversor o productor de tipo de recursos: “El tipo de equilibrio estático de la teoría económica que actualmente está tan bien desarrollado es claramente inadecuado para una industria en la que el mantenimiento indefinido de una tasa estable de producción es una imposibilidad física, la cual por lo tanto es obligada a descender. (...). Si el propietario de una mina produce demasiado rápido, hará descender el precio, quizá hasta cero. Si produce con demasiada lentitud, sus ganancias, aunque mayores, pueden ser pospuestas en el futuro más allá de lo que garantiza la tasa de interés” (Hotelling, 1931, p. 138-139).

La regla de Hotelling implica, entonces, una ecuación de indiferencia, según la cual el productor estará indiferente entre extraer o dejar en el suelo una unidad marginal del recurso siempre que el precio del recurso crezca al ritmo de la tasa de interés.

Bajo libre competencia, el modelo de Hotelling predice una serie temporal del precio que depende del precio inicial determinado por la demanda y oferta cuando $t=0$, y de la tasa de interés. Se asume que la demanda es una función decreciente del precio y también decreciente en el tiempo, hasta el momento T en que se agota. En T se alcanza el precio máximo de la serie y que debe ser igual al máximo de disposición a pagar según la curva de demanda, con cantidad igual a cero (por el agotamiento). Si explota todo el recurso hoy, el propietario no puede cobrar mañana la producción a un precio mayor, pero si no explota nada hoy, mañana podrá quedar más producción disponible pero a un precio menor al que resultaría el mismo beneficio obtenido hoy y actualizado según la tasa de interés.

En el caso de explotación monopolística, el modelo prevé que la producción se prolongue más tiempo en comparación con lo que ocurriría en competencia perfecta. Con una oferta agotable, el vendedor prefiere conservar su oferta hasta que el agotamiento esté más cercano y el precio teórico sea superior. La condición general esperada para estos casos, es entonces de precios superiores y tasas inferiores de producción en comparación con la situación de competencia perfecta.

El trabajo concluye que “Los problemas de los recursos agotables involucran el tiempo de una manera distinta además de involucrar el agotamiento y los precios más altos, trayendo información adicional, tanto para la extensión física y condición del recurso como para los fenómenos económicos que se refieren a su extracción y venta” (Hotelling, 1931, p. 174).

La regla de equilibrio de Hotelling establece que la diferencia entre el precio y el costo marginal (beneficio neto) crece al ritmo de la tasa de interés, lo que refleja la escasez progresiva del recurso, donde la tasa de extracción cae a medida que el recurso se agota. La extracción depende así de las expectativas del propietario minero sobre los precios futuros del recurso. Si el precio actual es bajo y se espera crezca a un ritmo menor que la tasa de interés de la economía, optará por extraer hoy e invertir sus ingresos en el mercado de capitales. En el caso contrario, si se espera una tasa de crecimiento del precio del

mineral mayor que la tasa de interés de la economía, optará por conservar los recursos sin extraer, esperando una venta futura con mayores beneficios. La mayor extracción implica acercarse al agotamiento del recurso lo que lo encarece, y viceversa. Así resulta una situación de equilibrio en que la extracción resulta en un beneficio marginal que crece al mismo ritmo que la tasa de interés al maximizar el valor presente de todos sus beneficios futuros, situación en que por tanto es indiferente explotar hoy o mañana. En función de todo lo expuesto, el beneficio neto que crece al ritmo de la tasa de interés en equilibrio es lo que se interpreta como el concepto de renta por escasez de Hotelling.

5.2. Verificación empírica del modelo de Hotelling

Con la expansión en la incorporación de yacimientos de petróleo en el esquema de producción mundial luego de la Segunda Guerra, la problemática de la escasez quedó relegada por un tiempo en el análisis del sector.

De la observación empírica de la evolución de las variables principales del mercado petrolero mundial, surge que las predicciones del modelo de Hotelling y su regla de equilibrio, no se correspondieron con la dinámica real de las variables de la industria, y en particular con el estancamiento del precio del crudo entre los años '50 y '70.

En contraste, luego de creada la OPEP y ante los aumentos de precios y las llamadas Crisis del Petróleo de los años '70, esta teoría fue retomada, revisada y criticada, instalando en este contexto la relación entre aumentos de precios y agotamiento de recursos y dando relevancia al agotamiento físico de los hidrocarburos como un factor potencialmente problemático para el funcionamiento de la economía mundial.

En su reseña sobre las revisiones del modelo de Hotelling, Slade y Thille (2009) destacan que fue recién en los años '70 que los teóricos comenzaron a tomar en serio el trabajo de Hotelling. Hacia los años '80, autores como Heal y Barrow (1980); Smith (1978) y Miller y Upton (1985) publicaron artículos con testeos empíricos del modelo básico y de algunas de sus variantes.

El punto de confluencia de los tests empíricos del modelo de Hotelling, es la no constatación de una tendencia temporal creciente en el precio del petróleo, como se muestra en los hechos estilizados del Capítulo 2, y, por ende, la falta de manifestación empírica de la renta por escasez.

Con el posterior estancamiento de precios a partir de los años 80, el interés en el modelo de Hotelling decayó. Hacia los años 2000, la publicación de nuevos artículos y testeos empíricos del modelo de Hotelling se habían reducido al mínimo. Es así que los autores haciéndose eco del resurgimiento de la problemática del agotamiento de los recursos, recalcan la necesidad de una nueva reseña sobre los testeos del modelo de Hotelling (Slade y Thille 2009, p.4-6).

Partiendo de la falta de validación empírica del modelo de Hotelling, las principales revisiones modernas a las que fue sometido años después de su creación, se centraron en las razones por las cuales la renta por escasez no se habría manifestado, y en consecuencia cuál sería a partir de allí la perspectiva de su surgimiento, así como también la revisión a los indicadores de escasez de este tipo de recursos. Si bien ello podría poner en duda el propio concepto de renta por escasez, sin embargo, observamos que las diversas revisiones no involucraron una crítica sustancial, ya que por lo general apuntaron a obtener una mayor aplicabilidad (validación empírica) del mismo modelo manteniendo sus principales concepciones teóricas.

5.3. Las revisiones del modelo de Hotelling

Las primeras revisiones a las que fue sometido el modelo de Hotelling se centraron en la crítica empírica, focalizándose las razones por las cuales el precio del crudo y otros indicadores de la escasez de los recursos, no habrían crecido indefectiblemente en el tiempo. El estudio empírico más renombrado es el de Barnett y Morse (1963), donde se construye una serie histórica para el período 1870-1957 del costo marginal de la extracción de recursos naturales, mostrando que éstos tienden a caer antes que a aumentar. Posteriormente, Kerry Smith (1979) continúa la serie hasta 1973 encontrando que no existe un patrón estable en el comportamiento de los precios y manteniendo en líneas generales las conclusiones de Barnett y Morse.

Años después, en otro contexto de precios, el trabajo de Miller y Upton (1985) continúa en esta línea de análisis. Los autores sintetizan la literatura sobre esta temática, presentando la relevancia y el creciente interés en la Regla de Hotelling y su capacidad predictiva a partir de la suba de precios del petróleo y de la mayoría de los minerales industriales a comienzos de los años '70, lo cual se profundizó hacia finales de esa década.

Estos autores buscan mostrar la relevancia (relativa) de este modelo, a partir de una regresión aplicada a un corto período que comprende justamente la suba de precios de 1979-1981, sobre una muestra de compañías de gas y petróleo de los EEUU. Esta selectividad extrema será luego criticada por autores como Simon quien señala el dilema filosófico-estadístico sobre cuál es el tamaño apropiado de la serie a utilizar (Simon, 1990, p.7).

Según el survey de Miller y Upton, las revisiones durante esta segunda etapa de precios más altos, buscaron corroborar el modelo desde lo empírico en el marco de plazos diferentes, e incluyendo estimaciones que relacionan tasas de interés y tasas de crecimiento de los precios. Sin embargo, remarcan, estos estudios tampoco resultaron en firmes respaldos, ni tampoco en firmes críticas, de la Regla de Hotelling, poniendo en duda también la propia calidad de los datos disponibles. Por ejemplo, señalan los autores, no se dispone de series históricas consistentes que reflejen el impacto de los costos de extracción en el precio. Como cierre, afirman que si bien el modelo de Hotelling no es, por todo lo anterior, lo suficientemente preciso o robusto, no existe un paradigma alternativo viable (Miller y Upton, 1985, p. 24).

Varios de estos estudios fueron luego extendidos para incluir años más recientes. James Hamilton (2008) muestra que la inelasticidad de corto plazo de la demanda y la oferta en la industria petrolera, la vulnerabilidad a las interrupciones en la oferta, y el pico petrolero de EEUU en 1968 fueron los principales determinantes del comportamiento de los precios entre 1970 y 1997. El autor señala que si bien el comportamiento de precios en dicho periodo no refleja las predicciones de la teoría económica tradicional de recursos no renovables, la demanda de los nuevos países industrializados y el reconocimiento de la finitud de los recursos, pueden explicar los desenvolvimientos más recientes, donde la renta por escasez podría empezar a ser relevante.

En su trabajo, sin embargo, remarca cómo el pico de los precios por renta por escasez no se alcanzaría tan rápidamente ya sea por la existencia de sustitutos, por el aumento en la productividad del trabajo, o debido a las limitaciones de acceso al capital necesario para explotar los recursos. En conclusión, una vez más, no se verifican las predicciones del modelo de Hotelling. En particular, la teoría de Hotelling choca con hechos tales como la caída del precio del crudo entre los años 1957 y 1967, y entre 1982 y 1986 (Hamilton, 2008, p. 11).

Podríamos agregar que, en vista de la caída de precios posterior a la crisis de 2008, año del trabajo de Hamilton, la renta por escasez tampoco habría comenzado a manifestarse de modo permanente para el período objeto de estudio de la presente Tesis. En definitiva y como consecuencia de ello, Hamilton muestra, como se verá más adelante, que el precio del crudo en su suba no manifiesta de manera indefectible la regla de Hotelling, es decir, el carácter escaso de un recurso no renovable expresado en su precio.

Previamente, y en esta misma línea, otro autor de interés, Julian Simon (1990), revisa los trabajos dedicados a mostrar las limitaciones empíricas del modelo de Hotelling. Siendo categórico al respecto, el autor remarca que el análisis de Hotelling no tiene poder descriptivo ni predictivo porque se basa en un supuesto contrafáctico: el supuesto de que el precio del recurso agotable crecerá con el paso del tiempo. Señala que la constatación de que el precio de todos los recursos naturales ha caído, en vez de subido, a través de la historia, resulta inconsistente con el modelo de Hotelling, en particular, la noción de que el mantenimiento indefinido de una tasa estable de producción es una imposibilidad física. Dice, de esta manera que la argumentación de Hotelling queda fuera de lugar, o más aún, sin significado (Simon, 1990, p. 1).

En este sentido, Simon estaría argumentando contra la posibilidad de aplicar la Regla de Hotelling a períodos en que la tasa de producción puede mantenerse en el tiempo en tanto que el agotamiento del recurso no se habría aún manifestado.

Simon completa el clásico estudio de Barnett y Morse (1968) que comprende el período 1870-1957, elaborando una serie sobre el precio del crudo más abarcativa (1800-1976) y muestra que los precios de todos los recursos agotables, exceptuando el oro y algunos minerales de uso industrial, se mostraron constantes o incluso cayeron en relación al de los bienes de consumo. Desde esta crítica sostenida básicamente desde lo empírico, se plantean las limitaciones teóricas del concepto de exhaustibilidad (Simon, 1990, p. 5).

Por su parte, Jeffrey Krautkraemer (1998), en su análisis de las revisiones al modelo de Hotelling, llega a similares conclusiones. Mayormente, el modelo básico de Hotelling y sus predicciones no han sido consistentes con la evidencia empírica de los precios de los recursos no renovables y de su valor in situ. No se verificó un persistente incremento de los precios de los recursos no renovables en los últimos 125 años, sino más bien se observaron fluctuaciones sobre tendencias en el tiempo cuya dirección puede depender

del periodo seleccionado como referencia (Krautkraemer, 1998, p. 2066). Este autor muestra que, pese a las modificaciones incorporadas en los modelos empíricos a efectos de actualizar o ajustar el modelo de Hotelling, en definitiva, ninguna versión de dicho modelo pudo corresponderse bien con los datos y hechos estilizados. Las conclusiones del autor sugieren que, en definitiva, la cuestión de la escasez no logró aún ser determinante del comportamiento del mercado petrolero ni de sus principales variables. Un corolario adicional a lo anterior sería que el modelo de Hotelling no permite predecir el progreso o tendencia del precio del petróleo y ni el comportamiento del inversor. Particularmente, este y otros análisis resaltan la relevancia de la exploración y de las inversiones de capital (ver luego Pindyck), lo que altera la propia noción del stock de reservas, el corrimiento del horizonte de agotamiento y por ende la imposibilidad de trazar un sendero de equilibrio. El autor concluye que todo esto bien podría generar un trayecto tipo “serrucho” como el planteado por autores como Dasgupta y Heal (1979) o Arrow y Chang (1982) donde la exploración varía con el aumento de los precios y los grandes descubrimientos presionan a su baja (Krautkraemer, 1998, p. 2071).

De aquí que estos autores remarquen la importancia no sólo de la tasa óptima de explotación sino también de inversión, concluyendo que el hecho de que el recurso sea exhaustible no es base suficiente para fundamentar visiones apocalípticas (Dasgupta y Heal, 1979, p. 4).

Según Krautkraemer (1998), el problema es que tanto el precio, como el costo o la renta por escasez, pueden fallar como indicadores para reflejar la caída en la disponibilidad del recurso en términos físicos. Y destaca que la disponibilidad física en sí misma no es un indicador suficiente de la escasez económica. Los indicadores pueden moverse en direcciones opuestas. Por ejemplo, el costo de extracción puede decrecer mientras que el costo de uso (o renta por escasez) y el precio podrían aumentar por un mayor agotamiento del recurso. La escasez puede incrementarse en tanto que la demanda aumenta más rápidamente que la caída del costo de extracción, o el costo de extracción puede aumentar aun con una escasez en caída por el desarrollo de sustitutos. Así, aparece la escasez como relativa a una situación de oferta, demanda, capacidad productiva, y no al agotamiento físico *per se*. Ambos, precio y costo, pueden confundir como indicadores de una tendencia de mayor escasez. El precio puede caer y la escasez aumentar si la tasa de caída de los costos de extracción es suficientemente grande. Mientras que la caída de los costos de extracción indicaría que el recurso está más disponible en un determinado momento, la

disponibilidad de ese recurso en el futuro caerá por una mayor escala en su explotación. El precio del recurso comenzará a aumentar en algún momento en el futuro, y el costo de extracción indicará este aumento de la escasez antes de que el precio lo haga. El precio del recurso puede reflejar cambios en las condiciones de mercado como ser el poder de mercado de la OPEP. Si hay una tecnología de respaldo que brinda un sustituto de un recurso no renovable a costos lo suficientemente bajos para que el stock del recurso no se agote, entonces no habrá renta por escasez. El autor destaca, finalmente, la necesidad de mirar un conjunto de los indicadores para dar cuenta del agotamiento (Krautkraemer, 1998, p. 2087-2089).

Los precios de los minerales tendieron a crecer en los '60 y '70, lo cual fue interpretado como el comienzo de la pendiente ascendente del trayecto en U de los precios¹². Pero los precios de los recursos no continuaron en ascenso luego de 1980 e inclusive declinaron en los últimos 15 años. También las estimaciones del costo de extracción fallaron en encontrar evidencia de un incremento en la escasez del recurso. En definitiva, los indicadores económicos de escasez en los recursos no renovables no brindan evidencia de que éstos sean cada vez más escasos. Por el contrario, sugieren que otros factores en su oferta, particularmente el descubrimiento de nuevos depósitos, el progreso tecnológico en la extracción y el desarrollo de sustitutos, han mitigado el efecto de escasez sobre los depósitos existentes en uso (Krautkraemer, 1998, p. 2087-2088).

A partir de estas observaciones, y como desarrollaremos más adelante, se vislumbra que el agotamiento del recurso intenta ser expresado mediante indicadores de índole económica. Por tanto, usualmente se recae en falacias al identificar tal situación de escasez a la problemática estructural del progresivo agotamiento físico de los recursos.

5.4. La conciliación del modelo de Hotelling con la suba de precios de los años '70

En el contexto de la suba de precios de las llamadas Crisis Petroleras de los años '70, varios autores buscaron encontrar posibles soluciones ante la inaplicabilidad empírica del modelo de Hotelling. Pero ello sucedió sin un cuestionamiento teórico de base. Se afianza

¹² Más adelante, en la sección 5.4.3, se presenta con mayor detalle la teoría de los precios con trayectoria en U.

así, desde el mainstream, la defensa de la renta por escasez de tendencia creciente frente al inminente agotamiento del recurso más allá de que su concreta manifestación empírica se verifique o no.

Como mostraremos más adelante, la mayoría de estos modelos consisten en revisiones “conciliadoras” del modelo de Hotelling, tomando en cuenta diversos elementos importantes como determinantes adicionales de los precios. En contraste, estas revisiones no cuestionaron el fondo del concepto elemental de escasez y de renta que surge del modelo de Hotelling y su foco en el inevitable agotamiento físico del recurso.

Por otra parte, ante el derrumbe de los precios de los años '80, surgen nuevas críticas al modelo de Hotelling, las cuales llevaron a algunos autores a cuestionar finalmente la propia existencia de la renta por escasez.

5.4.1. El rol de los sustitutos

La incorporación de sustitutos en el modelo fue uno de los cambios necesarios más evidentes, luego de que los altos precios y los desarrollos tecnológicos de los años '70 comenzaran a cuestionar una matriz energética basada esencialmente en hidrocarburos, con una creciente tendencia a su reemplazo a través del desarrollo de fuentes de energía alternativa. Los sustitutos pasan a ser incorporados al modelo, siendo referente en este sentido el trabajo de William Nordhaus (1973). Contemporáneo a la que se considera la primera Crisis del Petróleo a partir de la suba del crudo por el embargo de la OPEP, Nordhaus escribe su reconocido artículo “The Allocation of Energy Resources” [La asignación de recursos energéticos] donde modeliza la Regla de Hotelling incorporando la posibilidad de que surja un sustituto al petróleo crudo que imponga un tope al crecimiento de su precio, y por tanto genere incerteza sobre la dinámica de la renta por escasez.

Acorde con la visión preponderante en ese momento, el trabajo manifiesta la preocupación y el pesimismo sobre la viabilidad del crecimiento económico en un contexto de decreciente disponibilidad de recursos energéticos. Esta visión pesimista sobre el crecimiento económico sostiene que el mismo se encuentra limitado por la cantidad finita de recursos naturales esenciales y agotables. Si se agotaran los recursos energéticos finitos, el nivel medio de vida desciende inevitablemente al del hombre de Neanderthal (Nordhaus, 1973, p. 529).

Su trabajo destaca el carácter relativo de la escasez de los hidrocarburos en términos económicos para su consideración teórica. Incorpora al recurso energético sustituto como posible solución a la finitud de recursos frente a las necesidades ilimitadas en función de sostener indefinidamente el crecimiento económico. El mismo contempla que en tanto y en cuanto se realice una transición a una economía basada totalmente en recursos nucleares, la importancia de la escasez de los recursos desaparece, y llegada esa instancia solo el capital y los costos laborales determinarán los precios (Nordhaus, 1973, p. 532). Sobre esta base, Nordhaus entiende que la renta por escasez como determinante del precio desaparecería en cuanto el sustituto se desarrolle lo suficiente para plantearse como tal.

Llama “tecnología de respaldo” [*backstop technology*] al sustituto y postula que esta se sostiene en base a un recurso abundante. Luego incorpora al modelo los costos de los sustitutos en la determinación de la renta por escasez o regalía [*royalty*], estableciendo que existen tres importantes elementos en la determinación de la regalía actual: el costo de la tecnología de respaldo, la tasa de interés, y la fecha de sustitución.

De esta manera Nordhaus establece que si el precio de este sustituto es bajo, o el horizonte temporal de transición se encuentra lejos, o bien la tasa de interés es alta, entonces la renta por escasez o regalía sobre los recursos es baja, y viceversa. Analizar en qué etapa nos encontraríamos, advierte, presenta su complejidad, y por tanto incertezas sobre los resultados del estudio, en tanto que no existen mercados futuros perfectos por la propia incertidumbre y por las complicaciones sobre cuál es la tasa de descuento óptima a utilizar (Nordhaus, 1973, p. 534).

5.4.2. Incertidumbre, decisiones de inversión y dinámica de precios

El modelo de Nordhaus (1973) introduce la incertidumbre, al considerar el horizonte de planificación cortoplacista de los agentes económicos (que el autor denomina “miopía”), y la problemática de la inestabilidad de los precios, la cual en realidad está determinada por el comportamiento incierto de la regalía cuyo cálculo se deriva del conocimiento sobre la trayectoria del precio de los insumos y del producto en un futuro indefinido (Nordhaus, 1973, p. 536).

Nordhaus reconoce que el dueño de los recursos toma sus decisiones en un contexto incierto, lo cual permite considerar cuestiones tales como la volatilidad del precio, los recursos alternativos y las nuevas tecnologías a tener en cuenta en sus decisiones. El autor

concluye finalmente que como resultado de la interacción de la oferta y demanda, el componente de la regalía del precio se comporta en definitiva de manera inestable, lo que no da lugar a proyecciones de gran significatividad. Este sería el principal obstáculo para lograr el “precio correcto” del recurso, en base a la dificultad de determinar la apropiada regalía o renta por escasez sobre los recursos exhaustivos, componente diferencial respecto a otro tipo de recursos (Nordhaus, 1973, p. 537).

De esta manera el autor muestra la imposibilidad de la proyección empírica de la renta por escasez, si bien afirma su existencia como componente del precio de un recurso no renovable. En definitiva, reafirma la expresión económica de una limitación física, aun cuando paradójicamente esa expresión económica no se manifieste en la práctica.

Supuestamente, existe una regla de equilibrio sobre la que oscila el comportamiento de los precios; aunque esta oscilación no se manifieste visiblemente en el mercado de estos recursos como diferenciada al comportamiento de otros sectores de la industria. El impacto de los precios de los hidrocarburos en la estructura de costos de la industria, por ejemplo, no indica un aumento histórico progresivo en tanto que a precios constantes (o sea su precio en relación al conjunto de precios de la economía) manifestó comportamientos disímiles como se mostró en el Capítulo 2, a lo que se agrega la disminución a nivel global del llamado “oil intensity”, esto es, el consumo de petróleo por unidad monetaria de PBI, que se redujo aproximadamente a la mitad entre 1980-2008 según datos de la EIA y el FMI.

Posteriormente, Robert Solow (1975) refuerza la concepción sobre la renta por escasez como componente del precio para estos recursos, al señalar que el precio de mercado puede disminuir o permanecer constante mientras aumenta el precio neto si los costes de extracción disminuyen a través del tiempo y si el precio neto o la renta de la escasez no constituyen una proporción demasiado grande del precio de mercado. Eso es lo que habría sucedido hasta el momento con la mayoría de los recursos no-renovables, siendo una pena según el autor que no existan estudios econométricos que intenten demostrarlo. Finalmente, concluye, a medida que disminuye el coste de extracción y aumenta el precio neto, la renta por escasez debe convertirse en el factor determinante del movimiento del precio de mercado, de modo que éste aumentará a final de cuentas, aunque ello pueda tomar mucho tiempo (Solow, 1975, p. 86).

Solow por tanto desplaza el problema de la incertidumbre como específico de estos recursos, y remarca la cuestión de la estructura concentrada de la producción para esta primera mitad de los '70, y el problema de su agotamiento en un futuro. Con estos términos, Solow defiende el concepto de renta por escasez, advirtiendo que aún no se habría manifestado de manera significativa en lo empírico. “Tarde o temprano, el precio de mercado llegará a un nivel tan alto que elimine la demanda por completo. En ese momento, la producción bajará a cero. Si los flujos y los depósitos se han coordinado muy bien, mediante las operaciones de mercados de futuros o de una junta de planeación, la última tonelada producida será también la última tonelada que exista en el suelo. El recurso se agotará en el instante en que su precio lo elimine del mercado. Terminará así la edad del petróleo, o la del zinc, o cualquier otra” (Solow, 1975, p. 86).

Esta proyección del aumento de la renta por escasez hacia un futuro, da lugar al surgimiento de las teorías del precio en forma de U que elaboramos a continuación con mayor detalle.

5.4.3. Incertidumbre sobre la cantidad de reservas y sus efectos en la inversión en exploración vs. explotación

Robert Pindyck, economista referente en la temática de los recursos no renovables y en el rol de la incertidumbre en la inversión, incorpora la exploración como factor influyente en la cuantía de reservas disponibles. Este autor desarrolla una reinterpretación o reacomodamiento del modelo de Hotelling en el marco de una teoría del precio a largo plazo en forma de U, incorporando a la incertidumbre como factor de inestabilidad en las decisiones de inversión.

En base a su estudio econométrico, Miller y Upton (1985) remarcaron que los reacomodamientos teóricos del modelo de Hotelling, especialmente los realizados por Robert Pindyck en 1978 para incluir a la inversión orientada al descubrimiento de nuevos recursos como un factor determinante del precio, contribuyeron a explicar la subsiguiente de caída de precios como parte de este proceso discontinuo y no lineal del precio y de la renta por escasez (Miller y Upton, 1985, p. 2).

En medio de las llamadas Crisis Petroleras, Pindyck (1978) remarcó la distinción entre inversión en explotación y en exploración de forma explícita en su trabajo *Optimal exploration and production of a nonrenewable resource* [Exploración y producción

óptima de un recurso no renovable], una de las publicaciones más reconocidas sobre el tema. El autor retoma la literatura de la década del '70 basada en modelos de inversión con incertidumbre, y establece que ésta sería fundamentalmente la causa de una reducción en la tasa de extracción. Señala que el recurso será extraído más lentamente (tanto por un monopolio o una firma que opera en contexto de competencia perfecta) cuando la base de reservas no se conoce con certeza (Pindyck, 1978, p. 1).

En tanto la actividad exploratoria da lugar al crecimiento de las reservas probadas, su aumento implicaría no sólo menor incertidumbre sobre las reservas existentes, sino también conlleva un incremento en la base de recursos explotable, y por lo tanto una extensión del horizonte temporal de agotamiento. A partir de ello, el autor propone tratar al petróleo como un recurso *no renovable* antes que exhaustible o *agotable*. El agotamiento, según Pindyck, se manifestaría cuando estas reservas adicionales resultantes de la exploración caigan en tanto aumentan los descubrimientos acumulados (Pindyck, 1978, p. 2).

De esta manera, Pindyck toma a la caída de esta “tasa de éxito” como indicador de escasez, lo que en términos económicos se reflejaría en el aumento del costo unitario de extracción, cuando estos costos incluyen la inversión realizada en exploración. Si las reservas son cuantiosas, y por ende los costos de explotación bajos, la exploración será postergada, y a la inversa. Al variar el nivel de reservas con la exploración, Pindyck incorpora este tipo de inversión como determinante indirecto del precio, remarcando la interrelación entre ambas variables. De esta manera, en su modelo, el precio crece a un ritmo menor que si no existiera exploración (Pindyck, 1978, p. 5).

El *trade off* intertemporal de la exploración refiere al balance de las ganancias obtenidas por posponer la inversión en exploración, con el costo de producción actual alto resultante de una base de reservas baja. Si las reservas iniciales son abundantes, la mayor parte de la exploración puede ser pospuesta para el futuro, mientras que si las reservas iniciales son bajas, la exploración debería realizarse tempranamente para incrementar el stock de reservas probadas. En este último caso la producción crecerá en un principio (en tanto que el precio cae) y las reservas y la producción posteriormente caerán en tanto que disminuyan los esfuerzos exploratorios (Pindyck, 1978, p. 7).

Por tanto, se identifican disímiles etapas en la relación reservas-inversión. En tanto que inicialmente la acumulación de descubrimientos suma nuevas reservas, los esfuerzos

exploratorios se irían reduciendo con el tiempo. Si inicialmente el nivel de reservas es muy bajo, el precio comenzará siendo alto y decaerá en tanto que las reservas aumenten como resultado de la actividad exploratoria, y luego aumentará lentamente en tanto que las reservas declinen. La dinámica resultante sería la siguiente: en la medida en que inicialmente no se produzcan muchos descubrimientos, las reservas caerán, pero luego lo harán más lentamente en tanto que la exploración aumenta. En determinado momento, luego de que las reservas hayan caído lo suficiente, los costos serán altos y ahí cae la exploración, en ese punto el precio aumentará hasta que la demanda no pueda ser abastecida cuando el beneficio marginal es cero. En este punto el recurso no fue agotado, señala Pindyck, pero ya no paga para explorar por nuevas reservas. Y es justamente en este punto, cuando se manifestaría el agotamiento del recurso y la renta por escasez pasa a ser un importante componente del precio.

Pindyck destaca la importancia de la actividad exploratoria y sus efectos de reducir la tasa de incremento del precio, la cual, a su vez, depende de los niveles iniciales de reserva y nivel de agotamiento del recurso. El agotamiento o la escasez del recurso sería determinante de la inversión en una senda final de explotación del recurso. El inversor se enfoca en aumentar las reservas hasta un nivel óptimo, esto es, la tasa óptima de inversión, que se ajusta en el tiempo en busca del *trade off* entre los costos ahorrados por posponer la exploración, con los costos ahorrados por la extracción y el ingreso obtenido con el incremento de la producción.

Sería entonces, según este autor, la incertidumbre sobre los niveles de reserva y el momento de agotamiento la principal causa de alejamiento de las tasas óptimas de exploración y producción. De aquí que el sendero de equilibrio del precio como resultante de la explotación óptima no siga una tendencia unívoca creciente, sino que más bien responderá a altibajos resultantes de la actividad exploratoria y de explotación. Lo que llegado a este punto no expone este autor, es cuáles serían las razones de estos altibajos, aparentemente no relacionados con el agotamiento.

Lo interesante de este modelo es que la inversión en exploración no aparece en esta etapa como dependiente de la escasez, sino al revés, lo que expone la dimensión económica de esta última variable. Aunque no abandona su aspecto físico, sino que lo proyecta hacia un horizonte de largo plazo, en definitiva el autor pospone la problemática, y prevé que la *renta por escasez* cobrará relevancia en un futuro incierto.

Al remarcar la relatividad del carácter exhaustible de estos recursos, donde la escasez física aparecería en un horizonte de agotamiento impreciso, en sus trabajos posteriores Pindyck (1980 y 1988) refuerza la teoría de la trayectoria del precio del petróleo en forma de U desarrollada por él y por otros autores como Slade (1980) y Livernois y Uhler (1987).

En su trabajo, Margaret Slade (1980) postula que los costos caen gracias al desarrollo tecnológico. De esta manera esta relación de costos marginales decrecientes se sostiene, antes de que se tenga conocimiento del horizonte de agotamiento. O sea esto ocurre siendo la renta por escasez pequeña. En sus comienzos la exploración es altamente productiva, y más adelante, en tanto que la mayoría de los reservorios han sido descubiertos, los costos marginales caen más lentamente. Esto genera una trayectoria del precio con forma de U.

Slade también destaca la relevancia de la exploración, al igual que Pindyck, como medio de acumulación de conocimiento sobre las reservas, de disminuir la varianza de sus fluctuaciones, y de incremento absoluto de las mismas. Ambos autores aclaran que ello puede darse en la etapa en que los costos de producción son una función negativa de las reservas, lo que permite que el crecimiento de las mismas a lo largo del tiempo pueda reducir los costos mediante un aumento de la producción.

Slade aporta una comparación adicional del precio del petróleo con el de otros recursos no renovables (metales), y concluye que aunque los precios relativos de algunos de ellos cayeron durante varios años a fines del siglo XIX, los precios de todos pasaron ya el punto mínimo de la curva en forma de U y comenzaron a crecer (Slade, 1980, p.129). De aquí concluye que si la escasez se mide por los precios relativos, la evidencia indicaría que los commodities de recursos naturales no renovables se estarían volviendo todos ellos escasos (Slade, 1980, p. 136).

Si bien estos desarrollos permitieron reconciliar las predicciones teóricas de Hotelling de un incremento de precios a lo largo del tiempo con la evidencia empírica de la caída de precios, el propio derrumbe en los precios del petróleo a partir de 1986 dio lugar a cuestionamientos sobre la propia existencia de la renta por escasez.

En línea con el enfoque de la incertidumbre de Pindyck, Devarajan y Fisher (1981) destacan las incertezas sobre el stock de reservas disponibles. Remarcan la relevancia de esta incertidumbre como explicativo de las falencias del modelo de Hotelling, y consecuentemente la desviación entre el esfuerzo privado y el óptimo social. La incertidumbre recaería sobre la posibilidad de aparición de sustitutos, pero también, y especialmente, sobre las propias posibilidades de explotación. En este caso, la exploración permite aumentar las reservas probadas, e incorporar nueva información sobre la potencial oferta del mineral. En caso de aumento de estas reservas el precio antes bien se reduciría, y con él la renta por escasez.

Por un lado, señalan los autores, la noción de renta por escasez expuesta en el modelo de Hotelling, tomaría del economista clásico David Ricardo la perspectiva de costos de extracción crecientes en tanto primero se explotarían los terrenos (yacimientos) más fértiles y luego los que lo son en menor medida, ocasionando de esta forma costos crecientes de producción. Ello sin embargo tendría un impacto negativo en el creciente beneficio, lo que es considerado por Hotelling como una posibilidad, pero que en definitiva no alteraría sus conclusiones fundamentales, al tomar como principal indicador del agotamiento el aumento del beneficio neto antes que el aumento del costo marginal. Los autores señalan que Hotelling debe haber tenido la misma idea de que el recurso de mejor calidad se agota primero al asumir que la explotación continuará para siempre aunque por supuesto a una tasa gradualmente decreciente (Hotelling, 1931, p. 142). En estas circunstancias, la regalía no crece al ritmo de la tasa de interés, sino que crece según un factor dado por la diferencia entre dicha tasa y la tasa de crecimiento del costo a medida que se incrementa el stock acumulado de producción. (Devarajan y Fisher, 1981, p. 69).

Cabe señalar en este punto que esta contraposición pone en evidencia la diferencia conceptual entre postular el aumento del precio por escasez debido a un aumento de los costos, de justificar el aumento de precio por escasez debido al incremental de renta o beneficio que genera esa escasez al propietario del recurso. Esta diferenciación se aborda a continuación en la sección 5.6. dedicada a la discusión del concepto de renta por escasez. También queda expuesto en el trabajo de Slade su visión de que el agotamiento físico de los recursos naturales obstaculiza el crecimiento económico, cuestión que la autora señala data al menos de principios del siglo XIX, cuando los economistas clásicos

británicos, particularmente Malthus, Ricardo y Mill teorizaron acerca del estancamiento (Slade, 1980). Agregamos en este punto, como mencionamos anteriormente, la relevancia del trabajo de Stanley Jevons en su obra “The Coal Question” “[El problema del carbón] de 1865 en que presenta la problemática del agotamiento de los yacimientos de carbón ya avanzada la Revolución Industrial en la Inglaterra de mediados del siglo XIX. Sin embargo, ya este autor clásico remarca esta problemática en la medida en que la dependencia sea respecto de una sola fuente energética. Es en este punto donde trabajos como los señalados más arriba de Nordhaus y Solow en que incorporan los sustitutos, ponen en evidencia el carácter relativo de la perspectiva de tal agotamiento y de su efectivo impacto en las variables económicas de los recursos no renovables.

Devarajan y Fisher ofrecen una revisión conciliadora con el modelo de Hotelling y plantean que la renta por escasez crecería al ritmo de la tasa de interés menos la tasa de crecimiento del costo. En correspondencia con Hotelling, la tasa de crecimiento del beneficio o renta por escasez es igual al costo de oportunidad de aplazar la extracción descontada por la tasa de interés, identificada ésta con la impaciencia, descontando el ahorro de los mayores costos de extracción futura. En definitiva, la renta por escasez crecería a un ritmo más bajo que si el costo fuera constante (Devarajan y Fisher, 1981, p. 69).

Una vez más, el foco está puesto en la incertidumbre, ya sea respecto al stock, a los costos o a los sustitutos, lo que de conjunto llevaría a niveles socialmente ineficientes de exploración, y a que el precio por tanto siga una trayectoria que no se condice con un equilibrio ni tampoco con una persistente suba en el precio y en el beneficio, lo que hace más riesgoso el capital dispuesto a invertir en exploración. En definitiva, la cuestión que quedaría pendiente, para estos autores, es la impredecibilidad de las decisiones del inversor frente a la incertidumbre sobre diferentes variables a considerar (Devarajan y Fisher, 1981, p. 70). Así en un trabajo posterior, los autores remarcan que la dificultad con la renta del recurso, el indicador preferido de escasez, es que no es observable (Devarajan y Fisher, 1982, p. 1289).

5.4.4. Estructura de Mercado

En Nordhaus (1973) se menciona también el problema de la estructura de la oferta petrolera, pero con evidente precaución, conforme al contexto histórico en que escribió

el trabajo. En base a las proyecciones de su modelo, advierte que el petróleo no se comporta de forma aislada como un material escaso y caro durante 1973. De hecho, indica que antes de los recortes por el embargo, la mayoría de los precios de los commodities habían crecido incluso más que el petróleo (Nordhaus, 1973, p. 569).

Robert Solow (1973), en respuesta al trabajo de Nordhaus, retoma el tema de la estructura del mercado petrolero para ponerlo a la cabeza de la problemática de la época en lo referente al alto precio del recurso. Aunque concuerda con que la tecnología de respaldo provee de un límite superior al precio de mercado del recurso natural, remarca que las ineficiencias originadas por un contexto de incertidumbre no se circunscriben al caso de los recursos no renovables. La cuestión, por tanto, que conllevó a precios por encima de los valores considerados eficientes, no tuvo que ver con la incertidumbre sino esencialmente con los recortes de la oferta por parte de los países árabes, o sea, dice el autor, con la estructura concentrada de la propiedad sobre estos recursos (en Nordhaus, 1973, p. 573).

5.5. Explicaciones alternativas para la suba del precio

Luego del derrumbe de precios del petróleo de mediados de los años '80, se desarrollan otras líneas críticas al modelo de Hotelling, que relegan a la escasez o el agotamiento físico como determinante fundamental de la evolución de los precios de los recursos no renovables.

5.5.1. Estructura de la oferta y el rol de la OPEP

En ese contexto, tanto reconociendo como rechazando el concepto de renta por escasez, se regenera el enfoque de la cartelización de la OPEP que hace hincapié en esta estructura de mercado como precursora de las crisis energéticas previas, y potencialmente futuras, como se mencionó en la revisión de explicaciones sobre la suba de precios de 2003 presentados en el Capítulo 3.

Adelman (1986) se contrapone a las conciliaciones con Hotelling arriba presentadas. Este autor concluye, a partir de diversos trabajos, que los hidrocarburos no son recursos agotables en el sentido económico, y que por tanto no presentan una renta por escasez

persistente y progresiva como la modelizada por Hotelling. Si bien la escasez, según Adelman, se mediría por el propio costo marginal en tanto el aumento en los costos expresa el agotamiento y los rendimientos decrecientes del capital invertido, el autor demuestra que ello existiría en cualquier industria en cuanto los niveles de producción se aproximan al límite de la capacidad productiva. Por tanto según el autor, la escasez no explica los cambios de precios a partir de 1973 (Adelman, 1986, p. 388).

Una argumentación básica que utiliza, se sostiene en la desproporcionada relación entre precios y costos para los años críticos. En las áreas de petróleo más barato, cercanas al Golfo Pérsico, se observaron restricciones a las inversiones, a diferencia de lo ocurrido en países como los EEUU. De esta manera, concluye que el verdadero problema luego de 1973 fue el fuerte y torpe poder de mercado de la mayoría de los exportadores de Medio Oriente cooperando bajo el cartel. Razón por la cual para esos años no se observa un aumento en los costos marginales que haya acompañado la escalada de los precios (Adelman, 2004, p. 16).

Adelman agrega que las advertencias alarmistas norteamericanas del fin del petróleo a fines de los años '70, se contraponen con el aumento de reservas y de la producción a lo largo de esa década y que aun así los avisos de agotamiento inminente persistieron. Debido a la persistencia de los bajos costos marginales de extracción, el petróleo es producido cuando es descubierto, por lo que las reservas se pueden considerar -similar a lo expuesto por Pindyck- como un inventario que disminuye por la explotación y aumenta por los descubrimientos. Evidentemente, algún día se podría llegar a los límites del agotamiento físico del recurso, pero en el caso del petróleo los datos descartan que eso haya sido la influencia sobre las decisiones que los agentes hayan estado tomando hasta ese momento (Adelman, 2004, p. 16 y 17).

De esta manera, a diferencia de las revisiones conciliadoras del modelo de Hotelling, según Adelman, la ausencia de manifestación empírica de la renta por escasez no se debe tanto a su falta de relevancia económica, sino a su mera inexistencia. El autor explicita que la escasez se revelaría por un aumento de costos que no sucedió, mientras que el aumento del beneficio neto no expresaría en este caso un aumento de lo que se considera renta por escasez per se, sino que sería una situación de desfase coyuntural entre la oferta y la demanda agravado por el precio administrado desde los países de la OPEP.

Según la visión de este autor, la reticencia a la inversión es efecto de la concentración de la oferta por parte de la OPEP, lo que repercute en un incremento de la volatilidad y de la especulación en el precio del petróleo, por lo que surge la necesidad de incluir en las estimaciones, no sólo oferta y demanda, sino también las decisiones políticas de la OPEP respecto al establecimiento y cumplimiento de sus cuotas de producción. Es este último factor el que crea una mayor incertidumbre sobre los precios de esta industria en particular, explica. De esta manera, en determinadas circunstancias, como en 1973, el recorte en la producción no fue en sí mismo lo determinante de la escalada en el precio, sino antes bien el pánico de los compradores que se desató a partir de un incremento de la incertidumbre sobre las disponibilidades futuras del petróleo (Adelman, 2004, p. 20).

En contraste con la visión de Adelman, Slade (1980) analiza el comportamiento del precio del petróleo junto con el del resto de las commodities y observa que la suba no podría deberse a los precios de la OPEP y su gestión concentrada de oferta, ya que los mínimos de la trayectoria ocurrieron incluso antes de la crisis de 1973 (Slade, 1980, p. 136).

Alhajji A.F. y Huettner David (2000) en línea con la postura de la OPEP, confrontan tal teoría en igual sentido, al señalar cómo la ausencia de un sistema de cuotas entre 1960 (año de conformación de la OPEP) y 1983 refuta la postura de aquellos que le asignan a la OPEP el estatus de cartel. La implementación del Sistema de Cuotas en 1983 otorgó el carácter de cartel a la OPEP, siendo que muchos analistas observan que el mercado de petróleo mundial justamente se hizo a partir de esos años más competitivo (Alhajji A.F. y Huettner David, 2000, p. 1153).

Asimismo, los autores muestran que nunca la OPEP contó con una participación de mercado mayor al 56% e incluso declinó al 30% en 1985. Señalan por su parte cómo otros carteles de *commodities* cuentan con una participación de mercado de mayor relevancia, situación que también se encuentra en desventaja frente a las Siete Hermanas, que controlaban más del 87% de la producción mundial en 1953 y cerca del 71% en 1972, doce años después de creada la OPEP. Por otra parte, se trata incluso en estos casos de corporaciones que cuentan con una integración vertical, con la que los miembros de la OPEP no cuentan (Alhajji A.F. y Huettner David, 2000, p. 1158).

El trabajo muestra que los bajos precios del crudo para 1998 y 1999 llevaron a una caída de la inversión en las actividades *upstream* y a la falta de mantenimiento de la capacidad instalada. Consecuentemente, la producción de petróleo cayó y muchos yacimientos sufrieron problemas técnicos que a la larga redujeron la capacidad productiva. Cuando los precios subieron, se generó una mayor presión sobre los pozos existentes que llevó a problemas técnicos adicionales y al decrecimiento de la producción (Alhajji A.F. y Huettner David, 2000, p. 1162).

5.5.2. La hipótesis del “objetivo de ingreso” de los países productores

La hipótesis del *Target Revenue* [Objetivo de Ingreso], se encuadra en esta polémica en tanto hace hincapié en el enfoque de las barreras de la inversión antes que en el pico petrolero o agotamiento del recurso, aunque confrontando con la línea de la cartelización (Griffin, 1985). Esta teoría establece que los recortes de los años '70 no fueron un resultado de un comportamiento de colusión de mercado, sino antes bien de cada país exportador enfrentando una caída en su esquema de oferta, lo que llevaría a “objetivos de ingresos” necesarios a nivel nacional para afrontar sus requerimientos de fondos.

Bajo esta visión varios productores de la OPEP fijan su producción de crudo con el objetivo de alcanzar determinados ingresos necesarios para su presupuesto nacional. Si el ingreso por exportaciones supera este nivel objetivo de ingresos deseados, entonces se reduce la producción. Inversamente, si no se recibe el ingreso deseado, entonces aumenta la producción. Cambia de esta manera la pendiente de la curva de oferta típica, que a su vez es resultante de acciones determinadas a nivel local. Esta teoría intenta explicar el comportamiento de los países suponiendo que los mismos no coordinan sus políticas petroleras. O sea, esta teoría indicaría que el cartel no actuaría efectivamente como tal. También de acuerdo a Alhajji y Huettner la OPEC no es un cartel tal como muestra el accionar de Arabia Saudita que se comporta de manera diferente al resto de los países que integran esa organización.

En línea con lo presentado en el Capítulo 1 de esta tesis, observamos que la implementación de cuotas por parte de la OPEP se hizo como respuesta al desarrollo de la competencia y el ingreso de nuevos yacimientos a la explotación mundial, lo que por

su parte deterioró los términos de intercambio de los balances de estos países exportadores de petróleo. Con el tiempo, esta organización -y en base a las nacionalizaciones de sus recursos- pudo rearmarse de nuevos objetivos tales como la deducción de regalías, la eliminación de los descuentos de mercado, la regulación de la producción y la participación estatal, en definitiva, un mayor control interno de la industria petrolera (Zakariya en Urquidi y Troeller, 1977, p. 212).

Las teorías alternativas de la oferta tienen un cambio significativo luego de la crisis del petróleo de 1974. Pero como se mostró a lo largo del desarrollo histórico presentado en el Capítulo 2, luego del derrumbe del precio a mediados de los años '80, y teniendo en cuenta los pocos efectos en el precio que lograron los recortes de producción de la OPEP en los años '90, muchos observadores plantearon que el cártel petrolero había perdido su capacidad para defender los precios del petróleo, aun cuando hayan influido como señala Adelman, en una mayor volatilidad e incertidumbre del mercado.

5.5.3. Cartelización y agotamiento: Peak Oil

Como se expuso anteriormente, hacia fines de los años '90, y a comienzos del nuevo milenio, la cuestión de la OPEP y su comportamiento colusivo pasó a plantearse como un factor a tener en cuenta particularmente en relación a la capacidad excedente o de reserva y las inversiones requeridas, lo que confluye con la postura de los organismos internacionales que se presentó y discutió en el Capítulo 3.

Es por esta razón que también en estos años aparecen visiones donde el agotamiento y la centralización de la OPEP son parte de una unidad, y la caída de la capacidad excedente es tomada como indicador del agotamiento físico del petróleo.

La mayor relevancia de la capacidad excedente de producción como categoría a tener en cuenta en la evolución del precio -como se indicó en el Capítulo 3, en el informe del BID esta variable es utilizada como proxy del precio futuro-, se relaciona con el desarrollo del mercado de futuros del petróleo y encuentra por ello un mayor protagonismo en el enfoque más reciente del Peak Oil, que tiene como referente a Colin Campbell.

La teoría contemporánea del Peak Oil, retoma algunas cuestiones de la originalmente planteada por el geólogo King Hubbert en los años '50. Para esos años, con el objetivo de calcular el pico de producción de petróleo en los EEUU y en el mundo. Hubbert da

cuenta de las leyes físico naturales que implican un mayor consumo del recurso en relación con su reposición por parte de la naturaleza haciendo uso de las leyes de entropía. El reflejo de este progresivo agotamiento en categorías económicas es impreciso en el trabajo de este autor, si bien plantea que la extracción de hidrocarburos continúa hasta que la energía requerida para la explotación iguala a la energía extraída, dando lugar a la categoría de *energía neta* (Hubbert, 1956 y 1982; Campbell 2000).

Tanto en la postura original como en la contemporánea, la cuestión del pico de producción se concentra en la problemática de la contabilidad de los recursos y la propia definición de las categorías a medir para dar cuenta del agotamiento. En lo que concierne al trabajo de Campbell, el autor remarca que las decisiones de inversión de la OPEP y su impacto en su capacidad excedente que muestra una caída, serían señal del agotamiento del petróleo, y por tanto la razón de un inevitable aumento de precios del petróleo crudo frente al aumento de la demanda y el crecimiento demográfico (Campbell, 2002, p.193-196).

Tal como se desarrolló en los antecedentes históricos del Capítulo 1 del presente trabajo, tanto en 1974 como en 1978, los recortes mensuales en la producción por parte de los países de la OPEP no resultaron finalmente en una caída anual de la producción mundial. Antes bien, su efecto fue el de incorporar nuevos yacimientos al esquema mundial de competencia en su oferta. Por el lado de los precios, a diferencia de la suba de 1974, los valores alcanzados en 1979 y 1980 no se sostuvieron en el corto plazo, sino por el contrario cayeron para ser superados transitoriamente recién hacia el año 2007 a precios corrientes (y alcanzados durante algunos meses de ese mismo año a precios constantes). Sin embargo, si bien el año 1973 fue el de mayor participación histórica de la OPEP en la producción mundial del crudo, a partir de ese año comienza a disminuir esta relación, presentando su mayor caída hacia 1979. Es decir, el derrumbe del precio se da junto a la caída de la participación de la OPEP en la producción mundial justamente por el aumento de producción a nivel global.

De esta manera, las visiones que enmarcan las subas (y las bajas) de los precios en la estructura de mercado planteada desde la oferta, distan de realizar un enfoque pleno y

consistente sobre el comportamiento del precio del petróleo, lo que lleva a contradecirse según la etapa en la que se encuentre el mercado¹³.

Como vimos, el enfoque sobre la cartelización bien puede asimilar el concepto de renta por escasez o rechazarlo. Y para el primer caso, en pocas ocasiones aparece en este enfoque la especificidad histórica de restringir la oferta por parte de un cartel. Esta necesidad de mayor apropiación de la renta petrolera sí aparece desde la propia postura de la OPEP y autores afines que remarcan la necesidad de mantener el valor real de los ingresos permanentes de estos estados afectados por la inflación de los países industrializados. Aun presentando la dimensión económica como determinante en las decisiones de inversión, como se mostró en el informe de la OPEP (Capítulo 3) la cuestión del agotamiento bien puede reaparecer como base de tal justificación (ver por ejemplo la Declaración de Argelia). Lo mismo ocurre desde posturas como la del Peak Oil en que la cartelización y el agotamiento parten desde una unidad. De aquí que al modelo conservacionista se lo identifique, como en su momento lo hizo Hotelling, con los intereses de una oferta cartelizada. Identificación que fue reforzada por los intereses norteamericanos de petróleo barato, hasta que en los años '70 reforzó su capacidad de oferta petrolera con el descubrimiento del Gigante Negro en Texas y cambió su rol en el mercado como consumidor/productor de petróleo. Cuestión que se manifiesta en el escenario del nuevo milenio donde la visión contemporánea del Peak Oil retoma una línea donde conjuntamente aparece la posición conservacionista junto a la acusación del cartel de la OPEP como una problemática a considerar. A ello se suma la nueva polémica en torno a un inminente Peak Oil por el lado de la demanda, cuestión asociada por un lado al contexto macroeconómico, y por otro al de mayor eficiencia energética, a las preocupaciones ambientales ligadas al cambio climático y al desarrollo de sustitutos a los hidrocarburos (Dale y Fattouh, 2018).

5.6. El debate teórico de fondo: Lewis Cecil Gray (1914) y David Ricardo (1817)

Las limitaciones señaladas más arriba de las críticas al modelo de Hotelling que hacen énfasis en su invalidación empírica, a las que se suman aquellas visiones que se

¹³ Es interesante en este punto remarcar que luego de la crisis de 2008, entre los años 2008-2010 aumenta la Capacidad Excedente de Producción de la OPEP, y si bien luego vuelve a caer, no alcanza los bajos niveles alcanzados en el año 2002. Esta observación, en línea con lo presentado en cuanto a los indicadores de escasez, muestra la limitación de tal variable para manifestar el agotamiento del recurso.

circunscriben a la cartelización de la oferta de crudo, entendemos que requieren de la revisión teórica del debate conceptual de la renta por escasez. El modelo de Hotelling no profundiza sobre el contenido teórico-conceptual de esta categoría, lo que lleva a remitirnos al trabajo de Lewis Gray, precursor de la modelización realizada por Hotelling, que plantea un debate con la noción del economista clásico David Ricardo de la renta minera, cuestión que señalamos como clave a la hora de profundizar en la comprensión de la renta por escasez y sus limitaciones. –

5.6.1. La “indestructibilidad” como base de la renta

En su artículo “Rent under the Assumption of Exhaustibility” (1914), Lewis Gray señala que la escuela clásica siempre consideró a la renta como una forma de ingreso inafectada, intacta, dado que año tras año el terrateniente puede recibir un ingreso sustancioso sin que decrezca el valor del capital de su inversión. La particularidad de este ingreso, sería por ello, el ser imperecedero frente a su uso (Gray, 1914, p. 466).

Sobre este punto desarrolla una crítica respecto de las modificaciones que tal teoría debiera tener frente a un recurso exhaustivo como el mineral. Su trabajo, que resultó la base para la modelización realizada por Hotelling años después, elabora el contenido del concepto de renta por escasez y sus diferenciaciones y semejanzas con el concepto clásico de renta. Es a partir de este trabajo que se conforma la teoría que entiende a la manifestación de la exhaustividad o agotamiento de estos recursos en un excedente que sumado a la renta tradicional se capitaliza en el tiempo al ritmo de la tasa de interés bajo una senda de equilibrio. Por ello consideramos muy relevante el debate Gray-Ricardo.

En el cuestionamiento presentado por Gray en torno a la utilización de la teoría de la renta de David Ricardo para el caso de los recursos no renovables, el autor expone el contenido teórico que da lugar al surgimiento de la noción de renta por escasez. Sin embargo, desde esta misma polémica planteada por Gray, entendemos que surge también una crítica teórica a la noción de renta por escasez desde una mejor comprensión del concepto de renta elaborado por Ricardo en sus “Principios de economía Política y Tributación” (1817). De esta manera, la conformación del excedente apropiado por el propietario del yacimiento, y por tanto de las expectativas sobre el comportamiento del valor o precio del recurso minero, adquiere diferente contenido y significado en cada una de estas aproximaciones teóricas.

Gray remarca el rol de David Ricardo en la profundización del origen de tal concepto al introducir el economista clásico su definición: “La renta es aquella parte del producto de la tierra que se paga al terrateniente por el uso de las energías originarias e indestructibles del suelo. Se confunde a menudo con el interés y la utilidad del capital y, en lenguaje popular, dicho término se aplica a cualquier suma anualmente pagada por el agricultor a su terrateniente” (Ricardo, 1985, p. 51).

La problemática que enfrenta Gray al concebir la diferencia de la renta de la tierra de otros ingresos como ser la renta proveniente del capital, es que ésta radicaría, según el autor, en que la tierra no se deprecia por su carácter *original e indestructible*, como sí lo hace el capital. De esta manera, la diferencia fundamental radicaría entonces en la distinción entre los conceptos de *tierra y capital*, y de aquí surgirán la de la renta y otras formas de ingreso.

Pero Gray pretende aclarar que esta cuestión podría desestimarse en tanto pueda ser demostrado que la *indestructibilidad* no sería necesariamente la característica que separa a la renta de otras formas de ingreso, dando como corolario el supuesto de la *exhaustividad*. Remarca que no existe una base de la renta que sea inafectada, dado que no hay base posible que no sea susceptible de perder su utilidad, y por ende su capacidad de generar renta. Por ejemplo un cambio en la demanda social puede causar que la propiedad sobre un terreno pierda su capacidad de generar una renta. Con ello Gray subraya la consideración de la propiedad como derecho a un ingreso, no sobre un bien físico en abstracto, sino como reflejo del *servicio o utilidad* que éste brinda.

No obstante el término *indestructible* ha sido empleado por Ricardo en el sentido de que el uso por el cual la renta se paga, no causa la afección de la base de la renta.

Gray continúa diciendo que en el caso de la agricultura es posible aislar el ingreso atribuido a las propiedades consideradas indestructibles de las que no lo son. Cuando los elementos que se agotan son económicamente reemplazables, el gasto de reposición determina el valor de los elementos agotables, y el resto del excedente puede entonces ser considerado propio de las propiedades inagotables. Pero en muchos casos, advierte, sería imposible realizar esta diferenciación. Estos casos de difícil diferenciación entre ambos aspectos, para Gray, serían por ejemplo los que corresponden de forma más contundente a la producción minera, donde la reserva física del recurso, y su valor, se destruye de forma más evidente con su uso. Tratándose de minas, señala Gray, es imposible

diferenciar el valor de las propiedades agotadas del valor de las inagotables, porque el valor del capital de la mina de carbón no es más que el valor presente del ingreso excedente de una mina durante un periodo de tiempo, o sea, el valor presente de la renta total que generará; y esa renta constaría de dos elementos indistinguibles: el retorno por el carbón agotado y el retorno proveniente del valor del suelo del carbón (Gray, 1914, p. 468).

Es decir que contamos con una base original e indestructible (valor del suelo) y otra que sí lo es (valor del carbón). Para Gray la renta, en tanto que se refiere al conjunto de estos “excedentes”, estaría compuesta por la capitalización de ambos componentes.

En contraposición a esta noción, Ricardo advirtió: “La renta es aquella parte del producto de la tierra que se paga al terrateniente por el uso de las energías originarias e indestructibles del suelo. Se confunde a menudo con el interés y la utilidad del capital y, en lenguaje popular, dicho término se aplica a cualquier suma anualmente pagada por el agricultor a su terrateniente” (Ricardo, 1985, p. 51).

Ricardo se anticipa a la posibilidad de que este desdoblamiento del ingreso no sea conceptualmente justificado, lo que permita dilucidar claramente la renta del terrateniente de la ganancia empresarial, más allá de quién es el beneficiario concreto de tales sumas. Y es aquí donde la renta de Gray comienza a alejarse substancialmente de la renta desarrollada por Ricardo, dando lugar a una teoría sobre los recursos no renovables sobre la base de lo expuesto por el autor clásico pero con diferencias conceptuales esenciales.

Gray concluye que bajo la definición de Ricardo la renta entonces puede referirse sólo a una pequeña parte de los bienes naturales, mientras que para los recursos exhaustivos sería imposible distinguir de la renta, el ingreso -considerado como el servicio o utilidad brindado- de los elementos destruibles. Al señalar esto, el autor ve necesaria una modificación de la postura de Ricardo sobre la renta, de manera tal que se evite la necesidad de asumir que la renta se paga sólo por las cualidades indestructibles de la tierra, porque en el caso minero, el recurso natural sí se destruye.

Al partir Gray del carácter abstracto que toda indestructibilidad pueda presentar, realiza una identificación de la renta obtenida por el propietario de la mina como un ingreso que también contiene el del deterioro de un valor que se posee, es decir “destruible”, y que por ello es comparable al del capital, lo cual recobra relevancia para el caso del recurso

exhaustivo sobre lo cual se plasma la principal diferencia que contemplaría la renta minera respecto de la renta agrícola.

Pero bajo una determinada forma de explotación e inversión de capital a la tierra, por ejemplo la rotación de cultivos, la incorporación de nutrientes, fertilizantes, mantenimiento de canales de riego y caminos, es que se preserve el nivel de fertilidad relativo de una tierra determinada. En esto consisten esos gastos de reposición que se deducen del excedente, a los que hace alusión el autor. De esta forma el carácter exhaustivo también existe en el marco de la explotación agrícola, pero sería deducible, mientras que en la producción minera tal reposición es inviable.

Por el contrario, el concepto de renta en Ricardo, consiste en las fuerzas originales e indestructibles en tanto no se presentan de forma ilimitada: “Únicamente porque la tierra no es ilimitada en cantidad ni uniforme en calidad se paga renta por su uso y la magnitud de dicha renta dependerá de la diferencia en la calidad de estas dos porciones de tierra” (Ricardo, 1985, p.53).

Es decir, la renta como ingreso surge en tanto se manifieste como ilimitada determinada fertilidad de la tierra, lo que parte de un desarrollo histórico en tanto el crecimiento de la actividad económica y demográfica requiere según el autor la utilización de tierras que antes no eran necesarias, y que por tanto no portaban renta. El carácter “ilimitado” está aquí puesto desde una necesidad de la demanda respecto de una oferta que no es multiplicable, de lo que surge una renta que por tanto tiene el contenido de ser una renta diferencial.

5.6.2. La renta diferencial en Ricardo

En sus *Principios* David Ricardo expresa como objetivo primordial de su investigación descubrir las leyes de la distribución del producto de la tierra entre las tres clases sociales modernas: terratenientes, capitalistas y trabajadores. La necesidad de una “verdadera doctrina de la renta” (agrícola y minera) es clara frente al evidente monopolio de la tierra, comenzando por el estudio del valor como desarrollo necesario de su determinación (Ricardo, 1985, p.5).

Ricardo expone que los bienes por poseer utilidad, obtienen su valor de cambio de dos fuentes: *su escasez* y la *cantidad de trabajo* requerida para obtenerlos. En el primero de

los casos toma ejemplos de bienes que se destacan por su exclusividad como obras de arte, vinos de calidad peculiar y otros, en donde si bien se trata de bienes que existen en una cantidad limitada, lo relevante en ellos es que ningún trabajo puede aumentar la cantidad de dichos bienes. En este tipo de casos el valor estaría determinado sólo por su escasez. Sin embargo, aclara que se trata de una pequeña parte de los bienes que circulan, mientras que la gran parte de los productos intercambiables obtiene su valor de cambio de la cantidad comparativa de trabajo empleado en cada uno de ellos. (Ricardo, 1985, p.9).

De esta manera, Ricardo determina que las leyes de los precios relativos regirán sobre aquellos bienes *multiplicables*, es decir, reproducibles por el trabajo. No se trata de que el bien contenga trabajo simplemente, sino que una mayor oferta del mismo pueda conseguirse asignando más trabajo a su producción; sólo de esta forma el trabajo se convierte en un determinante de su valor en cambio, y de aquí surge la posibilidad de deducir leyes sobre su movimiento: cuanto mayor trabajo contenido en un bien, mayor valor en cambio y viceversa (Ricardo, 1985, p.10).

Con los productos de la tierra, Ricardo se encuentra frente a la dicotomía de una oferta limitada de la tierra por un lado, y los productos de la tierra que intervienen en el mercado de manera reproducible por el trabajo. La imposibilidad de la reproducción de la tierra a través del trabajo, explica el incentivo histórico a su apropiación, en contraposición con aquellos productos de la naturaleza ilimitados como el aire o el agua. Alude a momentos en la historia en que la inexistencia de renta era reflejo de que dicho límite no se había revelado aún como tal. De dicha apropiación, surge entonces la existencia de un precio o renta de la tierra. En este punto Ricardo se pregunta acerca de la posibilidad de que la propiedad privada sobre la tierra ocasione alguna variación en el valor relativo de los bienes agrícolas o mineros independientemente de la cantidad de trabajo necesario para su producción.

En principio Ricardo señala que con el progreso de la sociedad y la creciente necesidad de alimentos, se inicia el cultivo de tierras menos fértiles generándose la comercialización de aquellas más fértiles, que son limitadas en su oferta. De aquí, la frase del autor citada más arriba que señala que en tanto que la tierra no es ilimitada en cantidad ni uniforme en calidad surge una renta que se define en función del diferencial de la calidad de las porciones de tierra involucradas en la producción. El monto de la renta, consiste entonces en la diferencia de producto que rinde cada terreno frente a una misma cantidad de capital

y de trabajo, expresado en valor, es decir respecto de los bienes que son producidos con destino a ser vendidos y suplir una demanda (Ricardo, 1985 (1817), p.53).

La imposibilidad de existencia, para Ricardo, de dos tasas de utilidades del capital agrícola implementado, es lo que desemboca en el pago de renta en las tierras más fértiles (o yacimientos más productivos) en concepto de renta adicional que surge de la diferencia natural de fertilidades. Éstas serían entonces las fuerzas originarias e indestructibles de la tierra en tanto persistan como tal, y sobre las cuales pueda aplicarse su apropiación.

Ricardo desarrolla así el concepto de *renta diferencial* como única forma de renta, es decir, del ingreso correspondiente al propietario de la tierra o del yacimiento, en tanto ésta actúe como medio o factor de producción. De aquí su expresión: “Dicho cereal no se encarece porque hay que pagar una renta, sino que debe pagarse una renta porque el cereal es caro” (Ricardo, 1985, p.56). En su esquema de renta diferencial en que el peor terreno que determina el valor de cambio del producto de la tierra, no paga renta, concluye que no es la renta la que determina los precios altos, sino que el valor del producto realizado con mayor trabajo -es decir el producido en la tierra que no paga renta-, es el que genera renta en los terrenos más fértiles.

Al concluir Ricardo que la renta no determina el valor relativo de los productos del suelo, reafirma su tesis inicial de la irrelevancia de la escasez en términos de las leyes que rigen este tipo de recursos en tanto que pueden ser multiplicables por el trabajo. Esta capacidad de multiplicar la oferta de los productos del suelo, como vimos en los capítulos anteriores, también se cumple para los recursos mineros por lo menos en los plazos que entran en la valorización del capital empleado, es decir, en la determinación de su precio.

A partir de lo analizado en capítulos anteriores sobre el comportamiento histórico del precio del petróleo y la base teórica de la renta diferencial planteada por David Ricardo, sostenemos que este recurso puede ser multiplicable por el trabajo, es decir, capaz de aumentarse su oferta ante los requerimientos planteados por la demanda, lo que desestima su carácter de escaso o no renovable, al menos en el sentido de que no ha sido manifestado como tal en términos de su valor o precio.

5.6.3. Contenido del excedente: ¿renta por escasez o sobreganancia?

Ricardo reconoce la existencia de cierta escasez temporal en los bienes reproducibles por el trabajo, tanto agrícolas como industriales, y que ésta tiene influencia en el movimiento de sus precios, causado por un desfase temporal entre la demanda y la capacidad de reproducibilidad de los mismos: “En el curso ordinario de los acontecimientos, no hay bien que pueda surtirse por mucho tiempo, precisamente en el grado de abundancia necesario para satisfacer las necesidades y los deseos del género humano, y por consiguiente, no existe ninguno exento de las variaciones accidentales y temporales del precio” (Ricardo, 1985, p.67)¹⁴.

De esta manera, se deben distinguir necesariamente dos categorías para dar cuenta de las fluctuaciones de los precios ocasionados por esta relativa escasez. Ricardo habla del precio natural y el precio de mercado. El estrangulamiento de oferta-demanda en los bienes reproducibles se distinguiría de los que no lo son, en que en los primeros sus valores relativos fluctúan respecto de su precio natural, determinado éste por el trabajo empleado en su producción. En los segundos, los bienes no reproducibles, las variaciones en su valor en cambio dependen de cambios en la riqueza y deseos de quienes desean poseerlos.

Estas variaciones propias de los bienes reproducibles respecto de su nivel natural, que Ricardo las considera “accidentales y temporales” son fuente del movimiento de capitales entre las distintas esferas productivas a fin de dar respuesta a las necesidades sociales expresadas en la demanda. “Sólo a consecuencia de dichas variaciones se aporta precisamente el capital, en la abundancia requerida, y nada más, para la producción de los diferentes bienes que integran la demanda. Al aumentar o disminuir el precio, las utilidades se elevan por encima o se reducen por debajo de su respectivo nivel general, y

¹⁴De aquí el concepto de “cuasi-rentas” que desarrolla posteriormente Alfred Marshall, por el cual realiza una analogía de la propiedad de la tierra con la del capital según sean los plazos de reproducibilidad del bien. Gray expone en su trabajo la crítica a la concepción de renta en Marshall que de aquí se deriva basada en el concepto de propiedad y que no logra diferenciar entonces al capital del recurso no renovable como el minero.

el capital o bien resulta estimulado a participar en el empleo particular donde ocurrió la variación, o se le previene que debe abandonar dicho empleo” (Ricardo, 1985, p.67).

Para Ricardo, este tipo de variaciones de los precios respecto de sus niveles *naturales* tienen corta vida por la tendencia a la igualación de las tasas de utilidades. Así, la escasez aparece en el análisis de Ricardo como una categoría relativa a la necesidad social expresada en la demanda, y por tanto coyuntural, ya que la escasez es subsanada por la asignación de capital y trabajo a la producción. No relaciona a partir de ello el ingreso adicional bajo la forma de ganancia que implica el precio por encima del natural con la renta propiamente dicha, como sí ocurre en el caso del concepto de renta por escasez, donde para sus autores no se trataría de una cuestión coyuntural entre la oferta y la demanda sino más bien de un fenómeno estructural por el inevitable agotamiento de los recursos exhaustibles.

Por todo lo anterior, para Ricardo este tipo de excedente adquiere la forma de “elevadas utilidades” donde no habría una renta que funcione como garante de la igualdad de la tasa normal (Ricardo, 1985, p.91). Justamente, para el autor la renta surge de la apropiación de la tierra, y consiste en la transferencia de valor que de no realizarse no se reduciría el valor del producto de la tierra sino que sólo “permitiría a algunos granjeros vivir como caballeros” (Ricardo 1985 p.56). De aquí se deduce, por un lado, que para Ricardo la fuente de la renta es el excedente del cultivador por características excepcionales que posee la tierra apropiada por el terrateniente. Mientras que los desfasajes que competen a la escasez vinculada al fenómeno de la propia competencia e interacción entre oferta y demanda asociados a la incorporación de capital en cierta rama productiva, forman parte del ingreso excedente del capitalista (inversor) que en tanto excedan la tasa usual de ganancia serían considerados “sobreganancia” y tendrá carácter coyuntural en la medida en que una mayor inversión posibilite una mayor oferta del producto. De aquí que en estos casos considere que sus efectos son sólo temporales (Ricardo, 1985, p.91).

Sobre esta base, podemos trazar una analogía con el acontecimiento de la suba de precios del petróleo crudo respecto de los costos, que contiene un beneficio o ganancia por encima de la usual. Esta interpretación se diferencia del concepto de renta por escasez, que interpreta a esa suba de precios respecto de los costos como la expresión del agotamiento del recurso, lo que a su vez debiera corresponderse al horizonte final de la disponibilidad física del mismo.

5.6.4. El alejamiento de Gray respecto de la teoría clásica de la renta

Si analizamos el texto de Gray a la luz del concepto de renta diferencial expuesto por Ricardo, y tomamos en cuenta que Gray incorpora en el concepto de renta el beneficio o los intereses del capital incorporado, podemos concluir que este último autor toma algunos elementos de la teoría de la renta de Ricardo, pero deja de lado su teoría del valor, por lo cual no elabora un concepto de renta ricardiana.

En Ricardo, la determinación del precio se define en relación con la capacidad del trabajo de hacer multiplicable al producto. En Gray, el valor surge de la concepción del servicio o utilidad brindado por el bien (carbón) lo que lo lleva a elaborar una categoría que se contradice con lo esencial de la renta ricardiana, llegando a incurrir en un círculo explicativo con respecto a que determina el valor del carbón, dado que para Gray este último está determinado por el valor presente de ese excedente acumulado, es decir por la propia renta.

Volviendo a la cuestión de la indestructibilidad de la renta y la comparación que hace con la renta agrícola, Gray establece que el agotamiento en una locación específica puede ser prevenido mediante la reposición de otros elementos de la misma especie en el lugar en que fueron removidos. En algunos casos, explica Gray, dicha “prevención” puede requerir de un adicional económico, y en otros no (como podría ser por ejemplo la rotación del suelo). Como consecuencia, cuando el agotamiento es prevenible, siempre que sea beneficioso incurrir en gastos extras para ello, no afecta seriamente a la teoría de la renta de Ricardo. El gasto extra puede considerarse parte del gasto inherente al proceso de producción o puede imputarse a la tierra y deducirse de su retorno neto. En ambos casos la renta, luego de las deducciones correspondientes, no variará. Pero cuando hacerlo no es rentable, o incide en el retorno total, o incluso es imposible, ahí se alteraría la teoría de la renta en Ricardo. Dicho esto, Gray establece que en los casos donde la prevención de la exhaustividad es imposible o no es rentable, un reajuste considerable de la doctrina de la renta es necesario.

Como se señaló para el caso de los recursos exhaustibles, estaría predeterminada la existencia de una renta a obtener durante un lapso de tiempo limitado. Señala Gray que, si por alguna razón, el dueño de un valuado depósito de carbón puede obtener menos beneficio con la inmediata extracción y venta del carbón antes que esperar para hacerlo

en algún tiempo futuro, será beneficioso posponer la utilización. La base de ello sería la expectativa de una alteración en el precio del carbón. Si el precio está aumentando y se espera que esta tendencia continúe, el dueño de la mina preferirá sacar poco carbón en el presente. Y esto es así porque los recursos a su disposición son limitados. Esto no sucedería si la base de su ingreso fuese perpetua. Asimismo, una baja del precio de aquellos factores que entran en los gastos de producción, hará más beneficioso la postergación de la extracción. Por el contrario, una caída en los precios del producto o un incremento en los costos generan una rápida utilización del recurso (Gray, 1914, p. 470-471).

De acuerdo a la teoría de la renta de Ricardo -interpreta Gray- el terrateniente encontrará favorable adicionar unidades de trabajo y capital en una superficie dada de tierra hasta el punto en el cual la última unidad iguala el producto obtenible por la utilización de la tierra marginal. Frente a la exhaustividad del recurso natural, sin embargo, se sigue un curso diferente. El dueño de la mina si está dispuesto a esperar por el retorno por su carbón, puede posponerlo para una extracción futura de todo el carbón por sobre la cantidad que puede ser removida al mínimo gasto promedio por tonelada (Gray, 1914, p. 472).

Gray agrega que la influencia de la tasa de interés ha sido por lejos desestimada. La tendencia del propietario a posponer la extracción que de otro modo debería haber sido extraído frente al crecimiento del gasto promedio por tonelada, está contenida por el hecho de que el valor presente del retorno de la extracción futura es disminuido por el descuento sobre el futuro (Gray, 1914, p. 474-475).

Consiguientemente, el autor presenta una tabla que muestra el método para determinar la tasa de utilización como resultante de dos factores que generan fuerzas antagónicas en las decisiones de extracción: la caída de la productividad tomada de los rendimientos decrecientes presentados por Ricardo, y el descuento sobre los ingresos de la extracción futura.

El descuento, por tanto, afectaría la tasa de uso o de extracción del recurso. Ante precios más altos, la magnitud del retorno neto por cientos de toneladas, tanto en el presente como en el futuro, debe crecer en el equilibrio en la misma cantidad.

Este desarrollo encarado por Gray y la senda de equilibrio que surge de este comparativo basado en el supuesto conocimiento de los recursos disponibles de un yacimiento y la proyección de su agotamiento en un horizonte de tiempo determinado, donde estos

recursos se supone que se valorizan en base a su progresiva escasez, siendo el ritmo de esta progresión en el equilibrio determinado por la tasa de interés, será la argumentación del modelo que formalizará años después Harold Hotelling y que determina la evolución creciente en el tiempo de la llamada *renta por escasez*.

Luego de presentada la cuestión sobre la decisión intertemporal típica de este tipo de recursos, Gray pasa a discutir el concepto de regalía minera [*royalty*], considerada como el canon o derecho que cubre el valor del mineral extraído (Gray, 1914, p. 481), criticando que ella sea considerada como un concepto aparte de la renta propiamente dicha correspondiente a la dimensión no agotable de la renta minera, lo que sería la renta sobre la propiedad del suelo. De aquí la posterior diferenciación con Ricardo.

En el Capítulo 2 *Sobre la renta* de los *Principios* de David Ricardo, el autor intenta refutar la concepción de que el alto precio es el que genera renta, remarcando la persistente confusión de la renta con las utilidades del capital aplicado a la tierra, en parte porque éstas son comúnmente también abonadas por el agricultor al terrateniente¹⁵. Al criticar a Adam Smith por sostener que es el elevado precio de la madera por una alta demanda el que genera renta, el autor refuta tal visión diciendo que el capitalista paga porque recupera lo pagado más una utilidad, mediante la venta de la madera. Y explica, lo que se pagó, no fue por la libertad de cultivar árboles, lo que sería la propiedad de obtener renta en el futuro, sino que se pagó por la libertad de extraer esos árboles y venderlos. O sea, no paga por la compra de la tierra, sino que el arrendamiento implica un pago por el permiso de extraer y vender lo que de ella proviene.

“[Lo cual] no tiene ninguna relación con las energías originarias e indestructibles de la tierra. Esa es una diferencia de suma importancia para cualquier investigación referente a la renta y las utilidades, pues bien se advierte que las leyes reguladoras del progreso de la renta son muy distintas de las que regulan el progreso de las utilidades y que raras veces operan en la misma dirección” (Ricardo, 1985, p. 52).

De esta manera, Ricardo advierte “cuando hable de renta de la tierra, deseo que se entienda que hablo de la compensación que se paga al propietario de la tierra por el uso de sus energías originarias e indestructibles” (Ricardo, 1985, p.52).

¹⁵Se trata en estos casos de aquellas mejoras incorporadas a la tierra por los propios terratenientes.

Así aparece implícitamente en Ricardo la consideración del mineral como un producto multiplicable por el trabajo, no ocurriendo lo mismo con el yacimiento en sí mismo, o el terreno como sucede análogamente con los productos de la tierra. De esta manera el agotamiento del recurso (y su alto precio por la demanda) no entra en la determinación de la renta minera propiamente dicha. Y en el caso del ejemplo si lo que arrienda ofrece una renta mayor por el terreno ya cultivado/arbolado, el terrateniente en realidad estaría obteniendo intereses por el capital incorporado para su explotación.

Pero Gray entiende aquí que Ricardo estaría reconociendo en el pago anual al terrateniente por el valor del mineral el abono de una renta diferenciada de aquella correspondiente a las fuerzas indestructibles del suelo. Remarca que Ricardo en el Capítulo 3 siguiente *Sobre la renta de las minas* desarrolla una doctrina entonces diferente donde parece revisar su previo rechazo a que el retorno de las minas o bosques sea clasificado como renta. Y así su tratamiento sobre el tema es meramente una extensión de la discusión sobre la renta agrícola sin modificaciones (Gray, 1914, p. 482).

Pero, por el contrario, lo que Ricardo hace en este capítulo 3 es reforzar su teoría por la cual el valor está determinado por el trabajo y no así por los ingresos que componen la distribución del valor entre las diferentes clases sociales. De esta manera en términos de la esencia del valor y de la esencia de la renta y la ganancia, no habría razón para que exista diferencia alguna con la producción agrícola. Así ratifica su postura en este capítulo: “Los metales, al igual que las demás cosas, se obtienen mediante el trabajo. En realidad, la naturaleza los produce, pero es el trabajo del hombre el que los extrae de las entrañas de la tierra, y los acondiciona para nuestro uso. Las minas, como la tierra, pagan generalmente una renta a su propietario, y dicha renta, como la renta de la tierra, es el efecto y nunca la causa del alto valor de su producto. Si hubiera abundancia de minas igualmente fértiles, que cualquiera pudiera apropiarse, no produciría renta; el valor de su producto dependería de la cantidad de trabajo necesario para extraer el metal de la mina y colocarlo en el mercado” (Ricardo, 1985, p. 64).

Y de aquí que consideramos errada la conclusión de Gray de que Ricardo revise lo estipulado previamente negando que el retorno de las minas pueda ser considerado parte de la renta si nunca lo planteó de esta manera. Gray señala que la ley sobre la renta minera estipulada en este Capítulo 3 de los *Principios* sería la correcta especialmente el punto en que la totalidad del retorno neto de una mina es renta, lo que por tanto incluye la renta

por las energías indestructibles del suelo y el valor del mineral exhaustible, que se correspondería para Gray con la llamada regalía.

Para Ricardo, el retorno considerado como ganancia está claramente diferenciado de la renta, y si el retorno sobre la venta de un producto del suelo es visto como el valor por el cual se vende, éste debe contener la ganancia *usual y ordinaria*, y el diferencial será la magnitud de renta diferencial que corresponda al propietario de la tierra por el uso de las energías originarias e indestructibles. Lo que se encuentre por encima de este valor, podrá ser apropiado por el terrateniente bajo la forma de renta, pero no es ella en esencia, sino que se trata de un excedente por encima de la tasa usual de ganancia que no está comprendido dentro del precio natural determinado por el trabajo, sino de un precio de mercado que sólo puede encontrarse por encima del primero por cuestiones coyunturales de desajustes en la relación oferta-demanda.

Puede entenderse que para Gray el problema es que la definición de Ricardo es incompleta en tanto que las fuerzas originarias en este caso son exhaustivas, no son “indestructibles”, y que por tanto el excedente que puede generarse pueda ser también considerado parte de la renta, pero éste excedente no sería nunca para Ricardo un incremento del precio natural, en la medida en que el mineral es considerado por él como un producto reproducible por el trabajo dentro de un lapso determinado de tiempo. Y siendo que la teoría clásica del valor presupone al trabajo como creador del mismo, y que su teoría de la renta y su teoría del valor que conforman los dos primeros capítulos de su obra, base del posterior desarrollo, este incremento sería resultado de una redistribución del excedente creado en donde la relación oferta-demanda determina un precio de *mercado* por encima del *natural*. De aquí que este excedente dependa de las relaciones entre los diversos capitales, y no, de los diferentes propietarios de las minas. Se trataría entonces de una sobreganancia o ganancia extraordinaria y no de la renta por escasez o su componente de regalía minera tal como la llama Gray.

Para Gray esta explicación dual sobre la renta que concibe al retorno o beneficio como una suma entre renta y regalía, considerando esta última como algo separado de la primera, adolece de falacias en tanto que ésta última no sería más que un cargo por depreciación que resulta de capitalizar una serie finita de ingresos, y en este caso sería la capitalización del propio excedente, con lo cual también sería un retorno neto, y por ende también sería renta (Gray, 1914, p. 483).

Para explicar esto, el autor cita a Böhm-Bawerk, quien en su obra *The Positive Theory of Capital* (1891) muestra que cuando la sucesión de ingresos, considerados como el retorno neto sobre un bien durable, se considera interminable (bienes durables como la tierra o una mina), el valor actual del ingreso más remoto en el tiempo equivale a cero. En estos casos, el ingreso en el presente lo considera puro interés, y consistirían en los servicios provistos por el bien. Cuando los ingresos sucesivos futuros son, en cambio, susceptibles de terminarse, tratándose de bienes durables productivos tales como una máquina, el ingreso presente se divide en dos partes: del total del ingreso neto en el presente se sustrae el valor actual de esa porción del ingreso cuyo incremento se remonta más lejos, llamado fondo de depreciación o cargo, que refleja la desvalorización del bien por su uso, y el resto es el interés (Böhm-Bawerk, 1930 (1891), p. 360).

En base a este desarrollo, Gray hace una analogía del valor del carbón que es agotable con el de un bien durable productivo, caso en el que según Bohm-Bawerk existe una relación dual en las relaciones de interés. Por un lado, brinda interés como parte del capital circulante, esto es el interés brindado por su transformación en un producto final, y por otro lado por ser un bien durable en tanto que su valorización se aproxima al presente (Bohm-Bawerk, 1930 (1891), p. 360).

Gray sostiene que la renta minera cubre también este aspecto dual, donde la regalía es el producto del proceso de capitalización del valor de este carbón determinado por el interés o servicio brindado por el uso del mismo, a lo que se le sumaría la renta por el propio uso de la mina. Y de esta forma la decisión intertemporal sería sobre un total de excedente que comprendería según Gray ambos aspectos, donde el correspondiente a ese fondo de depreciación configurado por el valor del carbón, tiene por tanto la posibilidad de ser depreciado a través de esta decisión intertemporal vinculada a la tasa de interés.

Para el autor considerar que la ley de la renta determina sólo el monto que queda en el presente luego de sustraer el monto de depreciación implica confundir el proceso de capitalización del excedente de renta con las condiciones que determinan la renta en sí misma. Ese monto, considerado renta económica de la mina, a diferencia de la llamada regalía, es obviamente una cantidad que varía conforme a la evolución de las tasas de interés y del horizonte de agotamiento. La verdadera renta en el presente no es simplemente ese monto; consiste más bien en el excedente total, que se determina por la diferencia entre el producto bruto en el presente y los gastos de producción (Gray, 1914, p. 484).

Su objeción es que se denomine *renta* sólo al *residuo* de la sustracción de la llamada regalía, en la medida en que la suma de ambos componentes conformaría un retorno total neto por sobre los gastos de producción. Por ello no se trata sólo de una cuestión nominal. Según Gray existe mucha confusión sobre esto, porque la mayoría de los escritores consideran que las regalías “entran en el precio”, al ser considerado capital que debe ser reemplazado (por su analogía a un fondo de depreciación) y por tanto son determinantes de su valor, y la llamada renta no (es el excedente). Mientras que para Gray todo ello es renta, tratándose de un excedente que depende del horizonte de agotamiento, y que aunque se comporte como un bien productivo durable no lo es porque no es factible de ser repuesto. Gray sintetiza su visión asumiendo que todo este excedente es renta, porque en este caso se trataría de recursos exhaustivos. En su visión, de las dos soluciones que Ricardo aplica al problema, la idea de que la renta de una mina o bosque comprende la totalidad del excedente por sobre los gastos de producción, es la explicación más correcta. Al mismo tiempo, Ricardo no estaría justificado de extender su teoría de la renta a los agentes naturales exhaustivos sin modificaciones, especialmente cuando el soporte de renta es exhaustivo y no es sujeto de ser repuesto.

Concluye así que la renta económica real de tales recursos comprende la totalidad del retorno neto del recurso generador de renta, incluyendo la tan llamada regalía (Gray, 1914, p. 489).

5.7. Algunas consideraciones adicionales sobre la renta minera

Al observarse el comportamiento específico de la renta minera, podemos ver que al igual que en la agrícola, se trata de un excedente apropiado por el dueño de la tierra, poseedor del monopolio de la propiedad de fuerzas naturales escasas, en este caso yacimientos minerales. La diferencia obtenida por los distintos yacimientos, ya sea por su magnitud, calidad del mineral extraído o las facilidades en su extracción, dan lugar a la conformación de una renta minera diferencial.

Existen sin embargo algunas particularidades en este tipo de renta. En primer lugar, a diferencia de la producción agrícola, la tierra destinada a la extracción minera está altamente condicionada al mineral por ella ofrecido, mientras que la tierra destinada a la producción agrícola bien puede, dentro de ciertos límites ofrecidos por las particularidades climáticas y geográficas, presentar cierta flexibilidad entre los distintos

tipos de cultivos posibles de realizar, incluyendo a la ganadería como opción alternativa. Es por ello que por lo general el cultivo que ofrece una mayor renta, determina la renta agraria para el resto de los productos de la tierra. Existe por tanto una mayor interdependencia entre las diferentes actividades agrícolas, mientras que en la minería, por lo general las rentas se determinan en torno a cada mineral en particular¹⁶.

Asimismo, existe una diferencia de mayor relevancia entre la renta agraria y la minera. La tierra para cultivo se presenta en primera instancia como una fuente inagotable de producción en el largo plazo, y no así la minera. Las campañas de cosecha se suceden dando lugar al surgimiento y agotamiento de la renta proveniente de cada una de ellas, siendo el origen de la interrupción en su oferta las cuestiones climáticas o el retiro de las tierras para la producción por parte de los terratenientes o dueños de yacimientos. En la producción agropecuaria frente a tal acción, se encuentran con la imposibilidad de realizar su renta hasta la campaña subsiguiente (de aquí que la opción especulativa más atrayente en estos casos sea más bien la del acopio de granos). En el caso de la minería, los recursos probados de un yacimiento en particular sobre la base de la tecnología disponible en cuanto a conocimiento y posibilidad de extracción de esos recursos, presenta la proyección de una fuente agotable de riqueza en un plazo determinado. De esta manera si retiran los yacimientos de la producción, no se genera renta para ese período, pero ésta misma puede ser realizada con posterioridad, donde por tanto la decisión intertemporal y el valor presente del ingreso futuro al posponer la explotación, adquiere otra significancia económica (Iñigo Carrera, 2007).

Las particularidades en torno a esta decisión intertemporal del inversor minero individual respecto a la posibilidad de su explotación futura de un yacimiento en particular, generan las condiciones para el desarrollo del concepto de renta por escasez, pero específicamente se transforma en tal, a partir de la hipótesis de un mayor precio futuro debido al agotamiento general del recurso disponible que es el que determinaría un precio creciente. Pero esta relación presenta una confusión. Si las mayores dificultades de extracción por el agotamiento de un yacimiento en particular se manifiestan en un aumento del costo

¹⁶Cabe mencionar que para el caso que nos compete en la producción de hidrocarburos, existe una relación indirecta entre la renta petrolera y la gasífera. El gas natural se obtiene como resultado de la exploración de petróleo, es decir que el costo inicial de exploración no es computado a la producción de gas en tanto ésta tiene como objetivo el descubrimiento de petróleo cuya renta es mayor. Podría decirse que la renta del petróleo subsidia una mayor competitividad del gas, que sin embargo encuentra en el mercado regional las dificultades físicas de su distribución fuera de ciertos límites geográficos.

marginal, necesita ello subsanarse con mayores niveles de inversión de exploración, o de desarrollo y explotación, a través de mejoras tecnológicas que den lugar a por ejemplo a la recuperación secundaria y terciaria. Sin embargo, como se desarrolló previamente, esto también puede ser considerado típico de cualquier industria que alcanza una saturación de la capacidad de oferta en la producción del bien, para luego readecuarse a los nuevos niveles de producción y tecnología aplicada. Pero por otra parte, este condicionamiento que se establece en relación a cierta capacidad instalada, no tiene indefectiblemente una relación directa entre el agotamiento del recurso en general que a su vez se refleje en el aumento del precio, y menos aún en el beneficio neto como sostiene la teoría de los no renovables.

5.8. Conclusiones

El modelo de Harold Hotelling define una senda de equilibrio de mercado donde el agotamiento del petróleo afecta progresivamente el beneficio neto. Este último refleja la evolución de la renta por escasez, la cual crece al ritmo de la tasa de interés, y así determina las decisiones intertemporales del productor (decisiones de “explotación óptima del recurso no renovable”).

La evidencia empírica del mercado petrolero dista de reflejar una tendencia creciente en el precio de modo sostenido como contrapartida del incremento progresivo de la explotación de hidrocarburos como predice el modelo de Hotelling. Con la caída y estancamiento del precio observada posteriormente a los años del trabajo de Hotelling (años '50 y '60), y ante la suba de precios de los años '70, su trabajo fue retomado por numerosos autores que buscaron conciliar este modelo con la evidencia empírica, incorporando otros aspectos de la explotación petrolera.

Estas revisiones se enfocaron en la aparición de sustitutos, y en diversos aspectos que hacen a la incertidumbre sobre la magnitud de las reservas y la futura demanda, afectando las inversiones. Se ha discutido que en tanto se centraron en el aspecto empírico sin cuestionar el contenido teórico de la renta por escasez, estas versiones modernas del modelo de Hotelling mostraron sus limitaciones frente al derrumbe de precios de los años '80, encontrando en la teoría de los precios en forma de U, la posibilidad de diferir la

aparición del sendero creciente de precios hacia un horizonte de agotamiento futuro donde se manifestaría la tendencia creciente de la renta por escasez.

Si bien estas revisiones consiguen avanzar en la inserción de cuestiones muy relevantes para el comportamiento del mercado petrolero, tales como la inversión en exploración, y la relativización de la escasez del recurso como aspecto económico determinante del precio, no logran plantear un nuevo modelo o teoría alternativa que logre efectivamente contribuir a explicar y predecir el funcionamiento real del mercado petrolero. Otra limitación importante es la imposibilidad de estas revisiones de identificar un conjunto de variables que puedan reflejar y demostrar una progresiva e inevitable escasez física del recurso de modo de testear y eventualmente validar el rol que le asignan a la escasez o al agotamiento físico en la determinación de los precios del petróleo.

Vimos además que el propio nivel de reservas y por ende la disponibilidad física del recurso no son variables externas a la dinámica del sector, sino que como desarrollaron algunos autores (como, por ejemplo, Robert Pindyck), son consecuencia del propio nivel de inversiones, en tanto que éstas pueden incrementar el nivel de reservas probadas y así extender los plazos de agotamiento, y también por otro lado permiten incrementar la productividad de la industria y sus tasas de explotación. Es así que entra en juego en la propia redefinición lo que se encuentra incluido en el mismo término de reservas probadas¹⁷. De aquí la conclusión de que la propia noción de incertidumbre está también asociada y es efecto de los niveles de inversión de capital destinados a aumentar la capacidad productiva del sector.

Al rescatar el modelo de Hotelling para su verificación empírica en plazos más largos (desde una postura más de tipo futurista antes que probada y verificada con la evidencia histórica) se busca reafirmar la potencia del agotamiento como determinante del precio de estos recursos y finalmente se reconoce la imposibilidad de probar empíricamente la existencia de la renta por escasez hasta el momento. Por todo lo anterior, consideramos que las revisiones del modelo de Hotelling no aportan a la comprensión del fenómeno de suba de precios y el bajo ritmo de aumento de la capacidad observada a partir del año 2003.

¹⁷ Como ocurrió con la incorporación del petróleo no convencional a la contabilización total de las Reservas Probadas mundiales.

Recalcamos, en este sentido, la posición de Jeffrey Krautkraemer frente a las limitaciones de analizar el agotamiento del recurso a partir de indicadores de carácter económico. Por ello concluimos que la escasez en términos económicos y coyunturales es la que se expresa en el mercado sin tener que ser por ello interpretada como manifestación de agotamiento, y en su versión más elocuente, el “fin de la era petrolera”. Este autor muestra así que las limitaciones no aparecen sólo en la consideración del aumento del costo o del precio, sino también en la del precio en relación al costo, esto es, en el beneficio neto, que bien puede reflejar situaciones coyunturales del mercado. De aquí entendemos que la preconcepción de la escasez como una variable ligada a variables físicas (stock del recurso en términos absolutos), o sea desligada de su aspecto económico (escasez relativa en términos de oferta y demanda del mercado), no sólo lleva a la debilidad empírica del modelo de Hotelling sino que también refleja la debilidad del propio concepto de renta por escasez (que no se manifiesta por su inexistencia).

Posteriormente, se consideran explicaciones alternativas al agotamiento. En primer lugar, algunas revisiones a las explicaciones basadas en la escasez, abren paso a la identificación del aumento de precios en relación con los costos como un indefectible mayor poder de mercado por parte de la OPEP. En este punto se abren dos corrientes, las que sostienen que la renta por escasez no existe, sino que se trata de una mayor centralización de la oferta y mayor poder de mercado por los países productores, y por el otro las que enmarcan una unidad entre ambos aspectos: agotamiento y cartelización. Mostramos en este apartado y también en el desarrollo de capítulos anteriores, la limitación empírica e histórica de estas visiones que hacen hincapié en la manipulación de la oferta por parte de la OPEP como el principal determinante de las históricas subas de precios del crudo. Siendo además que la noción que explicaría tal concentración según algunos enfoques - como ser la teoría del Peak Oil- sería el propio agotamiento, para lo cual utilizaría como reflejo empírico a la caída de la capacidad excedente, sin dar cuenta de la dimensión económica de este indicador.

El agotamiento de los recursos naturales, o la llamada escasez que reflejaría el agotamiento como un problema de insatisfacción de necesidades en abstracto, se vincula, por el contrario, a las inversiones y a los niveles de consumo corrientes. Es decir, la noción de escasez se refleja únicamente en términos relativos a la forma y cantidad en que esos recursos son explotados y consumidos en el período en cuestión.

De aquí que la revisión del propio concepto de escasez es importante para completar la crítica a la teoría de los recursos no renovables, por lo que avanzamos en analizar el debate teórico de fondo que se circunscribe a la noción sobre la renta por escasez en Gray versus la que se deriva de la obra de David Ricardo. Siendo que Gray no toma al valor del carbón como un valor generado por la propia producción, sino como el valor presente de la capitalización de un excedente respecto de los costos productivos, surge la determinación del mismo por un fondo de depreciación dada la existencia limitada de los intereses que provee el mineral y que pueden ser explotados de manera óptima bajo la consideración intertemporal en base al horizonte de su agotamiento.

La decisión intertemporal y su impacto sobre la valuación de la mina y por ende sobre la renta, es por tanto considerado por Gray como un resultante del carácter escaso del carbón, donde aparecería este valor y la regalía como componente de la renta, por el servicio o compensación brindado durante un lapso determinado de tiempo. Es por ello que la considera como una proyección de la teoría de Bohm Bawerk sobre los bienes durables productivos, lo que se contrapone a la concepción de renta de Ricardo donde la renta es un excedente de valor por sobre la tasa usual de beneficio. Sobre esta base planteada por el autor clásico, todo excedente por sobre ese valor, y que se encuentre determinado como resultado de las condiciones de oferta y demanda coyunturales, no sería renta sino una mayor apropiación de ganancia de un capital por sobre el resto de los capitales sobre los que recae este incremento del precio.

Tomamos así la determinación de la renta planteada por la teoría clásica, en tanto que el carbón -y para nuestro caso el petróleo- en cuanto entra en su valorización no se manifiesta como un bien escaso, sino capaz de ser incrementada su producción frente a los requerimientos de la demanda. Desde este razonamiento es que puede ser también entendida la sobreproducción de crudo y la consecuente caída de su precio, incluso frente a un incremento de su agotamiento físico en términos absolutos, lo que anula la manifestación y existencia de una renta por escasez.

Presentar la contraposición teórica del concepto, donde por un lado aparece un precio por sobre los costos acrecentándose por el agotamiento físico, y por el otro este mismo excedente tratado como una sobreganancia coyuntural del capital minero aplicado, desenmascara la diferencia sustancial sobre el concepto de escasez. Por un lado, ésta es

considerada en términos físicos y absolutos, y, recae en un círculo explicativo a la hora de ser determinante en el origen del valor del mineral, y por el otro lado la escasez es considerada en términos específicos de la coyuntura económica, y relativa por tanto a la capacidad de acrecentamiento de su oferta en relación a una demanda. Es este caso, el que sostenemos se evidencia a través de lo empírico e histórico y demuestra consistencia teórica, donde por tanto no sería el agotamiento en sí, sino el comportamiento de las inversiones lo que desemboca en un problema de escasez relativa de recursos (considerada a partir de las categorías económicas resultantes).

De aquí que entendemos que la base de la teoría ricardiana no es ajena a los recursos no renovables, en tanto se comprenda que su escasez o limitación física no se refleja en su precio en la medida en que el capital sea capaz de reproducirlo en vistas a una demanda existente. Consecuentemente, cualquier apropiación adicional de valor por parte del capital minero no debe ser concebida como renta, sino como el resultante de las fuerzas de mercado que operan de igual manera en el conjunto de los recursos o bienes que se valorizan en la economía.

CONCLUSIONES FINALES

A continuación se presentan las conclusiones de esta tesis. En primer lugar, se sintetiza el recorrido realizado, delineando los principales ejes temáticos desarrollados a lo largo de los diferentes capítulos y poniendo en relieve la relación entre ellos. Posteriormente, se identifican los aportes realizados a partir de dicho análisis. Por último, se plantean algunas reflexiones finales sobre el trabajo y su perspectiva.

1) Recorrido de la investigación

Luego de introducir la temática general y definir el período analizado y la metodología a emplear en el Capítulo 1, la tesis comienza el análisis orientado a identificar los principales rasgos que caracterizan al período de suba del precio del petróleo que tuvo lugar entre 2003-2008.

a) Caracterización del período analizado – hechos estilizados

Primeramente, en el Capítulo 2 se procedió a identificar y analizar una serie de hechos estilizados que caracterizaron la suba del precio del petróleo en el período 2003-2008 y a compararlos con los rasgos principales que mostraron las subas de los años '70. A partir de este análisis, se trabajó sobre sus semejanzas y diferencias.

Dentro de estos hechos estilizados, se detecta una progresiva disociación entre la suba de precios y la incorporación de nuevos yacimientos de hidrocarburos a las reservas globales probadas para el período 1990-2008. A partir de ello, se identifica la importancia de considerar el ratio inversión en exploración/total de inversiones como variable clave.

Posteriormente, se identificó como relevante el considerar la etapa del ciclo económico donde ocurrió el período de crecimiento de precios. Este hecho estilizado refiere, por un lado, al impacto de la variación en el nivel de actividad (PBI mundial) sobre el incremento de la demanda. Y por otro lado, en función de ello, identificamos que si un aumento en la demanda (precio) ocurre con posterioridad a significativas caídas en el crecimiento

económico, la oferta mostrará una reacción inversora diferente a lo que hubiera ocurrido luego de un aumento en los niveles de actividad.

Esta explicación basada tanto en la identificación como en el análisis del comportamiento de las principales variables que marcan la dinámica económica del sector, fue contrastada con las explicaciones ofrecidas por informes elaborados por diversos organismos internacionales especializados en análisis del sector petrolero, los cuales en su gran mayoría caracterizan y distinguen la suba de precios 2003-2008 como resultante esencial de la creciente escasez (agotamiento inminente) del recurso, tal como se analiza en el Capítulo 3.

Una vez identificados el período y el fenómeno bajo análisis, los hechos estilizados de evolución sectorial y las principales explicaciones habitualmente ofrecidas en los primeros tres capítulos, a partir del Capítulo 4, el análisis de la tesis se orientó a verificar si la evidencia empírica validaba, o no, la hipótesis aquí postulada de suba de precios como resultante de la desinversión relativa en la incorporación de nuevas reservas probadas al esquema de producción mundial de crudo.

b) Análisis empírico del comportamiento de la inversión

El análisis empírico, abordado en el Capítulo 4, valida la hipótesis de un cambio en la relación entre precios e inversión, al tomar a la inversión en exploración respecto de la inversión total como la variable dependiente. Tal como se postuló, se verifica el disímil comportamiento de esta componente de inversión respecto del precio del petróleo a partir de los años '90. Entre los determinantes del comportamiento de la inversión a partir de estos años se identifican tanto variables relativas al sector (precio del crudo), como también algunos determinantes de carácter financiero que se presentaron como opciones de inversión en activos económicos alternativos de mayor liquidez. Caracterizando a este período posterior a los años '90 como un período postcrisis junto a las transformaciones en la estructura de mercado observadas, se logró demostrar la tendencia a invertir en explotación antes que en exploración (ante esta preferencia por mayor liquidez y menos riesgo), lo cual repercutió en un estancamiento de las reservas probadas de petróleo a nivel mundial.

c) Análisis crítico de las explicaciones que ofrece la literatura especializada para la suba de precios 2003-2008

Luego de la presentación de los hechos estilizados en que se observan cambios en el comportamiento de la inversión y su impacto en la evolución de las reservas probadas y la capacidad excedente de los países de la OPEP, en el Capítulo 3 se pasó a realizar una lectura crítica de las explicaciones habitualmente ofrecidas por los organismos internacionales ante la suba de precios 2003-2008. Dichas explicaciones están basadas mayormente en la teoría del agotamiento sin tomar en cuenta las críticas empíricas y conceptuales al modelo teórico habitualmente utilizado para analizar el mercado petrolero (el modelo de Hotelling, base de la teoría del agotamiento). Así, el análisis de la tesis pasa a concentrarse en identificar los postulados básicos y predicciones del modelo de Hotelling en el cual se basaron los estudios sectoriales antes mencionados.

Posteriormente en el Capítulo 5, al abordar el reiterado énfasis en la escasez y el agotamiento inminente de los recursos petroleros, se constata la necesidad de profundizar el análisis crítico sobre el concepto de escasez. La discusión crítica de la literatura tanto teórica como empírica asociada al modelo de Hotelling deriva finalmente en una discusión conceptual sobre la renta por escasez (elemento central en las hipótesis de agotamiento) y una crítica a su relevancia empírica para analizar y explicar las variaciones de precios del petróleo a lo largo del tiempo. Marcamos los aportes y las limitaciones de las diferentes líneas de análisis que aparecen en esta discusión crítica sobre el modelo, lo que lleva a profundizar el análisis conceptual, teórico y empírico sobre esta industria.

d) Una revisión crítica del concepto de renta por escasez y sus implicancias

Para terminar, y en vistas a completar desde el punto de vista teórico y conceptual nuestra crítica de la teoría basada en el agotamiento de los recursos, ahondamos en el debate de fondo que existe respecto al concepto de renta por escasez.

El debate que presentamos entre Lewis Gray, antecesor teórico del trabajo de Hotelling, y el concepto clásico de renta desarrollado por David Ricardo ahonda en el quid de tal polémica y el origen de tal noción. A partir de ello demostramos la necesidad de comprender a la escasez en términos relativos, como variable económica y por tanto vinculada a variables económicas del sector, lo que le da un nuevo contenido a tal concepto al ser aplicado particularmente al petróleo.

2) Principales aportes de la Tesis

A continuación, se identifican una serie de contribuciones del análisis ofrecido en la tesis para mejorar empírica y conceptualmente la comprensión del fenómeno analizado.

a) Sobre los hechos estilizados

En el Capítulo 2 se identificaron analogías y disparidades entre los dos períodos de suba de precios del petróleo analizados en la tesis: el de los años '70 y el de 2003-2008. En primer lugar, identificamos la semejanza en cuanto al nivel y la duración de las subas de precios en los dos períodos. A partir de dicho análisis, surgió una diferencia sustancial en lo ocurrido en los dos períodos en relación a la incorporación de nuevos yacimientos a partir de la suba de precios y la perspectiva de la vida útil de las reservas probadas mundiales de petróleo crudo. Remarcamos en relación a este hecho la transformación del comportamiento inversor en esta industria a lo largo de las décadas comprendidas entre los dos períodos de suba de precios y las modificaciones del mercado en términos históricos y contextuales que dieron base a tal transformación. Observamos en este sentido, una tendencia a la caída en la relación inversión en exploración/inversión total a partir de mediados de los años '80, lo cual da lugar a una menor incorporación de nuevos yacimientos y a una caída en la vida útil de las reservas probadas mundiales de crudo.

Señalamos especialmente la evaluación sobre la relación inversión en exploración/ total a la hora de analizar si las subas de precios resultan en un aumento de la capacidad productiva, e identificamos en este punto la relevancia de tomar en cuenta el contexto del ciclo económico. Ello implica considerar no sólo la tasa de crecimiento, lo cual impacta

directamente en el comportamiento por el lado de la demanda, sino en qué etapa del ciclo sucede este aumento en el nivel de actividad (previo o posterior a una crisis), lo que por su parte tiene efectos sobre las decisiones de inversión y el carácter de las mismas (exploración vs. explotación) al encontrarse determinadas por las preferencias en relación a la liquidez, plazos de valorización, riesgos. Identificamos, en este sentido, tasas de crecimiento económico superiores a la media de todo el período considerado durante una primera etapa (1977-1990) y luego una segunda etapa (1990-2008) con tasas menores de crecimiento.

Así, se constata que el aumento de precios del nuevo milenio surge luego de la relativa baja actividad económica posterior a las crisis de fines de los años '90 (Crisis Asiática) tuvo repercusión en las decisiones de inversión, que se vuelven más conservadoras y muestran preferencia por aquellas asociadas a mayor liquidez, menor riesgo y menores plazos de recuperación del capital invertido. Se logra de esta manera profundizar en la comprensión de la menor reacción de las inversiones relativas a la incorporación de nuevos yacimientos (mayor riesgo y plazos de valorización) frente a las posteriores subas del precio ante tal contexto macroeconómico.

La identificación de estas relaciones clave -que no son tomadas en cuenta por la literatura especializada que se revisa y discute en el Capítulo 3- es uno de los principales aportes de la tesis. Dichas relaciones son tomadas en cuenta en el análisis empírico del Capítulo 4 y se demuestra que resultan centrales para comprender los cambios en el comportamiento de la inversión en el sector luego de los años '90, y por ende, para analizar la evolución de la nueva capacidad productiva de la industria petrolera en las últimas tres décadas.

b) En torno a la discusión sobre los hechos estilizados

La transformación del mercado mundial petrolero ocurrida durante los años comprendidos entre los dos períodos de suba de precios considerados, conforma un nuevo escenario no reconocido en los análisis de las principales organizaciones mundiales vinculadas a esta industria (IEA, EIA, WEC, OPEP, BID). En efecto, a lo largo del Capítulo 3 identificamos que en los informes y análisis presentados por estos organismos, el fenómeno de suba de precios de 2003-2008 y la asociada desinversión relativa para este período aparecen vinculadas sin una relación causal determinada, cayendo en un

círculo explicativo que asigna mayor peso al supuesto agotamiento progresivo de los recursos como factor esencial y estructural, y en menor medida a la falta de acceso al capital requerido para afrontar la caída en la productividad de los yacimientos, ya sea por barreras a la inversión (remarcado desde los países de la OCDE) o por desinversión relativa frente a las crisis (resaltado por OCDE y por OPEP) como cuestiones coyunturales o “cortoplacistas” que explicarían tal fenómeno.

A través del análisis y síntesis de estos informes remarcamos que su recurrente referencia al agotamiento del recurso tiene la intencionalidad de advertir sobre una persistente y tendencial suba de precios a partir del nuevo milenio y una consecuente baja inversión en el sector, y por lo tanto, sobre el comienzo de una nueva era de menor disponibilidad de los hidrocarburos. No obstante, mostramos que no se establecen las relaciones causales de manera consistente o mediante una explicación teórica donde el agotamiento expresado en términos económicos a través del aumento de precios respecto de los costos ocurrido en el nuevo milenio logre ser confirmado de manera fehaciente por lo empírico, ni sustentado desde lo teórico. Antes bien, al destacar la inflexión de los años '90 respecto de las reacciones de la inversión ante un contexto previo de crisis y deflación, mostramos que la dimensión económica del escenario más general en que se desarrolla esta industria y se realizan los desembolsos necesarios para aumentar la capacidad productiva, es la determinante de aquellos indicadores que, inversamente, son tomados como expresión del aumento de la escasez de petróleo como ser Reservas/Producción, capacidad excedente, o el propio aumento de precios respecto de los costos.

La escasez, por tanto, contiene como concepto, la contradicción de intentar medir el agotamiento físico mediante variables económicas que caracterizan al mercado (costos, precios, beneficio neto, ratio reservas/producción, capacidad excedente) y no de variables o medidas de stock de petróleo existente a nivel mundial. De aquí y del posterior desarrollo de la investigación, demostramos que la mayor disociación entre explotación y exploración producto de la desinversión relativa del sector que genera el desbalance de mercado (exceso de demanda y aumento de precio) es el factor que da lugar a la interpretación de estos informes de una “supuesta” escasez de recursos petroleros que sería explicada por el agotamiento físico.

Consecuentemente, abordamos el estudio sobre los principales postulados del modelo de Hotelling y las críticas de la literatura especializada sobre el mismo. El trabajo de Harold Hotelling, base de la Teoría de los Recursos No Renovables, hace hincapié en el comportamiento de la variable precio menos costo marginal (que llama renta por escasez) como expresión del agotamiento. Mostramos que esta renta por escasez manifestada a través del crecimiento de este beneficio neto otorgado por el agotamiento progresivo del recurso, choca indefectiblemente con la caída y estancamiento del precio observado desde mediados de los años '80. La refutación empírica de la manifestación del agotamiento del recurso, siendo que la explotación del mismo continuó a lo largo de los años, dio lugar a la revisión de dicho modelo desde diferentes ángulos o aspectos.

De estos trabajos destacamos -más allá de sus eventuales limitaciones- dos aportes: (i) los de Krautkraemer (1998), que muestran la dificultad de evaluar la escasez física al no contar con una medida de stock de petróleo existente a nivel mundial, y (ii) los de Pindyck (1978) quien incorpora la relevancia de la inversión en exploración vs. explotación y en función de ello muestra el carácter relativo de las reservas probadas, demostrando así que se trata de un indicador de índole económica (y no física). Destacamos también lo aportado por otros autores o mismo los análisis de la OPEP en cuanto a la relevancia de los ciclos económicos (períodos previos recesivos, niveles de crecimiento económico inferiores a promedios de etapas anteriores, proyecciones de incremento insuficiente en la demanda) y su impacto en la demanda, en las decisiones de inversión asociadas a los mismos, y en la incertidumbre respecto de las proyecciones de rendimiento de las inversiones realizadas.

En este sentido identificamos una línea crítica basada en lo empírico que se enfocó en una reformulación del modelo de Hotelling con el objetivo de conciliarlo con los nuevos datos del mercado. Estas revisiones consiguen avanzar en la inserción de categorías más precisas como la inversión en exploración, y la vinculación de la escasez a cuestiones de mercado como el desarrollo de sustitutos o la incertidumbre sobre la demanda, pero concluimos que no logran superar el planteo de la renta por escasez, y por tanto mantienen las deficiencias del modelo como explicativo último de una progresiva suba de precios del crudo. De esta manera, frente al fracaso empírico, sólo proyectan hacia un futuro -que para algunos fue nuevamente un presente con la suba de precios de 2003- la aparición de la misma. El desarrollo de las teorías del precio en forma de U, encuentran eco aquí,

dejando para un horizonte indefinido el surgimiento de una renta por escasez aun no observable, abordando la doble intención de reafirmar la potencia del agotamiento en la consideración de estos recursos y al mismo tiempo de reconocer la refutación de su existencia empírica hasta el momento.

Señalamos que, sin embargo, la carencia de una crítica teórica al concepto llevó en reiteradas ocasiones a adoptar la teoría del agotamiento frente a cada suba de precios y a abandonarla frente a su posterior caída. Así, vimos la necesidad de ahondar en el contenido de la noción de escasez de modo de que dicha teoría no se transforme en un parche teórico aplicable ante contextos de suba de precios lo cual puede dar lugar a repercusiones económicas negativas y políticas improvisadas.

Analizamos los aportes de diversos autores que a partir de tal contradicción logran poner la mirada sobre el propio concepto de renta por escasez para rebatir la noción de que la misma se determine a partir de la suba de la variable “precio menos costo marginal de extracción”. Ya por ello en la propia problemática de su medición encontramos la mencionada contradicción del propio término de escasez, incluyendo otros indicadores utilizados para cuantificarla como el costo, el precio, la capacidad excedente, el ratio reservas/producción. En este último caso, a la hora de contabilizar los recursos a través de las reservas probadas, vemos que se trata de una cantidad de barriles de petróleo que se conocen en relación a lo que se invirtió para ser conocido y que está disponible de ser explotado. Inversión que tiene sentido en tanto se explotan los pozos ya descubiertos y decae la productividad de los mismos, y aparece una “escasez” de carácter económico manifestada en la suba del precio. A su vez, la medición total de las reservas o recursos existentes a lo largo del globo no es rentable bajo la actual tecnología disponible.

Desde aquí concluimos que la preconcepción de la escasez como una categoría ligada a cuestiones físicas del recurso, o sea desligada de sus aspectos económicos, es lo que hace a la mayor debilidad del propio concepto, entendiendo y mostrando a través de los hechos estilizados que, por el contrario, la escasez es una categoría económica que se muestra como tal mediante la relativa desinversión en la oferta de un recurso ante determinados comportamientos de la economía en general y que explica mejor la creciente brecha entre precios y costos que puede observarse en el período de suba objeto de estudio de esta tesis.

En este sentido, concluimos que el modelo de Hotelling no provee un marco adecuado para la comprensión o proyección sobre la evolución de precios del sector al hacer eje en la renta por escasez como determinante del precio, cuestión que las versiones revisionistas del modelo de Hotelling siguen esperando que se manifieste empíricamente.

Señalamos, por tanto, que tal percepción de mayor escasez y agotamiento de los recursos no renovables, expresados en un supuesto aumento de la renta por escasez, al ser relativa a una situación de oferta-demanda coyuntural, implica también su inverso en determinadas etapas donde a pesar de que exista una indefectible explotación progresiva de los recursos naturales disponibles, ello no desemboca inevitablemente en un escenario de escasez y por tanto de una supuesta progresiva renta devenida de tal agotamiento. En este punto, y en vistas de ratificar y proyectar las conclusiones de este trabajo de investigación, cabe remarcar que con la crisis de 2008-2009 el derrumbe del precio del petróleo crudo en un 36% -comportamiento que sucediera similarmente con el resto de las *commodities* luego de años de una progresiva suba en sus valores medidos en dólares- nuevamente se vio relegada la noción del agotamiento del crudo expresado en términos económicos. Así señalamos también, que en ese mismo período de suba de precios que se inicia fundamentalmente en el año 2003, y que como se presenta en este trabajo se sucede junto con el incremento del indicador P/E (*Price on Earnings*), encuentran en la crisis financiera desatada en 2008-2009 el fin de una etapa de fuerte inflación bursátil en los EEUU. También entre los años 2008-2010 aumenta la capacidad excedente de producción de la OPEP, y si bien luego vuelve a caer, no alcanza los bajos niveles del 2002.

Concluimos que al subestimar la significatividad de estas revisiones o críticas, las conclusiones de los informes de organismos internacionales no contribuyen a explicar y permitir avanzar en el conocimiento (proyección) del comportamiento de esta industria. Por el contrario, continúan aplicando el modelo teórico tradicional sin abordar los aportes recientes de la literatura empírica ni teórica, en tanto que no pueden proveer de una teoría alternativa que permita analizar la noción de escasez más allá de su carácter físico (que no es reflejado en el mercado ni en las variables económicas).

De esta manera, los expertos no parecen haber tomado en cuenta la caída de precios de los años '80 lo que no permitió observar el proceso de desinversión relativa posterior y

así se concentraron en la noción de agotamiento con el aumento de precios de principios del nuevo milenio. Es por ello que el escenario mencionado de caída de precios a partir de la crisis de 2008 (pese al avance en la explotación de los recursos existentes) no pudo ser ni previsto ni comprendido de manera integral, lo que tampoco ocurrirá en un futuro próximo.

De esta manera concluimos en la necesidad de entender a la escasez como una variable económica relacionada con la relación entre la inversión en exploración respecto de las inversiones destinadas a la explotación de los pozos ya descubiertos, y con los ciclos económicos. Y a partir de esta visión consideramos necesario superar la noción de que el agotamiento es factible de expresarse en términos de variables económicas de mercado, superando las propias revisiones y críticas realizadas a Hotelling y a la noción de renta por escasez.

c) Comportamiento de las inversiones

Demostramos a lo largo de la investigación la relevancia del comportamiento de las inversiones para determinar la escasez de recursos petroleros en términos económicos y coyunturales (como ocurre en cualquier industria), y como factor primordial a la hora de comprender los indicadores de esta industria en particular. El nivel y composición de la inversión (en exploración y en explotación), junto con los ciclos económicos, y la incertidumbre afectan la proyección de demanda y oferta. Todo esto se relaciona con los riesgos asociados a las inversiones realizadas, y son sustanciales a la hora de entender la relación entre inversión y precio. El aporte no se circunscribe sólo a destacar la relevancia de la inversión en exploración sino también a su relación con la explotación de los recursos existentes, y a reconocer que esta relación tiene impacto (vínculo causal) sobre la escasez coyuntural y no al revés.

En este sentido elaboramos en el Capítulo 4 una validación empírica donde identificamos la diferenciación en el comportamiento inversor tomando como año de inflexión 1990. La distinción en dos etapas permitió visualizar que para el segundo período de referencia seleccionado (1990-2008), el aumento del precio no traccionó la inversión en exploración, a diferencia de lo ocurrido con esta variable, que se mostró más significativa, en su etapa previa (1977-1990). Ello coincide con los años de estancamiento de la relación

reservas/producción (R/P) dando cuenta del mayor sesgo hacia la explotación antes que a la exploración que pasan a tener las inversiones en este sector. El estancamiento de este indicador, e incluso su caída entre los años 2003-2008, refleja el crecimiento de la inversión en desarrollo y explotación de pozos a un ritmo mayor que la destinada a la exploración, esta última con mayores plazos y riesgos, pero necesaria para aumentar la capacidad productiva disponible. Así mostramos que el indicador R/P utilizado como referente de la vida útil de las reservas, no manifiesta el agotamiento del recurso en abstracto, sino que resulta y debe entenderse como relativo al ritmo de inversión, a la tasa de extracción y de crecimiento de las reservas probadas de petróleo crudo.

En base al recorrido histórico desarrollado y el análisis comparativo entre ambas etapas, remarcamos la relevancia de observar la tendencia a la caída de la variable inversión en exploración respecto del total invertido especialmente en el escenario post crisis y de deflación atravesado durante la década de los años '80 y potenciado en los '90 luego de la Crisis Asiática. Desde esta observación, remarcamos la significatividad de la variable dependiente adoptada (inversión en exploración/total) en cuanto a la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos, demostrando asimismo sus efectos no sólo en un indicador de disponibilidad como R/P sino también en otros indicadores relevantes como el de capacidad excedente de petróleo de los países de la OPEP, que asume mayor relevancia a partir de los años '90. Es este indicador, junto con la caída y estancamiento de la vida útil de las reservas, el que nos permite concluir que la escasez coyuntural es síntoma de desinversión relativa en la industria del petróleo crudo.

A modo de ejemplificar la transformación en el comportamiento inversor y como propuesta de apertura de aquellos modelos que en el futuro se diseñen para este tipo de mercados, proponemos incorporar variables explicativas que expliquen la pérdida de significatividad del precio en períodos post crisis y de recesión de la actividad global como determinante de la inversión en exploración/total. Para ello establecemos indicadores vinculados a activos económicos alternativos que ofrecen mayor liquidez en etapas como la experimentada entre los años 1990-2008, dando cuenta de una diferente etapa del ciclo económico y de las transformaciones de mercado que tuvieron su efecto negativo en la incorporación de capital en vistas al incremento de la capacidad productiva del sector.

De esta manera, en vez de recaer en las variables de carácter geológico como explicativas de una rigidez cada vez mayor en la oferta y el mayor rezago inversor frente a la suba de precios-, proponemos para un escenario post crisis y de recuperación de las tasas de actividad, considerar como variables independientes aquellas indicadores de una mayor rentabilidad de las inversiones de cartera como el *price on earnings* (P/E) y *rent on equities* (ROE), que manifiestan la mencionada caída relativa de las inversiones destinadas al incremento de las reservas probadas ante una mayor preferencia por la explotación de las ya existentes y la inversión en activos alternativos más líquidos.

La presente Tesis aporta una mirada crítica orientada a asignar mayor relevancia a variables económicas muchas veces dejadas de lado frente a supuestas restricciones físicas. De esta manera, a la hora de analizar y proyectar el comportamiento de esta industria y su capacidad de oferta, se propone incorporar a la inversión en exploración, su relación con los niveles de explotación y con la dinámica macroeconómica (vgr. tasas de crecimiento económico, comportamiento de las inversiones en períodos post crisis) todo lo cual de conjunto impacta en indicadores asociados a la vida útil de las reservas probadas (tales como R/P), y que por tanto tendrán sus efectos en el comportamiento del precio del petróleo crudo.

d) Escasez coyuntural vs escasez estructural por agotamiento

La interpretación de las revisiones y críticas realizadas al modelo de Hotelling -que ponen el foco en lo empírico, ya sea porque no puede medirse el agotamiento, o bien porque aún no se manifestó la renta por escasez pero deberá manifestarse en un futuro- da lugar a que la teoría del agotamiento (y del incremento en la renta por escasez) pueda ser aplicable ante cualquier suba de precios. Por ello, desarrollamos una crítica a la teoría del agotamiento y a su aplicación ante ese tipo de períodos. La noción de la escasez entendida desde el aspecto económico como variable flujo, esto es, por cuestiones coyunturales de oferta-demanda en función de las inversiones y el ciclo económico, aporta un nuevo concepto mismo de escasez para su aplicación a este tipo de recursos sin recaer en la disponibilidad física y su carácter no renovable, lo que no es negado en sí mismo, sino propuesto de ser considerado desde otros aspectos.

Es así que además de la discusión empírica, se propone incorporar el debate teórico de fondo sobre la noción de renta por escasez subyacente en el trabajo de Lewis Gray (precursor de Hotelling). El debate contrapone esta teoría con la del economista clásico David Ricardo.

A partir del desarrollo de la contraposición teórica entre Gray y Ricardo, concluimos que lo que puede ser entendido como renta por escasez comprende a un ingreso asociado a un excedente o sobreganancia por sobre el nivel normal, como bien puede suceder en el conjunto de los bienes económicos que se encuentran ante una relativa irreproducibilidad desde su oferta producto de una desinversión, y no de su agotamiento físico. Es decir, la renta por escasez no es tal, ni siquiera desde el ángulo teórico conceptual. En este sentido asociamos la suba de precios del 2003-2008 como resultado de dicha escasez coyuntural del mercado, antes que como producto del aumento de la renta por escasez resultante del agotamiento progresivo asociado al carácter no renovable de este tipo de recursos.

Mostramos de esta manera, siguiendo el enfoque conceptual de David Ricardo en lo relativo a la renta, que hasta su agotamiento probado, podemos tomar en cuenta al petróleo como un bien capaz de ser multiplicable (puede aumentarse su oferta a través de inversión en exploración y explotación). Esto implica que su precio no deba necesariamente revelar un panorama de agotamiento del recurso, sino antes bien reflejar cuestiones coyunturales de disponibilidad y de desfasajes de oferta y demanda asociadas al mercado y a la economía en general. Esto pudo observarse luego de las crisis económicas de los años '90 cuando el período de recesión previo conllevó a una mayor reticencia en la inversión productiva para el conjunto de la economía, lo que se manifestó de manera contundente en el mercado petrolero con una expectativa de exceso de demanda ante la recuperación de las tasas de actividad global del nuevo milenio.

Algunos autores revisores del modelo de Hotelling recalcan sus similitudes con autores clásicos como David Ricardo, intentando mostrar cómo en la historia de la teoría económica la finitud de los recursos no renovables estuvo presente como potencial obstáculo del crecimiento económico. Sin embargo, concluimos que esta concepción clásica se diferencia radicalmente de la concebida por la Teoría de los Recursos No Renovables.

En la Teoría de la Renta Diferencial de Ricardo, la cuantía de la renta está determinada por el excedente generado a partir de características naturales exclusivas e irreproducibles, y es obtenida por el terrateniente ante la propiedad sobre el uso de las energías originarias e indestructibles del suelo. De aquí sostenemos que en cuanto los recursos minerales puedan ser multiplicables por el trabajo, como mostramos junto a los hechos estilizados que así ocurrió y ocurre en la industria petrolera, el precio por encima de los costos -o del valor del mineral producido en las condiciones menos favorables según la teoría clásica- es expresión de esta escasez relativa que resultaría en una sobreganancia para el productor minero, lo que conlleva a que este excedente pueda posteriormente reducirse o desaparecer ante el crecimiento de la oferta del mineral.

A diferencia de la visión clásica, Gray entiende al valor del carbón como el valor presente de la capitalización de un excedente sobre los costos, análogo a los intereses provistos por la depreciación de un bien durable productivo como los tratados por Bohm Bawerk, lo cual es básico en su conclusión de que este excedente o renta por escasez sea considerado como un precio por sobre los gastos de producción resultante del horizonte de agotamiento y la capitalización de un recurso limitado. De esta manera, Gray identifica a la regalía o costo de uso del mineral como parte de la renta minera. Esta dinámica donde la renta contiene una especie de fondo de depreciación es presa de la decisión intertemporal sobre la senda óptima de su explotación, en función de los precios esperados del mineral y de la tasa de interés. Esta será la argumentación del modelo que formalizará años después Harold Hotelling, postulando un sendero óptimo de progresivo crecimiento al ritmo de la tasa de interés para la renta por escasez.

e) Precio del petróleo

En base a lo desarrollado, mostramos la necesidad de entender al precio del petróleo como un indicador que ofrece limitaciones a la hora de interpretarlo como manifestación inequívoca de la abundancia o progresivo agotamiento físico del mineral, en paralelo a la subestimación del rol de las inversiones y del escenario macroeconómico en la determinación de dicho precio, y de la carencia de una correcta comprensión del contenido teórico de la renta por escasez.

Concluimos, que debido a esta concepción errónea de lo que refleja el precio, los hechos estilizados son mal interpretados y son la base de erróneas proyecciones en su

comportamiento futuro. Entendemos que ello se encuentra asociado a la noción propia de cómo se establece el precio de estos recursos, como se visualiza en el marco del debate Gray-Ricardo expuesto. Es así que mostramos las determinaciones del precio del mineral a partir de este debate de manera tal de poder dilucidar el contenido de las divergencias coyunturales entre precios y costos evidenciados en diferentes períodos históricos, que permiten reinterpretar, y criticar, la noción de renta por escasez.

Como mencionamos a lo largo de este trabajo, los períodos de significativa suba de precios, como ocurrió en los años '70 y en el período 2003-2008, fueron seguidos de incrementos en la oferta. Pero esto no implicó necesariamente en todo momento incrementos significativos de la capacidad productiva y, por ende, aumentos de la vida útil de las reservas probadas. Esto quiere decir que se trata de un recurso que no dejó aun de ser reproducible desde su oferta, y señalamos cómo influyen considerablemente en la evolución de esta industria y del precio del crudo, tanto los efectos macroeconómicos, como las proyecciones de oferta y demanda futura en base a las expectativas de crecimiento económico, y las decisiones de inversión en general y de esta industria en particular.

En un contexto donde las teorías del “*peak oil*” (que predicen la cercanía de un pico en la producción petrolera mundial) dejaron de basarse en datos sobre restricciones físicas esperables en la oferta de petróleo y actualmente se justifican más bien en crecientes limitaciones en la demanda y uso de combustibles fósiles debido a las políticas climáticas, vemos también las limitaciones de la teoría de los recursos no renovables que interpreta cada período de aumento de precios del petróleo como reflejo del indefectible agotamiento progresivo del mineral.

f) Sobre las “crisis energéticas”

Adicionalmente, deseamos contribuir a una corrección de la noción de “crisis energética” o “crisis petrolera”, tradicionalmente asociada al inminente agotamiento del recurso. La relación entre los períodos de aumento en los precios internacionales del petróleo y las “crisis petroleras” se debe a una relación oferta-demanda, que es esencialmente económica, antes bien que al agotamiento físico del recurso. Ello explica los propios acontecimientos históricos del sector donde ha ocurrido más de una vez que se ha pasado

de una “crisis energética” entendida como un problema de oferta insuficiente a ser un problema de sobreproducción de crudo en poco menos o poco más de una década (como ocurrió en 2020).

Las limitaciones, por tanto, que pueda ocasionar el carácter no renovable de estos recursos sobre las posibilidades de crecimiento económico y de la producción es un problema ya planteado por los economistas clásicos (en especial Jevons, para el caso del carbón durante el siglo XIX). Cabe agregar que este problema, en definitiva, responde a aspectos económicos antes que a los límites geológicos, que bien pueden o podrán existir, pero no se han manifestado hasta ahora como tales. Las llamadas crisis energéticas o crisis del petróleo, que suelen diagnosticarse ante saltos en indicadores tales como el precio del crudo, costos, ratio precio/costos, reservas/producción, capacidad excedente, manifiestan cuestiones vinculadas a la forma en la que se produce, ya sea por la desinversión relativa, por crisis económicas, o por cuestiones tecnológicas asociadas a la apropiación de los beneficios que dichas innovaciones pueden traer. En definitiva, al sistema productivo en su conjunto y su manera de operar sobre los recursos naturales, antes que al carácter exhaustivo de los mismos. De esta manera, las nociones de crisis energéticas o petroleras vinculadas al agotamiento, como sostienen las organizaciones internacionales vinculadas al sector, sufren, como se mostró, de serias limitaciones a la hora de explicar y proyectar el comportamiento de esta industria, al estar basadas en esta noción de escasez sin dar cuenta de los problemas empíricos ya señalados luego de la recesión de los años '80, por lo que enfrentan cierta dosis mayor de responsabilidad científica por sus fallas en comparación con el modelo original de Hotelling de los años '30.

3) Reflexiones Finales

En base al análisis, de la evidencia empírica sobre los hechos estilizados, y a partir de la revisión crítica tanto de la literatura internacional sobre el período como también de la bibliografía empírica y teórica de referencia, se elaboró una revisión de las interpretaciones habituales del período y una crítica al concepto de renta por escasez postulado por el modelo habitualmente empleado para analizar el mercado petrolero.

Al concluir que la concepción de la renta por escasez como explicación del aumento de precios del crudo, no es más que un arbitrio teórico, explicamos por qué este concepto se desvanece posteriormente ante una nueva crisis como la de 2008-2009. Desde este entendimiento, afirmamos que la escasez que se muestra como un problema económico, no puede ser considerada ajena a tal aspecto y dimensión para recaer en una interpretación físico naturalista del stock de recursos naturales. La noción de escasez que ofrece el marco teórico desarrollado por la Teoría de los Recursos No Renovables, no toma en cuenta factores coyunturales de mercado donde el carácter de las inversiones y el contexto macroeconómico juegan un papel determinante, sino que está principalmente asociada al hecho de que estos recursos no son renovables lo que se interpreta como no ser capaces de ser reproducibles lo cual en términos económicos y no físicos, choca con la evidente capacidad de incrementar la oferta de crudo para determinados períodos. Esta cuestión que finalmente repercute en su valor o precio dista de comportarse de la manera previsible por el sendero de equilibrio planteado por Hotelling y de reflejar la escasez irreversible del recurso tal como postula la teoría del agotamiento.

Prever qué sucedería con el precio ante una situación de agotamiento físico absoluto de este recurso, es una abstracción sin capacidad de previsión alguna en tanto que, al vincular una categoría económica con un aspecto físico, estamos incorporando factores tales como la inversión, el desarrollo tecnológico, sustitutos, nuevos requerimientos energéticos, que abstraída de ello no pueden dar lugar a una explicación o proyección que permita efectivamente ser utilizada. El modelo de Hotelling, lejos de sus objetivos y de su utilización en torno al agotamiento, sólo podría servir como referente de una senda de equilibrio respecto de cierto ritmo de explotación sobre una cantidad de recursos conocidos y una tasa de interés esperada, a considerar ante decisiones intertemporales de inversión a nivel micro respecto de un precio esperado creciente.

Por ello concluimos en la necesidad de abordar de manera integral el desenvolvimiento de esta industria tomando en cuenta la forma concreta en que las decisiones de producción y consumo son realizadas, lo que propone una mirada dinámica, relativa, de la escasez y no absoluta en términos puramente físicos. Ello exige reconocer a la escasez como una variable económica coyuntural.

Cabe aclarar, que la crítica aquí desarrollada no pretende subestimar la problemática que puede conllevar la forma en la que se produce o consume el mineral y sus posibilidades de agotamiento físico, sino el hecho de que ello se encuentre manifestado a través de indicadores económicos. Se concluye, entonces, que frente a los incrementos de precios del petróleo suelen verse supuestas crisis de índole energética, interpretadas como tales desde un aspecto físico natural, cuando lo que reflejan (necesariamente) es un fenómeno índole económica. La presentación de esta crítica, por tanto, no viene a desestimar el problema del agotamiento de los recursos no renovables en general sino a desenmascarar el carácter económico de la escasez cuando éste es diagnosticado automáticamente ante una suba de precios y es relegado ante su baja, y destacar también el carácter productivo e histórico al que debe asociarse a la noción de escasez en lugar de limitarlo a una cuestión puramente geológica y natural.

BIBLIOGRAFÍA

- Adelman M.A. (1986). Scarcity and World Oil Prices. *The Review of Economics and Statistics*, Vol. 68 (Nro. 3) , pp. 387-397. USA: The MIT Press.
- Adelman M.A. (2004), The real oil problem. *Rev. Regulation* Vol. 27 (Nro. 1) , pp. 16-21. USA: The MIT Press.
- Alhajji A.F., Huettner David (2000). OPEC and other commodity cartels: a comparison. *Energy Policy* N°28, p. 1151-1164.
- American Petroleum Institute (Diciembre 2008). America´s Oil and natural Gas Industry. Putting earnings into perspective. Recuperado de https://www.api.org/statistics/earnings/upload/earnings_perspective.pdf.
- Arrow K., Chang S. (1978). Optimal pricing, use and exploration of uncertain natural resource stock. *Technical Report* Nro. 31. USA: Department of Economics, Harvard University.
- Aten B., Heston A., Summers R. (2006). *Penn World Table Version 6.2*. Pennsylvania, USA: Center for International Comparisons of Production, Income and Prices at the University of Pennsylvania. Recuperado de <http://dc.chass.utoronto.ca/pwt62/>
- Barnett, Harold J., Morse Chandler. (1963). *Scarcity and Growth: The Econ, of Natural Re- source Availability*. Baltimore, USA: Johns Hopkins University Press for Resources for the Future.
- Birol F. (2005), *World Energy Prospects and Challenges*. París, Francia: International Energy Agency. Recuperado de <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/birol.pdf>.
- Böhm von Bawerk E. (Ed. 1930) (1891). *The Positive Theory Of Capital*. New York, USA: G. E. Stechert & Co. New York.
- British Petroleum (2007). *Statistical Review of World Energy June 2007*. Recuperado de <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- Campbell C. J. (Marzo 2000). Myth of Spare Capacity Setting the Stage for Another Oil Shock. *Oil and Gas Journal*, Vol. 98 (Nro. 12), p.p. 20-21. USA.
- Campbell C. J. (Noviembre 2002). Petroleum and People. *Population and Environment*, Vol. 24, No. 2. Londres, RU: Oil Depletion Analysis Centre.

- Commodity Futures Trading Commission, (Julio 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>.
- Dale S., Fattouh B. (Enero 2018). Peak oil demand and long-run prices. British Petroleum. Recuperado de <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/spencer-dale-group-chief-economist/peak-oil-demand-and-long-run-oil-prices.html>
- Dasgupta P., Heal G., *The Optimal Depletion of Exhaustible Resources*, *The Review of Economic Studies*, Volume 41, Issue 5, December 1974, Pages 3–28.
- Devarajan S., Fisher A. C. (1981). Hotelling's Economics of Exhaustible Resources: Fifty Years Later. *Journal of Economic Literature*, Vol. 19 (Nro. 1), pp. 65-73. USA: American Economic Association.
- Devarajan S., Fisher A. C. (Diciembre 1982). Exploration and Scarcity. *The Journal of Political Economy*, Vol. 90 (Nro. 6), pp. 1279-1290. USA: The University of Chicago Press.
- Doyle E., Hill J., Ian J. (2007). Growth in Commodity *Investment*. Londres, RU: Financial Services Authority Markets Infrastructure Department.
- Energy Information Administration US Department of Energy (Junio 2008). *Short-Term Energy Outlook*. Recuperado de <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>
- Energy Information Administration US Department of Energy (Agosto 2008). *Short-Term Energy Outlook*. Recuperado de <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>
- Energy Information Administration US Department of Energy (Noviembre 2008). *Short-Term Energy Outlook*. Recuperado de <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>
- 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/>

- Ernst&Young LLP (Mayo 2007). *Investment and other uses of cash flow by the oil industry, 1992-2006*. Recuperado de <https://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/industry-economics/~media/A3A04578B88A4A4F88C8E542F3764036.ashx>.
- Ferderer J. (1996). Oil price volatility and the macroeconomy. *Journal of Macroeconomics*. Vol. 18 (Nro. 1), p.p.1-26.
- Friedman B. (Marzo 1992). Productivity in crude oil and natural gas production. USA: Monthly Labor Review, Bureau of Labor Statistics.
- Gallardo, F. (2005). *Crisis financieras y energéticas de ámbito internacional. Un análisis de las crisis del petróleo*. Madrid, España: Ed. Thomson.
- Gray L.C. (1914). Rent Under the Assumption of Exhaustibility. *The Quarterly Journal of Economics* Vol. 28 (Nro. 3), pp. 466-489. RU: Oxford University Press.
- Greenspan A. (2008). La era de las turbulencias: aventuras de un nuevo mundo. Ediciones B No Ficción.
- Griffin J. M. (1985). OPEC Behavior: A Test of Alternative. *The American Economic Review*, Vol. 75 (Nro. 5), pp. 954-963. USA: American Economic Association.
- Hall C., Klitgaard K. (2011), *Energy and the wealth of nations: Understanding the biophysical economy*. Ed. Springer.
- Hamilton J. (2008). *Understanding Crude oil prices*. USA: Department of Economics, University of California.
- Heal G, Barrow M. (1980). *The relationship between interest rates and metal-price movements*. Review of Economic Studies, 47.
- Hotelling H. (1931). The Economics of Exhaustible Resources. *The Journal of Political Economy*, Vol. 39 (Nro. 2), p.p. 137-175. USA: University of Chicago Press. Traducción: Alvarez; Diaz Serna y Olaya Recuperado de www.eumed.net/cursecon/textos/.
- Hubbert K. (1956). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. *Drilling and Production Practice*, Nro. 95. Houston, USA: American Petroleum Institute.
- Hubbert K. (1982). Oil and gas supply modeling. *NBS special publication 631*. USA: U.S. Department of Commerce/National Bureau of Standards.

- Hvozdyk L., Mercer-Blackman V. (2010), *What Determines Investment in the Oil Sector? A New Era for National and International Oil Companies*, USA: 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>
- International Monetary Fund (Octubre 2008). *World Economic Outlook*. USA: World Economic and Financial Surveys.
- International Energy Agency (2005). *Monthly Oil Market Report*. París, Francia: IEA. Recuperado de www.iea.org.
- International Energy Agency (2006). *Monthly Oil Market Report*. París, Francia: IEA. Recuperado de www.iea.org.
- International Energy Agency (2007). *Monthly Oil Market Report*. París, Francia: IEA. Recuperado de www.iea.org.
- International Energy Agency (2008). *Monthly Oil Market Report*. París, Francia: IEA. Recuperado de www.iea.org.
- International Energy Agency (2001), *World Energy Outlook 2001: Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth*, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/weo-2001-en>.
- Iñigo Carrera, J., *La formación económica de la sociedad argentina. Renta agraria, ganancia industrial y deuda externa 1882-2004, Volumen I*, Imago Mundi, Buenos Aires, 2007.
- Jevons S., *The Coal Question; An Inquiry concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of our Coal-mines* (1866). London, Macmillan and Co., 2nd edition, revised. Recuperado de The Online Library of Liberty.
- Krautkraemer J. (1998). Nonrenewable Resource Scarcity. *Journal of Economic Literature*, Vol. 36 (Nro. 4), pp. 2065-2107. USA: American Economic Association.
- Livernois J. R., Uhler R. S. (Febrero 1987), Extraction Costs and the Economics of Nonrenewable Resources. *Journal of Political Economy*, Vol. 95 (Nro. 1) pp. 195-203, USA: The University of Chicago Press.
- Miller M., Upton C. (1985). A Test of the Hotelling Valuation Principle. *Journal of Political Economy*, Vol. 93 (Nro. 1), pp. 1-25. Chicago, USA: The University of Chicago Press.

- Murphy R. (2011). *The Significance of Spare Oil Capacity*. USA: Institute for Energy Research. Recuperado de <https://www.instituteforenergyresearch.org/fossil-fuels/gas-and-oil/the-significance-of-spare-oil-capacity/>
- Nimat B. A. (2007). The Role of OPEC Spare Capacity. Presentación en la Offshore Technology Conference organizada por la OPEC. Recuperado de https://www.opec.org/opec_web/en/866.htm.
- Nordhaus W.D., Houthakker H., Solow R. (1973). The Allocation of Energy Resources. *Brookings Papers on Economic Activity* Vol. 1973 (Nro. 3), pp. 529-576. USA: The Brookings Institution.
- Organization of the Petroleum Exporting Countries (2007). *World Oil Outlook*. Recuperado de www.opec.org
- Organization of the Petroleum Exporting Countries (2008). *World Oil Outlook*. Recuperado de www.opec.org
- Organization of the Petroleum Exporting Countries (2009). OPEC Solemn Declarations. Viena, Austria. Recuperado de https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/Solemn_Declaration_I-III.pdf
- Pindyck R. (1978). *Optimal exploration and production of nonrenewable resources*. USA: Massachusetts Institute of Technology.
- Pindyck R. (Diciembre 1980), Uncertainty and Exhaustible Resource Markets. *The Journal of Political Economy*, Vol. 88 (Nro. 6), pp. 1203-1225. USA: The University of Chicago Press.
- Pindyck R. (1998). *The long-run evolution of energy price*. USA: Massachusetts Institute of Technology.
- Ricardo, D. (Ed. 1985) (1816). *Principios de economía Política y Tributación*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Shihata, I. (1982). *La otra cara de la OPEP: asistencia financiera al tercer mundo*. Londres, RU: Ed. Longman.
- Simon J. (1990). *Hotelling's Law: is it useful or wasteful?* Recuperado de <http://www.juliansimon.com/>

- Shiller R. (2015) *Irrational Exuberance: Revised and expanded Third edition*. USA: Princeton University Press. Base de datos recuperado de www.econ.yale.edu
- Slade M. (1980). Trends in Natural-Resource Commodity Prices: An Analysis of the Time Domain. *Journal of Environmental Economics and Management* Nro. 9, p. 122- 137.
- Slade M., Thille H. (2009). Whither Hotelling: Tests of the Theory of Exhaustible Resources. *Annual Review of Resource Economics*, Vol.1, p.p.:1-694. USA.
- Smith K. V. (1978). Measuring Natural Resource Scarcity: Theory and Practice. [*Journal of Environmental Economics and Management*](#), Vol. 5 (Nro. 2). p.p. 150-171. USA.
- Solow R. (abril-junio 1975). La economía de los recursos o los recursos de la economía. *El trimestre económico*, Vol. XLII (Nro. 166).
- Till H. (2014). *OPEC Spare Capacity and the Term Structure of Oil Futures Prices*. Francia: Research Associate, EDHEC-Risk Institute.
- Urquidi, V., Troeller R. (1976). *El petróleo, la OPEP y la perspectiva internacional. XXX Congreso de Ciencias Humanas en Asia y Africa del norte. Informe del Seminario sobre consecuencias y alternativas de la nueva situación energética*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Weiner R. J. (2009). *Speculation and Oil Price Volatility*. EIA Annual Conference. USA, Washington.
- World Energy Council (2007). *Survey of energy resources*. Londres, RU. Recuperado de <https://www.worldenergy.org/publications>
- Yerguin, D. (1992). *Historia del Petróleo*. Buenos Aires, Argentina: Ed. Vergara.

Fuentes Consultadas

- Board of Governors of the Federal Reserve System database
- British Petroleum Statistic review 2015
- Dow Jones Company
- Energy Information Administration database dispo en

- Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook*, June 2008.
- International Agency of Energy
- Federal Reserve Bank of St Louis
- International Monetary Fund database
- New York Mercantile Exchange
- Organization of the Petroleum Exporting Countries
- U.S. Department of Commerce: Bureau of Economic Analysis database
- U.S. Department of Labour: Bureau of Labour Statistics