

EVOLUCIÓN DE LA RENTA HIDROCARBURÍFERA EN ARGENTINA 1993-2018: IMPACTOS EN LA CADENA DE VALOR

Tesista: Lic. Agustín Torroba

Director de Tesis: Dr. Daniel Gustavo Montamat

Correo electrónico: agustintorroba@hotmail.com

Buenos Aires, 2019



MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA

Dedicatoria:

A mis padres, quienes me enseñaron lo que no está escrito en los libros.

Agradecimientos:

A mi esposa Julieta, por su aliento permanente en la elaboración del trabajo de tesis.

A mi tutor de tesis y mentor, Daniel Montamat, un agradeciendo especial por acompañarme en el proceso de maduración de ideas y producción de la presente.

A Diego Pando y Federico Maquez de YPF por sus aportes.

A mis compañeros de promoción de la Maestría en Energía, círculo humano y profesional de excelencia.

Contenido

1.	Introducción.....	6
2.	Marco teórico	7
3.	Medición de la renta e impactos causados por las distorsiones en los precios	13
3.1	Medición de los ingresos, evolución y análisis	13
3.1.2	Medición de los costos, evolución y análisis	19
3.1.3	Medición de la renta, evolución y análisis	24
4.	Medición, distribución e impactos aguas abajo: Downstreamer Take y Consumer Take 35	
4.1	El Downstream petrolero	35
4.2	Los márgenes de refinación o crack spread.....	40
5.	Evolución de la producción y las reservas petroleras en un contexto de alteración de renta vía modificación de los precios internos	41
6.	Conclusiones.....	45
7.	Referencias Bibliográficas	49

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Definición gráfica del concepto de Renta	10
Ilustración 2: Impactos en la renta de la distorsión en los precios relativos	12
Ilustración 3: Índice de acople de precios en el <i>upstream</i>	15
Ilustración 4: Nivel de acople de precios promedios por períodos en el <i>upstream</i>	16
Ilustración 5: Ingresos potenciales e ingresos efectivos de los productores de petróleo (en millones de dólares corrientes).....	17
Ilustración 6: Recaudación e impacto tributario de los Derechos de Exportación al crudo durante el período 2003-2014 (en millones de dólares corrientes).....	18
Ilustración 7: Recaudación e impacto tributario agregado de los Derechos de Exportación al crudo durante el período 2003-2014 (en millones de dólares corrientes)	19
Ilustración 8: La evolución de los costos de producción de petróleo (en dólares/barril)	20
Ilustración 9: Evolución del precio internacional del crudo y de los salarios medios de la extracción de petróleo en Argentina	21
Ilustración 10: Evolución de los costos totales de producción de petróleo y salarios medios de la extracción de crudo	22
Ilustración 11: Productividad medida como producción/pozos petroleros perforados en el año	23
Ilustración 12: Productividad medida como producción/metro perforado en el año	23
Ilustración 13: Evolución de la Renta Petrolera en Argentina (millones de dólares corrientes)	25
Ilustración 14: Evolución de la Renta Petrolera/PBI en Argentina (millones de dólares corrientes) ...	25
Ilustración 15: Evolución de la Renta Petrolera en Argentina y comparación con medición del Banco Mundial (millones de dólares corrientes).....	26
Ilustración 16: Evolución de la Renta Petrolera en Argentina y comparación con medición varios autores (millones de dólares corrientes)	27
Ilustración 17: Distribución absoluta de la Renta 1993-2018 (en millones de dólares corrientes).....	28
Ilustración 18: Distribución relativa de la Renta 1993-2014 y 2017-2018 (en %)......	30
Ilustración 19: Distribución relativa de la Renta: los llamativos casos del año 2015 y 2016	31
Ilustración 20: Distribución relativa de la Renta 1993-2014 (en porcentaje).....	32
Ilustración 21: Distribución de la Renta para todo el período 1993-2018	33
Ilustración 22: Ejercicio teórico de distribución de la Renta Efectiva Apropiada	34
Ilustración 23: Desacople relativo de los diferentes precios de combustibles locales respecto de las paridades	35
Ilustración 24: Evolución de la canasta de derivados de petróleo consumidos en Argentina	36
Ilustración 25: Desacople en los precios del <i>Downstream</i> y <i>Upstream</i>	37
Ilustración 26: Subdistribución de la Renta aguas abajo: <i>Downtreamer Take</i> y <i>Consumer Take</i> (en millones de dólares corrientes)	39
Ilustración 27: Márgenes de refinación (en dólares por barril) y agregación de valor por barril refinado en relación al precio del crudo (eje derecho)	40
Ilustración 28: Correlación entre períodos de precios locales desacoplados de la referencia internacional y evolución en la producción con 1 año de rezago.	41
Ilustración 29: Correlación entre períodos de precios locales desacoplados de la referencia internacional y la evolución en la producción con 1 año de rezago.	42

Evolución de la renta hidrocarburífera en argentina 1993-2018: impactos en la cadena de valor

Ilustración 30: Correlación entre períodos de precios locales desacoplados de la referencia internacional y evolución en las reservas probadas de petróleo con 1 año de rezago.43

Ilustración 31: Correlación años de precios locales acoplados a las referencia internacionales y evolución en las reservas probadas de petróleo con 1 año de rezago.44

1. Introducción

El presente trabajo realiza un estudio sobre la evolución de la actividad petrolera en Argentina en el período comprendido entre 1993-2018. La hipótesis del trabajo es que la modificación relativa de las reglas previsibles y explicitadas de apropiación y distribución de la renta, a través de mecanismos que desvíen a los precios internos de sus referencias económicas reflejadas en los costos de oportunidad (precios de frontera) tiene un impacto negativo en las decisiones de producción e inversión de las empresas.

De esta manera, el trabajo busca dar respuesta a dicha hipótesis, estructurando la investigación en seis capítulos. El primero refiere a la presente introducción, mientras que en el segundo se describe el marco teórico que utilizará el trabajo, describiendo la evolución y utilización del concepto de renta, la medición de ingresos, costos, función y distorsión de los precios, características de la industria petrolera y otros conceptos necesarios para tener presente en el trabajo.

Por su parte, el tercer capítulo medirá la generación de renta del sector petrolero a partir de los ingresos que se hubieran derivado de los precios de frontera, se analizarán los efectos de las distorsiones de precios entre los diferentes actores y sus diferentes impactos. De la misma forma se estimarán los costos totales, desagregando sus principales componentes y su evolución. Dicho capítulo se subdivide en tres, midiéndose y analizándose los ingresos, los costos y finalmente la renta. Efectuado el análisis de generación de renta a lo largo del período en cuestión, se procederá a la medición de su distribución o reparto. A tal fin, se considerará que la renta económica del recurso se puede distribuir entre tres actores:

- Las empresas productoras de petróleo (*Company Take*);
- El Estado en sus diferentes niveles nacionales y provinciales (*Government Take*);
- La cadena de valor aguas abajo (*Downstreamer Take*) o los consumidores (*Consumer Take*) según corresponda.

El capítulo cuarto, versará sobre la medición, distribución e impactos de la renta aguas abajo. En tal sentido se analizará el impacto de los desacoples de precios y el traslado de renta a los refinadores y consumidores.

En el quinto capítulo se analiza la evolución de la producción y las reservas petroleras en un contexto de alteración de los mecanismos de apropiación y distribución de renta vía modificación de los precios internos del crudo. En dicho capítulo se verifica que la alteración de los precios y sesgos en la distribución de Renta tienen una alta correlación con la caída en la producción y de las reservas de petróleo.

Finalmente, en el sexto capítulo se realiza una recapitulación y se formulan las principales conclusiones de la presente tesis.

2. Marco teórico

El concepto de **Renta** ha sido profundamente estudiado por los economistas a lo largo de la historia de dicha ciencia. Este concepto, surgió estrechamente vinculado con el uso de la tierra y los recursos naturales. Ya Adam Smith (1776) sostenía que *“La renta, considerada como el precio que se paga por el uso de la tierra, es naturalmente el precio más elevado que el colono se halla en condiciones de pagar en las circunstancias en la que la tierra se encuentra”*.

Por su parte, David Ricardo, quien criticará a Smith por confundir “renta” con “alquiler”, sostuvo que *“la renta es aquella parte del producto que se paga al terrateniente por el uso de las energías originarias e indestructibles del suelo”*. Para Ricardo (1817), la renta es un concepto diferencial en tanto y en cuanto hay renta por el diferencial que se gana en cultivar tierras más fértiles y productivas con respecto a la última parcela marginal que entra en producción. De esta manera, las diferentes calidades de tierras son las que determinan la renta: *“Es, pues, debido únicamente a que la tierra no es ilimitada en cantidad y de calidad uniforme y a que, por el aumento de la población, la tierra de calidad inferior, o menos ventajosamente situada, es abierta al cultivo, que se paga por su uso. Cuando a causa del progreso de la sociedad, la tierra de segundo grado de fertilidad se abre al cultivo, comienza inmediatamente la renta en la tierra de primera calidad, y el importe de esta renta dependerá de la diferencia de calidad de esos dos terrenos”*. El aporte de Ricardo sería fundamental en la extensión del concepto a otros campos no agrícolas. En la época de estudio del concepto, el petróleo no era un bien estudiado por la ciencia, pero la sí otras industrias extractivas no reproductivas, como la minería, para el cual el mismo autor extendió la aplicación conceptual del estudio: *“El rendimiento del capital empleado en la mina más pobre, que no paga renta, regula la renta de todas las otras minas más productivas”*. A partir de allí, se deduce que el criterio de marginalidad se puede extender a otros recursos naturales extractivos diferentes a los reproductivos (agrícolas).

El concepto siguió siendo ampliamente estudiado en la literatura económica por diversos autores, como Marx, quien delineó dos tipos de rentas¹, o Marshall, quien estableció la clasificación de **quasi rentas** o rentas de tipo temporarias. Este último autor trabaja sobre la idea de que, en el corto plazo, la mayoría de los factores de la producción tienen oferta relativamente fija. El ingreso ganado por esos factores es determinado por la interacción de la oferta y la demanda. La demanda de los factores deriva del ingreso marginal del producto. Por lo tanto, si la oferta es perfectamente inelástica, la productividad marginal determina los pagos del factor. El precio recibido por un factor en el corto plazo podría no ser igual al costo de producción del factor. Si el precio está sobre el costo de producción, el factor gana una *quasi-renta*. La *quasi-renta* es un exceso sobre lo que es requerido para inducir a los oferentes a producir unidades adicionales del factor. Las *quasi-rentas* difieren de

¹ La renta de tipo uno, basada en la productividad marginal natural de la tierra y la de tipo dos, determinada por la mayor productividad derivada de la inversión sucesiva en las parcelas de tierra. El concepto de renta de tipo dos ya había sido esbozado por A. Smith, en la obra citada anteriormente al sostener: “Acaso habrá quien imagine que la renta de la tierra no es otra cosa sino un beneficio razonable o un interés del capital que el propietario empleó en mejorar el suelo. Sin duda que esto puede ocurrir en algún caso específico; pero en modo alguno puede ser la regla general”

las rentas puras en que son un fenómeno temporario que tienden a ser eliminadas en el largo plazo por medio de la competencia.

Finalmente, en base a los aportes de Hotelling (1931), surge la llamada **renta de escasez**, vinculada a la ley del mencionado autor que establece que la forma de explotación social y económicamente más rentable para la extracción de los hidrocarburos, es una por la cual el precio del recurso esté determinado por el ingreso neto marginal de la venta de los mismos, aumentando conforme a la tasa de interés.

Luego de siglos de estudios, lo cierto es que cuando una actividad económica de producción, en una economía de mercado, opera en el equilibrio competitivo de largo plazo es esperable que el costo de oportunidad del capital invertido iguale a la rentabilidad de la misma. Si esta ecuación se rompe, y el costo de oportunidad del capital invertido supera a la rentabilidad, la actividad se vuelve inviable económicamente y se verá forzada a detenerse. En cambio, si la rentabilidad supera al costo de oportunidad del capital invertido, la firma tendería a expandirse o nuevas empresas entrarían a competir en dicho mercado.

Cuando el retorno de la empresa supera su costo de oportunidad invertido, estamos en presencia de **renta económica**. Dicho concepto es el que se tomará en cuenta para la presente tesis, y es la que Montamat (1993) hace extensiva para el sector hidrocarburífero y define como **renta petrolera**: “la diferencia entre el precio del mercado, por un lado, y los costos de producción más un importe para los costos adicionales –transporte, procesamiento y distribución- y un retorno sobre el capital invertido, por el otro”. Metodológicamente, el retorno del capital invertido se considerará como parte del *corporate take* dentro de la renta. Los costos de producción, por su parte, pueden descomponerse en:

- *Exploration Costs*: costos que incluyen la depreciación y la operación de los equipos e instalaciones, directamente vinculados a la actividad de exploración.
- *Development Costs*: son los costos necesarios para tener acceso a las reservas probadas y equipar las instalaciones para la extracción, tratamiento y almacenaje de petróleo y gas, incluyendo también los costos de depreciación y operación de los equipos e instalaciones de apoyo y los costos de otras actividades de desarrollo.
- *Lifting Costs*: son los costos que se vinculan con la extracción de los hidrocarburos, incluyendo los costos de operación y mantenimiento de pozos, equipamiento e instalaciones, considerando la depreciación de las mismas.²
- Otros costos: costos de transportes y contingencias no incluidos en los tres anteriores.

Formalmente, puede expresarse de la siguiente manera:

$$\text{Ecuación 1: } R = (P \cdot Q) - EC - DC - LC - OC$$

Dónde:

R: Renta Petrolera

P: Precio de frontera del petróleo

² Esta subdivisión de costos en el *upstream* es la comúnmente utilizada por la *Energy Information Administration* (EIA)

Q: Cantidad de hidrocarburos extraídos

EC: Exploration Costs

DC: Development Costs

LC: Lifting Costs

OC: Otros costos

En el mismo sentido, Scheimberg (2007) define a la **renta petrolera** como “un concepto ricardiano que se aplica a la producción de un recurso natural y se define como el margen del negocio de explotación que viene dado por la diferencia entre los precios finales de la cadena de producción y su costo, lo cual requiere que todos los costos sean considerados”. El autor destaca que los precios de referencia, en el caso de petróleo como *commodity*, se establecen por su cotización internacional ajustado por la posición relativa del mercado hacia los mercados de referencia (distancia, calidad) y la posición comercial neta del país (importadora o exportadora).

Lo que aquí se ha definido como renta petrolera es **“La característica económica básica del negocio petrolero -la cual- es calcular el valor de las reservas que razonablemente se espera encontrar, y compararlo con el riesgo y con el costo de explorarlas, de desarrollarlas, de producirlas y de comercializarlas”**³. La mencionada renta puede distribuirse entre los productores, denominado *corporate take*, los consumidores –*consumer take*- y el Estado –*government take*-. Tanto la generación, maximización y distribución de la renta petrolera tienen diferentes impactos sobre las decisiones de inversión y consumo que influyen en la oferta y demanda final de los bienes derivados de los hidrocarburos.

No existen estudios realizados que cuantifiquen la renta en todo el período, 1993-2018, que este trabajo persigue como objetivo. Si hay mediciones más acotadas, como la de Scheimberg (2007), con estimaciones entre 1999-2006, Mansilla (2006, 2007), el cual cuantifica el período 1996-2004, Campodónico (2008) evalúa el período 1999-2005, Recalde (2008) trabaja sobre el período 1991-2007, Scheimberg (2011), trabajo en el cual se mide la evolución en el período 2002-2010, y Montamat (2009) lo hace entre 1999-2009, entre otras. Los mencionados trabajos suelen cuantificar la distribución de la renta petrolera pero no se centran en los impactos que ello tiene en la cadena de valor hidrocarburífera.

La literatura económica tradicional, define las curvas de los costos medios totales, los costos medios asociados a la estructura variable de los mismos y los costos marginales vinculados a la última unidad adicional producida. El siguiente trabajo, parte del supuesto de que los costos medios totales de largo plazo se pueden aproximar mediante los costos marginales de largo plazo.

El mercado petrolero, es un mercado abierto, donde los precios internos tienden a los precios de frontera. De esta manera, el precio interno del crudo se mueve con las paridades de importación/exportación de acuerdo a su posición importadora/exportadora en el producto de referencia. De acuerdo a Varian (2006) estamos en el caso de un mercado precio-aceptante, donde

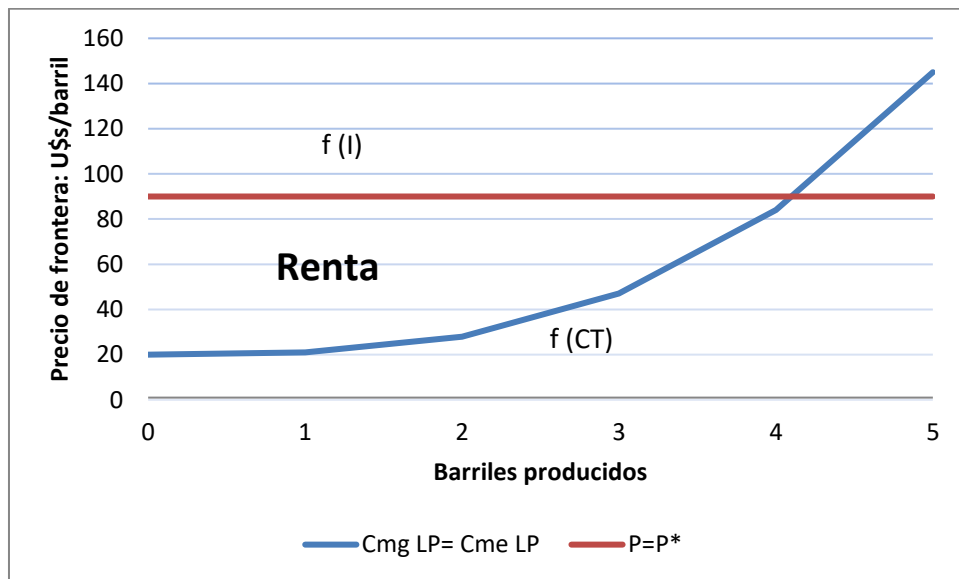
³ Montamat, D. (2007): La energía argentina: otra víctima del desarrollo ausente, Editorial El Ateneo.

cualquiera sea la cantidad vendida, el precio de mercado será independiente, en este caso, fijado por los precios internacionales

De esta manera, asumiendo una curva de costos marginales crecientes, la producción tiende a aumentar hasta que el costo del último barril extraído iguala a los precios de ventas.

El área comprendida entre las funciones de Ingreso $f(I)$ y de Costos Totales $f(CT)$ representa la renta del sector. Como se mencionó, los ingresos derivan de una situación donde los precios locales son iguales a los de frontera ($P=P^*$). Gráficamente, se exhibe dicho concepto.

Ilustración 1: Definición gráfica del concepto de Renta



Fuente: Elaboración propia

De esta manera, podemos expresar la Renta petrolera como:

$$\int_0^4 f(I) dI - \int_0^4 f(CT) dCT$$

Recordemos que se había expresado dicho concepto de manera algebraica a través de la siguiente ecuación:

Ecuación 2: $R = (P^*Q) - EC - DC - LC - OC$

Recordemos que:

- R: Renta Petrolera
- P: Precio de los hidrocarburos de referencia de mercado (petróleo)
- Q: Cantidad de hidrocarburos vendidos
- EC: Exploration Costs

DC: Development Costs

LC: Lifting Costs

OC: Otros costos

Al primer término de la ecuación 1 llamaremos Ingreso (I)

$$\text{Ecuación 3: } I = (P * Q)$$

Rescribiendo los últimos cuatro términos de la ecuación 1:

$$\text{Ecuación 4: } CT = EC + DC + LC + OC$$

Dónde:

CT: Costo Total

De forma simplificada, podemos reescribir la Ecuación 1 de la siguiente forma:

$$\text{Ecuación 5 : } R = I - CT$$

Definida la Renta en virtud de los ingresos derivados de la venta del petróleo producido a un precio definido por las referencias internacionales, queda de manifiesto que los posibles desacoples de los mismos tendrán una incidencia directa en la renta petrolera apropiable y en su distribución. Según Varian (2006), la teoría microeconómica sostiene que los precios desempeñan dos papeles en el sistema de mercado: la asignación y la distribución. El primero consiste en indicar la escasez relativa; y el segundo en determinar la cantidad que pueden comprar los diferentes agentes de cada bien. De esta manera, la distorsión en los precios puede distorsionar los planes de producción e inversión de petróleo y derivados.

De acuerdo con Williamson (1996), los cambios en las situaciones contractuales posteriores a la inversión en activos altamente específicos, como es el caso de la industria extractiva de petróleo, configuran una situación de “transformación fundamental”, y al problema de oportunismo contractual *ex post* se lo conoce como “*hold up*”, en referencia a que una de las partes, puede apropiarse de una porción mayor de las ganancias inicialmente acordadas.

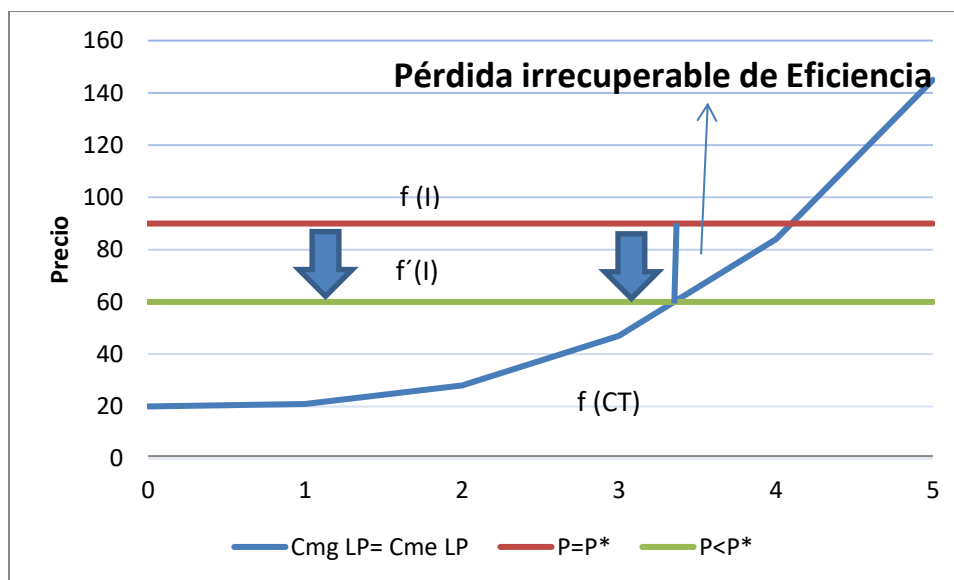
Navajas *et al* (2004) afirman que el comportamiento oportunista puede darse tanto en el ámbito de los contratos entre agentes privados como por efectos de diferentes intervenciones del Estado en tanto exista la posibilidad de aprovecharse de alguna inversión hundida (específica y no recuperable en el corto y mediano plazo en uso alternativo).

Siguiendo a Harberger (1964), se puede sostener que el desacople en los precios respecto a las referencias naturales, ya sea mediante derechos sobre las exportaciones/importaciones, precios máximos, etc., pueden causar una pérdida irrecuperable de eficiencia, además de afectar las decisiones de producción. Esta pérdida de eficiencia se debe a que el incremento en el excedente del consumidor es menor a la pérdida generada en el excedente del productor. Esto significa que si los precios no hubieran sido distorsionados, la porción de los ingresos a distribuir entre los diferentes actores de la cadena hubiera sido mayor y no se hubiera generado esta ineficiencia en la asignación.

Supongamos que el Estado fija derechos de exportación en un 33%. Si el precio de mercado de petróleo es de 90 dólares por barril, dicho arancel, en un mercado abierto, provocará un descenso

del precio de venta a 60 dólares. Todos los pozos que producen a un costo mayor a los 60 dólares quedarán por debajo del *break even*. El área comprendida entre la curva de costos y la distorsión de precios (90-60 dólares) será la pérdida irrecuperable de eficiencia. En tanto se mantenga esta situación, la producción disminuirá hasta que los pozos marginales no excedan los 60 dólares de costo. A continuación, se puede ver un ejemplo gráfico de este ejemplo:

Ilustración 2: Impactos en la renta de la distorsión en los precios relativos



Fuente: Elaboración propia

De esta manera, podemos observar que la distorsión en los precios puede causar un descenso en la producción y de esta manera disminuyen los Ingresos sobre los cuales se genera Renta.

Asimismo, el escenario descrito anteriormente, reconfigura la distribución de la renta: parte se perderá como efecto de la “pérdida irrecuperable de eficiencia” y parte se trasladará aguas abajo o al *downstream* petrolero. Esta transferencia aguas abajo, en un escenario de competencia perfecta, debiera ser trasladado completamente a los consumidores finales de combustibles, hecho que será examinado más adelante.

En el sentido inverso, un incremento “artificial del precio”, como ha ocurrido en el pasado con el “barril criollo” reconfigura la renta a favor del *upstream*, y si los precios de los combustibles se mantienen en línea con el precio del crudo, la transferencia de renta se hace en detrimento de los consumidores.

3. Medición de la renta e impactos causados por las distorsiones en los precios

En el presente capítulo del trabajo, se medirá la generación de renta del sector petrolero a partir de los ingresos que se hubieran derivado de los precios de frontera, se analizarán los efectos de las distorsiones de precios entre los diferentes actores y sus diferentes impactos sobre la producción e inversión. De la misma forma se estimarán los costos totales, desagregando sus principales componentes y su evolución

3.1 Medición de los ingresos, evolución y análisis

Como se mencionara anteriormente, el mercado petrolero, es un mercado abierto, donde los precios internos tienden a los precios de frontera. De esta manera, el precio interno del crudo se mueve con las paridades de importación/exportación de acuerdo a su posición importadora/exportadora en el producto de referencia. Estamos en el caso de un mercado precio-aceptante, donde cualquiera sea la cantidad vendida, el precio de mercado será independiente, en este caso, fijado por los precios internacionales.

Una característica del mercado petrolero mundial es la alta volatilidad de los precios, lo que puede provocar fuerte fluctuaciones en la generación de Renta. Acompañados por una fuerte imprevisibilidad de los mismos, distintas hipótesis fueran analizadas para tratar de entender el comportamiento de los precios petroleros. Algunos trabajos como los de Pindyck (1999) y Barnett y Vivanco (2003) evidencian una “reversión a la media” en los precios sobre largos períodos de tiempo. De acuerdo a Cashin *et al* (2000) también hay evidencia de persistencia de shocks de precios, mientras Hamilton (2008) considera plausible un *random walk*, enfatizando que la mayoría de los pronósticos resultan equivocados⁴.

Será analizado también, el impacto teórico del desacople de los precios de frontera a través de diversos mecanismos, por ejemplo, de derechos de exportación.

La distorsión en los precios, tiene impactos sobre los ingresos de las empresas productoras, pero también impactos de segundo tiempo en el reparto y apropiación de impuestos y tributos provinciales (*Government Take* provincial); y nacionales (impuesto a las ganancias: *Government take* nacional coparticipable).

⁴ “En términos de regularidades estadísticas, (...) los cambios en el precio real del crudo tienden a ser: (1) permanente, (2) difíciles de predecir, y (3) gobernados por regímenes muy diferentes en distintos puntos del tiempo”, Hamilton (2008, p.1).

Desde el punto de vista de las distorsiones de los precios, se puede dividir al período analizado en tres etapas claramente diferenciales: 1993-2001, 2002-2014 y 2015-2017.

Para comenzar con un análisis cuantitativo que permita expresar el grado de desacople de los precios en el *upstream*, se debe ponderar la producción y venta de los diferentes tipos de crudos en Argentina con sus respectivos precios. De esta manera se obtiene un precio interno promedio ponderado. Al comparar esta ponderación con el precio de referencia internacional se obtiene un indicador que muestra el grado de desacople en el *upstream*⁵. Formalmente:

$$\text{Ecuación 6: } \delta = P^{\text{int}}/P^*$$

Donde P^{int} es el precio interno⁶ ponderado del petróleo y P^* es el precio de referencia internacional. Si $\delta < 1$, entonces el precio interno se encuentra por debajo de la referencia internacional⁷. En cambio, si $\delta > 1$, el indicador está reflejando que el precio interno superó a la referencia. Por último, si $\delta=1$, estamos ante una situación de precios locales acoplados a la paridad.

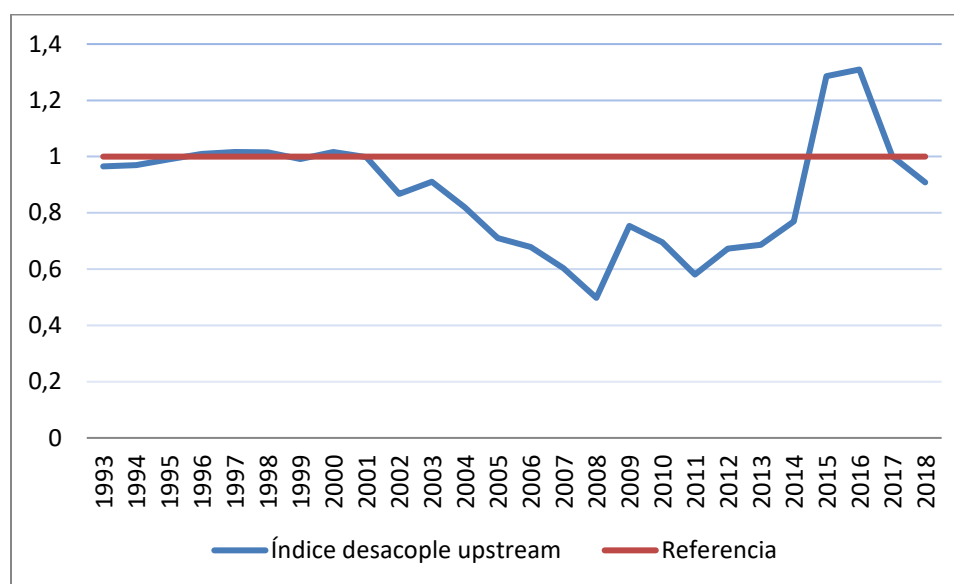
El siguiente gráfico ilustra el desempeño del indicador δ durante el período 1993-2018. En el mismo, se puede apreciar que el indicador δ está en el entorno de la unidad (1 es la referencia perfecta) durante los años comprendidos entre 1993-2001. Entre 2002-2014 los precios se desacoplaron a la baja (principalmente por la distorsión de precios vía derechos de exportación). Finalmente, en el período 2015-2016, los precios estuvieron desequilibrados por encima de las referencias (vía barril criollo) hasta volver a converger en el año 2017. En el año 2018, fruto de las retenciones de \$4 por dólar exportado, los precios internos quedaron desacoplados nuevamente a la baja.

⁵ Análisis extraído de Torroba (2015)

⁶ Al precio local se le realiza el ajuste por calidad correspondiente

⁷ Se utiliza la paridad de exportación ya que el petróleo es un producto exportado en forma neto, siguiendo la metodología explicada por Scheimberg (2007): "En este sentido es preciso considerar la propia condición del recurso en tanto éste sea un *commodity*, un bien sólo regionalmente comerciable, o en el extremo, un bien no transable. El petróleo corresponde a la primera de estas categorías, en el que el precio final o su valor económico (la divergencia se da en caso que la industria este regulada) viene dado por su cotización internacional, ajustado por la posición relativa del mercado, tanto hacia los mercados de referencia (por distancia, calidad, etc.) como a la posición comercial local neta (importadora o exportadora). Así resulta que el precio de "frontera" puede venir dado por la paridad de exportación, cuando el país mantiene una posición excedentaria, o por la paridad de importación, en caso de tener déficit de abastecimiento. En todo caso la modalidad de la operación marginal es la que determina el precio frontera."

Ilustración 3: Índice de acople de precios en el *upstream*



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía y EIA

Como se mencionó, el análisis de las distorsiones de los precios puede subdividirse en los tres períodos mencionados. Para obtener el grado promedio de desacople en los precios a lo largo del período, se debe realizar el siguiente cálculo:

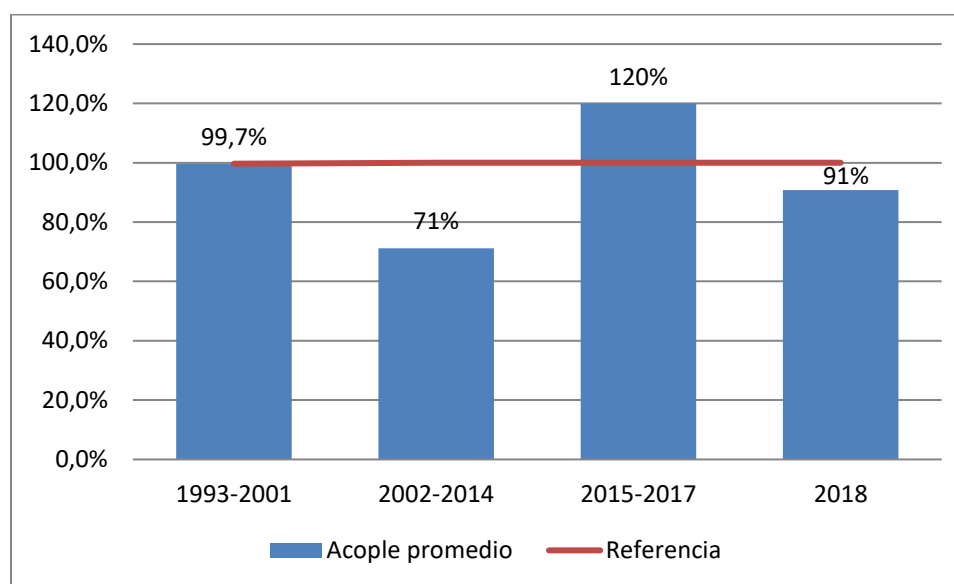
$$\text{Ecuación 7: } \langle \delta \rangle = (\sum \delta_i \Delta t_i) / T$$

El promedio del indicador δ para el período 1993-2001 arroja un valor aproximado de 99,7%. Ello marca que a lo largo del período en análisis (T), los precios locales estuvieron en línea con la referencia internacional.

Por su parte, en el período 2002-2014, los precios se encontraron al 71% respecto de las referencias, mientras que en el período 2015-2017 los precios superaron a las referencias en un 20%. Los precios del crudo local que habían retomado las referencias internacionales durante 2017, fueron gravados con retenciones a las exportaciones durante 2018, y tuvieron un desacople ubicándose al 91% en términos comparativos.

A continuación, se resume gráficamente el desacople de los precios por período:

Ilustración 4: Nivel de acople de precios promedio por períodos en el upstream



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía y EIA

El impacto de los desacoples de los precios generó una pérdida de ingresos brutos totales por parte de los productores de petróleo en nuestro país. Dicha pérdida puede formalizarse de la siguiente manera:

$$\text{Ecuación 8: } PI = (P^* * Q) - (P^{int} * Q)$$

Dónde:

PI: Pérdida de ingresos brutos

P*: Precio de referencia internacional de petróleo

Q: Cantidad de petróleo vendido

P^{int}: Precio Interno de petróleo

Se ha realizado una medición de la pérdida de ingresos potenciales motivada por la distorsión de los precios. Para el período 1993-2001, no se detectan distorsiones significativas en los precios, por lo cual tampoco pérdidas potenciales de ingresos. Para el período 2002-2014, los ingresos potenciales sufren una importante pérdida de 68.787 millones de dólares, motivado por la distorsión de precios vía derechos de exportación. A partir de 2015, con el llamado “barril criollo” (precios por encima de las referencias), los ingresos potenciales tienen un importante incremento de 5.808 millones de dólares. Hay que destacar, que con el fin del “barril criollo” en octubre de 2016, los precios comienzan a converger a las referencias internacionales, y ya en 2017 se observa un nivel de acople pleno. La nueva aplicación de derechos a las exportaciones de \$4 por dólar exportado, redujeron los precios internos, bajando los ingresos potenciales en 2.921 millones de dólares.

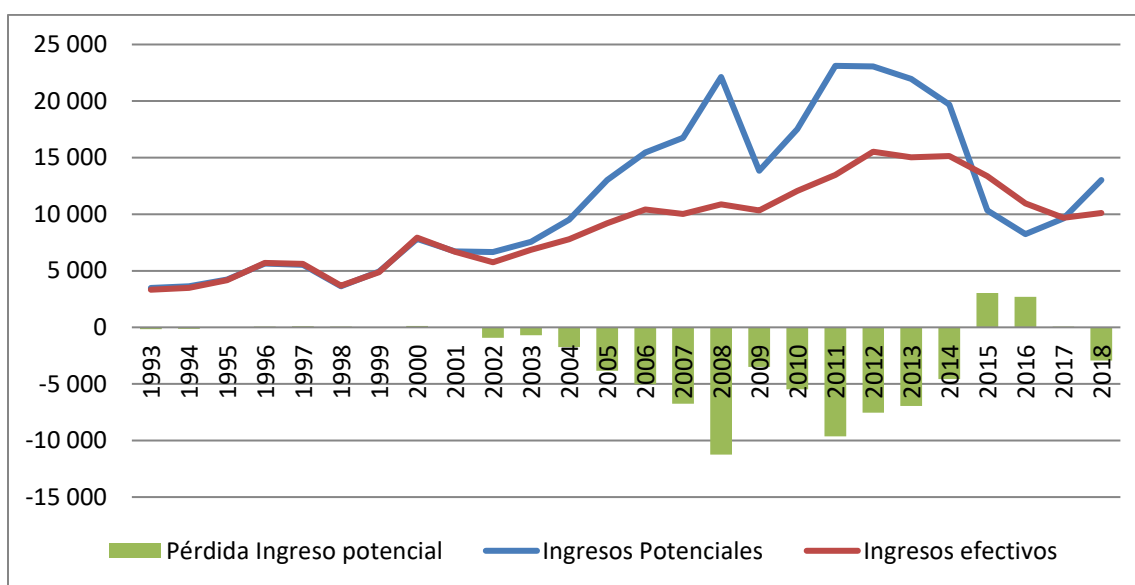
Evolución de la renta hidrocarburífera en argentina 1993-2018: impactos en la cadena de valor

Período	Distorsión de Ingresos Potenciales <i>upstream</i> (Millones U\$s)
1993-2001	-71
2001-2014	-67.878
2015-2017	5.808
2018	-2.921

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía y EIA

A continuación, se puede ver la evolución anual de los ingresos potenciales, efectivos y la pérdida potencial de los mismos. Se puede notar que en año 2008, con un pico de precios internacionales que estuvieron cerca de los 100 dólares se observó la mayor pérdida de ingresos potenciales en más de 11 mil millones, con precios internos promedios por debajo de los 50 dólares. Mientras que el año 2015 se caracterizó por ser el de mayores ingresos potenciales (3 mil millones) derivados de precios superiores a las referencias internacionales.

Ilustración 5: Ingresos potenciales e ingresos efectivos de los productores de petróleo (en millones de dólares corrientes)



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía y EIA

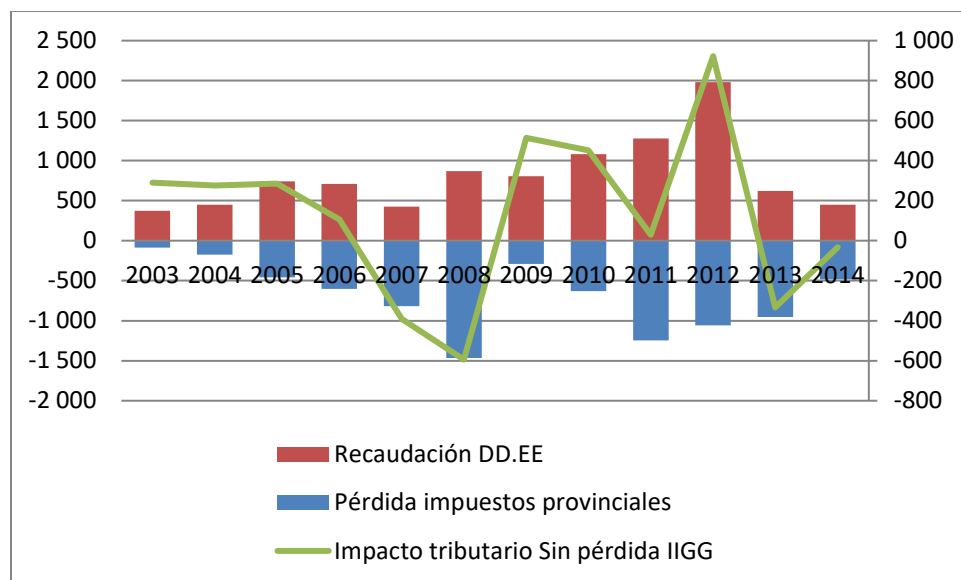
3.1.1.1 Impactos tributarios

La reducción del precio del crudo vía derechos de exportación, no solamente tiene impactos sobre las decisiones de producción e inversión, también tiene efectos sobre la distribución y la recaudación de impuestos. De esta forma, se reduce la recaudación de impuestos provinciales (Ingresos Brutos y Regalías) y aumenta la recaudación vía derechos de exportación. Desde luego, la disminución de ingresos vía menores precios también impacta sobre la recaudación de Impuestos a las Ganancias,

Evolución de la renta hidrocarburífera en argentina 1993-2018: impactos en la cadena de valor

tributo nacional. A continuación, se medirá la eficiencia recaudatoria neta de los derechos de exportación recaudada, *vis a vis* la pérdida de recaudación de los tributos provinciales.

Ilustración 6: Recaudación e impacto tributario de los Derechos de Exportación al crudo durante el período 2003-2014 (en millones de dólares corrientes)

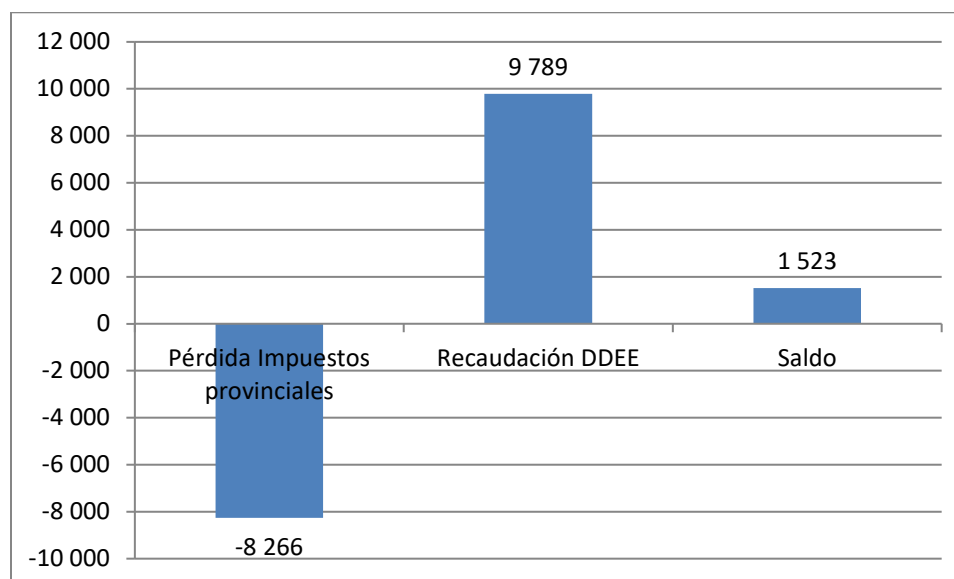


Fuente: Elaboración propia en base a Dirección Fiscal de Análisis Fiscal (Ministerio de Hacienda).

El impacto tributario medido como los Derechos de Exportación al crudo recaudados descontando la pérdida de Ingresos Brutos y Regalías por los menores precios da origen a un saldo positivo de 1.523 millones de dólares en el período 2003-2014. El Estado Nacional recaudó 9.789 millones de dólares mientras que los Estados Provinciales productores resignaron 8.266 millones. Bajo esta metodología, los años 2007, 2008, 2013 y 2014 resultaron deficitarios.

Cabe resaltar, que en este ejercicio no se consideró las pérdidas en la recaudación de Impuestos a las Ganancias. Haciendo una estimación lineal, considerando el 35% de los Ingresos Potenciales perdidos, el fisco podría haber perdido más de 23.000 millones de dólares por el desacople de los precios. Del mismo modo, tampoco se consideró la menor recaudación del Impuesto al Valor Agregado (IVA), ya que la pérdida efectiva dependerá del traslado de los menores precios aguas abajo.

Ilustración 7: Recaudación e impacto tributario agregado de los Derechos de Exportación al crudo durante el período 2003-2014 (en millones de dólares corrientes)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Dirección Nacional de Investigaciones y Análisis Fiscal (Ministerio de Hacienda).

Luego de evaluar los Ingresos, sus distorsiones vía alteraciones en los precios e impactos, se evaluará el segundo término de la ecuación de la Renta, es decir los costos.

3.1.2 Medición de los costos, evolución y análisis

Como se ha mencionado, los costos totales se rigen por la suma de los *Exploration Costs*, *Development Costs*, *Lifting Costs* y *Others costs*. Para estimar los mismos se ha recurrido a los Estados de Resultados Integrales Consolidados de YPF S.A.⁸ y a los F20 presentados ante la *Securities and Exchange*

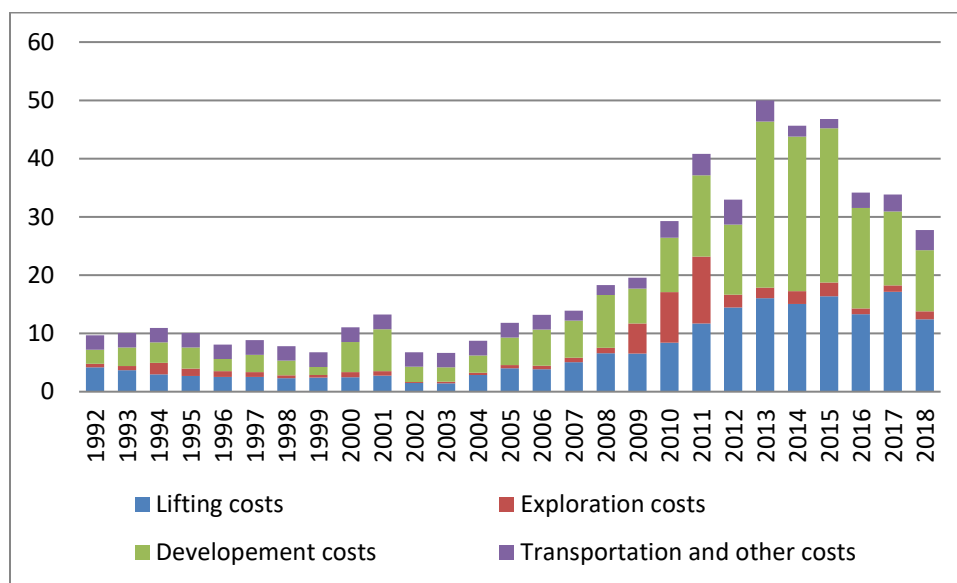
⁸ Nótese que para contabilizar las actividades de exploración de petróleo se utilizó el Método del Esfuerzo Exitoso. Según el mismo, los costos de exploración se imputan a resultados del ejercicio en que se incurrieron. En caso de no encontrarse reservas, se imputan como gastos de exploración. Los gastos incurridos en la adquisición de los nuevos intereses en áreas con reservas probadas y no probadas se capitalizan a medida que se incurren en propiedades, pozos y equipos relacionados con minerales. Los costos relacionados con permisos de exploración se clasifican como activos intangibles. Los costos de exploración, excluyendo los costos asociados con los pozos exploratorios, se cargan a gastos a medida que se incurren. Costos de perforación de pozos exploratorios, incluyendo pozos de prueba estratigráficos, se capitalizan en espera de la determinación de si los pozos han encontrado reservas probadas que justifiquen desarrollo comercial. Si no se encuentran dichas reservas, los costos mencionados se cargan a gastos en espera de la finalización de pozos adicionales y actividades exploratorias necesarias para evaluar y cuantificar las reservas relacionadas con cada proyecto. El detalle de los costos de los pozos exploratorios en la etapa de evaluación se describen en la Nota 8 a los EE.CC. de YPF S.A.

Commission (SEC) de la Bolsa de Valores de Estados Unidos por la misma empresa, asumiendo que debido a su alta participación de mercado (más del 50%) los costos allí informados son representativos de la industria en Argentina. Con dichos datos, se han estimado la evolución de los diferentes costos para el período 1993-2018.

Como integrante de la ecuación de la renta, los costos forman parte fundamental de ella, junto a los precios de venta determinan el *break even* a partir del cual resulta económicamente viable extraer petróleo. La estructura aquí estimada responde a los costos medios, los cuales, bajo el supuesto de que aproximan a los costos marginales en el largo plazo, determinan, en parte, la renta del sector.

Como se podrá ver en la siguiente gráfica, los costos se mantuvieron estables, en torno a los 10 dólares por barril durante el período 1992-1995, para luego descender un 20% en los cuatro años siguientes. Los años 2002 y 2003 marcaron un descenso, incluso inferior al período de menores costos de la década del '90. La brusca devaluación del tipo de cambio en dichos años redujo sensiblemente los costos en dólares. Luego del mínimo de esos dos años, los costos comenzaron a incrementarse en sintonía con la reducción de la producción petrolera que cayó ininterrumpidamente desde el año 1998 hasta el 2017 inclusive.

Ilustración 8: La evolución de los costos de producción de petróleo (en dólares/barril)



Fuente: Elaboración propia en base a YPF S.A

El incremento de los costos también coincide con otros dos factores:

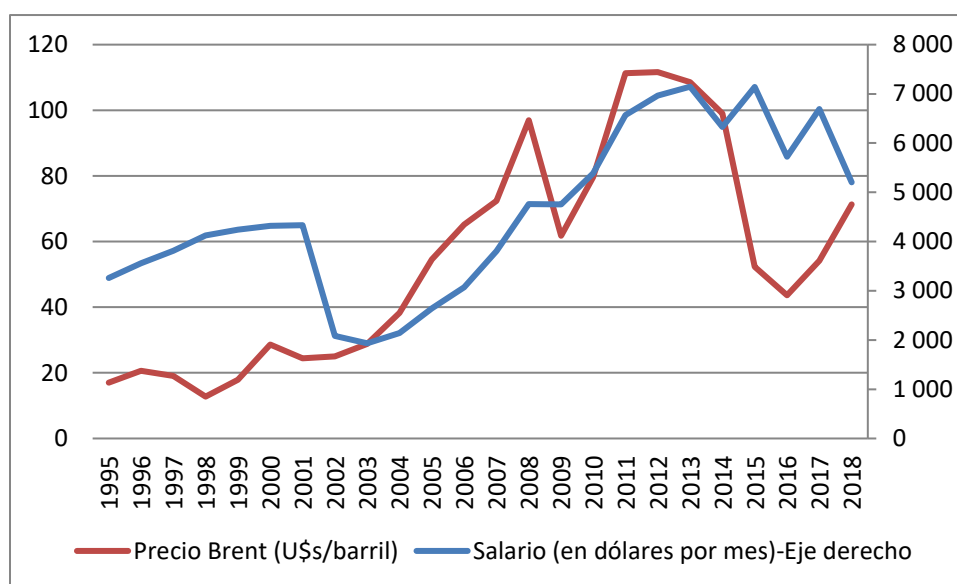
- (i) El aumento de los precios del petróleo. Vinculado a esto, se podría intuir que los actores relacionados a la cadena de valor (sindicatos, proveedores, etc.) incrementaron los precios de sus servicios ante la presunción de que la renta en el sector crecía vía los mayores precios del crudo. También se puede intuir que, ante una mayor renta potencial, las compañías productoras bajaron sus exigencias a la hora de minimizar los costos;

Evolución de la renta hidrocarburífera en argentina 1993-2018: impactos en la cadena de valor

- (ii) La madurez de algunas cuencas provocó una disminución en la productividad de las mismas que aumentó los costos de extracción (*lifting*), desarrollo (*development*) y exploración (*exploration*). Ello vinculado a los mayores esfuerzos de las empresas para operar campos maduros y en declinación con una productividad en baja.

En cuanto al primer aspecto, se observa que los salarios medio de los trabajadores petroleros medidos en dólares se incrementan, especialmente cuando el precio del crudo internacional sube fuertemente a partir de 2003. Luego los salarios se estancan o descienden con la caída de los precios en 2014. La correlación entre ambas series es del 0,64.

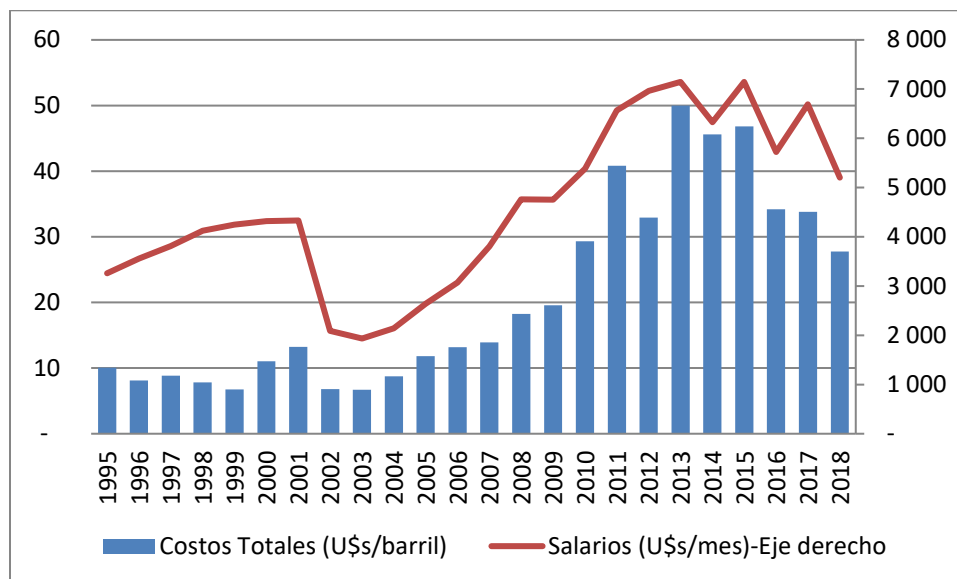
Ilustración 9: Evolución del precio internacional del crudo y de los salarios medios de la extracción de petróleo en Argentina



Fuente: Elaboración propia en base a Observatorio de Empleo y Dinámica empresarial, Ministerio de Trabajo y EIA

Lo que resulta indudable, es el alto peso de la mano de obra en los costos totales de producción. Utilizando la serie de salarios y costos totales, se observa una alta correlación (0,9) entre ambas. En el siguiente gráfico se puede observar como los costos totales de producción se incrementaron en sintonía con los salarios medios del sector.

Ilustración 10: Evolución de los costos totales de producción de petróleo y salarios medios de la extracción de crudo

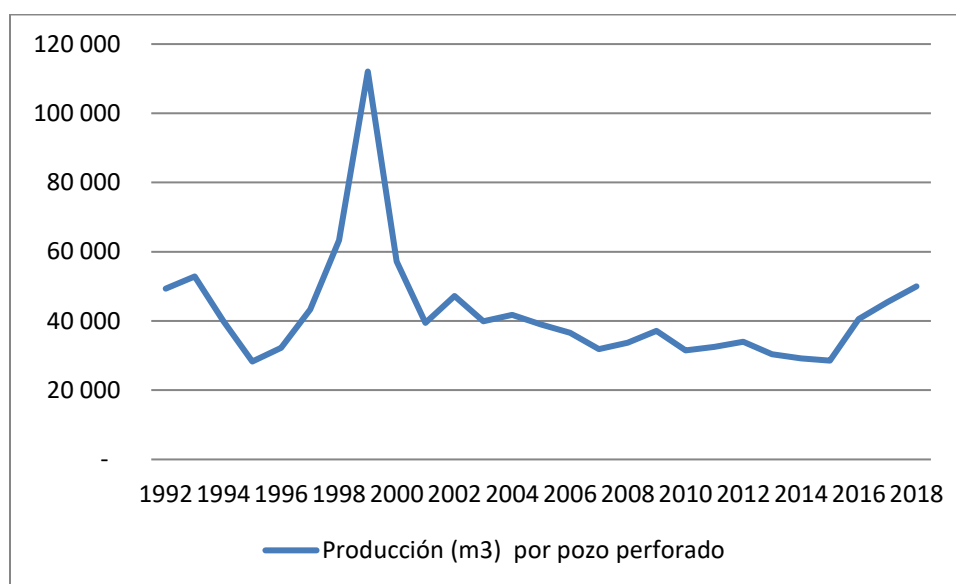


Fuente: Elaboración propia en base a Observatorio de Empleo y Dinámica empresarial, Ministerio de Trabajo y F20 de YPF S.A.

En cuanto a la hipótesis de que la madurez de algunas cuencas aumentó los costos por la disminución en la productividad de las mismas, se evalúan dos indicadores de referencia: la productividad medida como la producción total por pozos realizados y por metros perforados.

Siguiendo el primer indicador, se observa cómo, luego del pico en el año 1999, la producción por pozo perforado desciende un 75% en forma casi ininterrumpida hasta el año 2015. Ello evidencia el mayor esfuerzo necesario en números de pozos para mantener la producción.

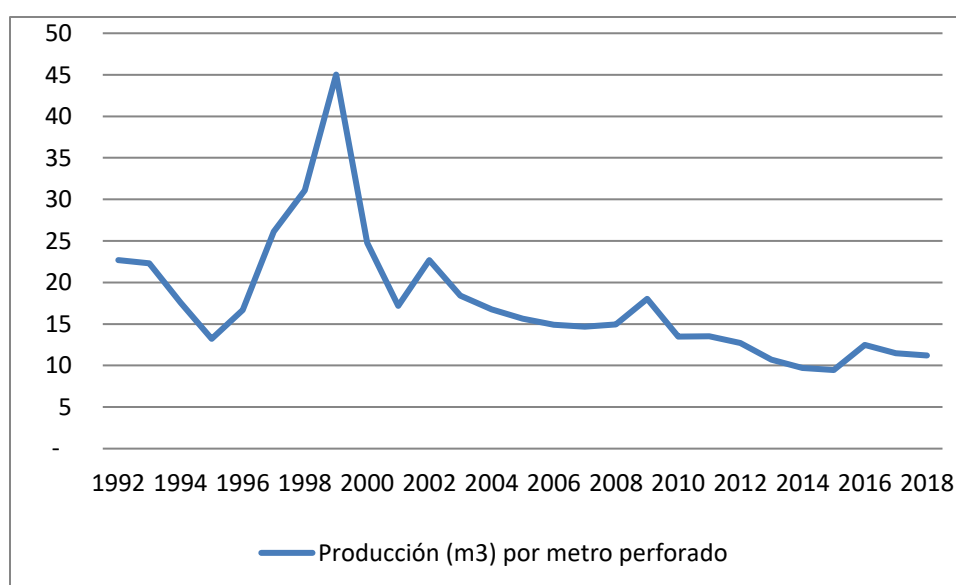
Ilustración 11: Productividad medida como producción/pozos petroleros perforados en el año



Fuente: Elaboración propia en base a Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG).

En forma similar, se observa cómo, luego del pico en el año 1999, la producción por metro perforado desciende un 79% en forma casi ininterrumpida hasta el año 2015. El comienzo de la explotación masiva de yacimientos no convencionales pareciera estar marcando un punto de inflexión en este sentido, al menos preliminarmente se observa un cambio de tendencia en el año 2018, primer año en que crece la producción luego de una caída ininterrumpida de la misma desde 1998.

Ilustración 12: Productividad medida como producción/metro perforado en el año



Fuente: Elaboración propia en base a IAPG.

3.1.3 Medición de la renta, evolución y análisis

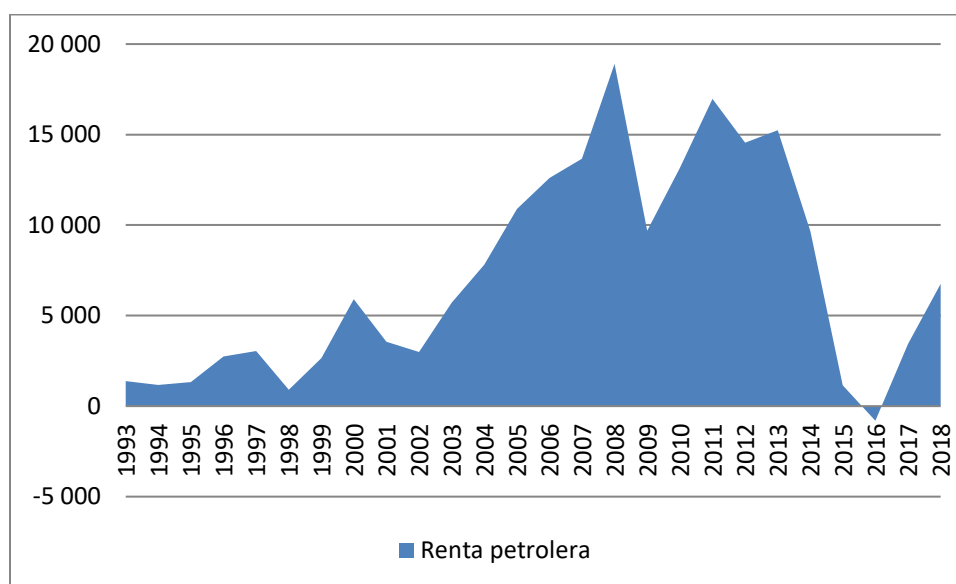
Como se mencionó precedentemente, la renta es un concepto que abarca a los ingresos derivados de la producción valorizados a precios de frontera, descontando los costos totales de la actividad. En tal sentido, ya se han analizado tanto las series de costos medios totales como la de los ingresos potenciales.

De tal forma, se ha elaborado una serie de renta petrolera para el período 1993-2018 considerando los términos de la ecuación anteriormente descriptos. La lectura de la serie es sencilla: existirá Renta siempre que los costos medios totales sean inferiores a los precios de frontera. La cuantía estará determinada por la diferencia entre ambos términos multiplicado por la cantidad producida.

Una discusión posterior es la relativa a los precios efectivos a los cuales se realizaron las ventas de crudo y la distribución y distorsión de la renta generada.

En el siguiente gráfico, se puede observar como el año 2008, con un precio de frontera cercano a los 100 dólares por barril se ubicó como el año de mayor generación de Renta, con un monto de 18.908 millones de dólares, equivalente a un 5,68% del PBI de aquel año. Puede observarse también, que durante todo el período hubo un año en que los precios de frontera fueron menores a los costos y por lo tanto la Renta fue levemente negativa. Ello ocurrió en el año 2016. Intuitivamente, se podría esperar una producción nula en una actividad cuya renta es negativa. Como se verá más adelante, en dicho año la distribución de la Renta fue sesgada a favor del *upstream* con precios mayores a las referencias internacionales (barril criollo). Ello implicó que otros actores sostuvieran económicamente al sector productor. Adicionalmente, cabe mencionar que la inversión petrolera es altamente específica en cuanto a sus activos y con curvas de producción por pozo que exceden al ejercicio anual, con lo cual, en ocasiones particulares como el año 2016 donde los costos totales superaban a los precios de frontera, las empresas tienen como regla de decisión habitual de corto plazo operar siempre que se cubran los costos variables de corto plazo, específicamente los *lifting costs*. Obviamente, el no poder cubrir los costos de exploración y desarrollo en tiempos prolongados, provoca desinversión en el sector, caída de reservas y de producción futura.

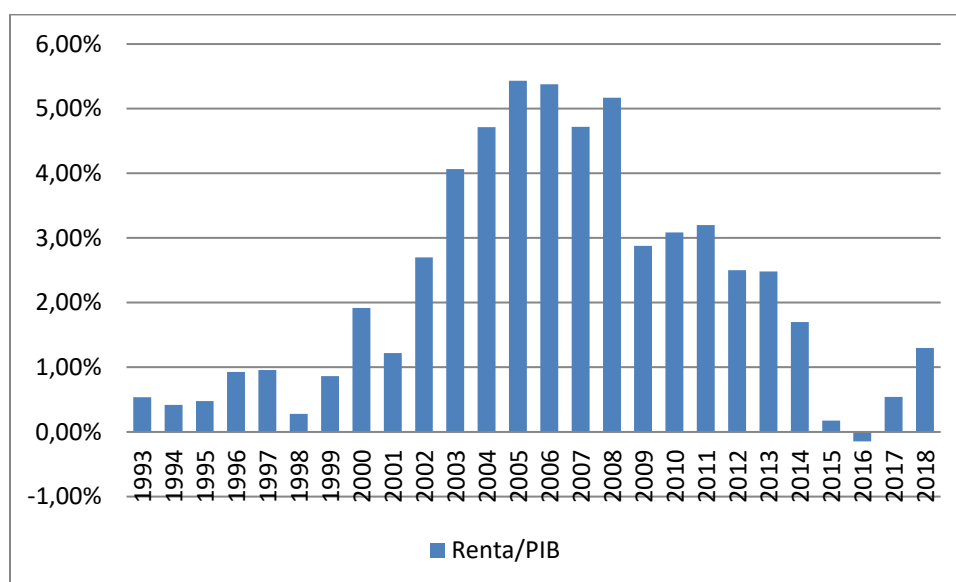
Ilustración 13: Evolución de la Renta Petrolera en Argentina (millones de dólares corrientes)



Fuente: Elaboración propia

El fuerte incremento de los precios internacionales del crudo durante la primera década del segundo milenio provocó un fuerte crecimiento en el ratio Renta/PBI. A pesar de la caída sistemática de la producción desde el año 1998 hasta 2017, este ratio marcó picos históricos superando el 5% en los años 2005, 2006 y 2008.

Ilustración 14: Evolución de la Renta Petrolera/PBI en Argentina (millones de dólares corrientes)



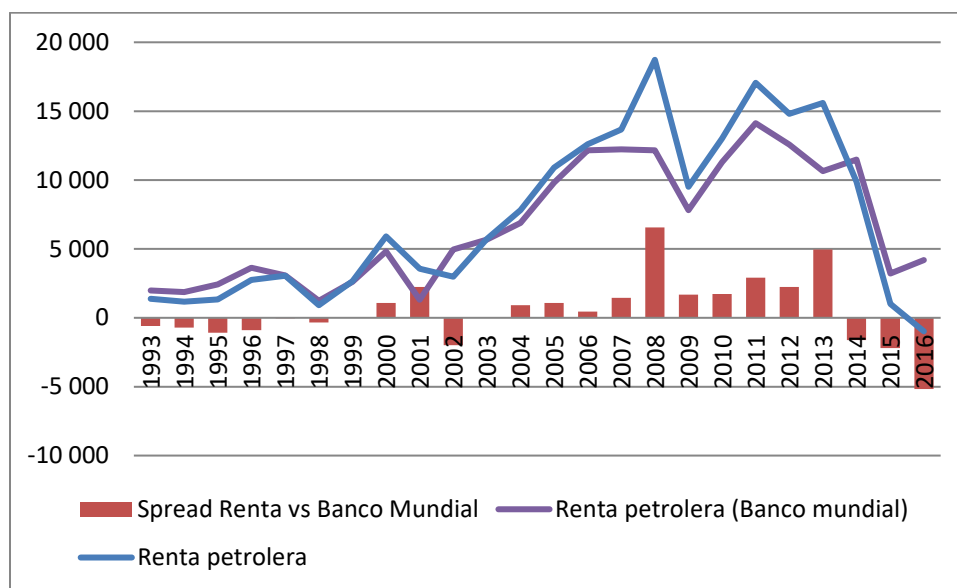
Fuente: Elaboración propia, PBI (CEPAL).

Evolución de la renta hidrocarburífera en argentina 1993-2018: impactos en la cadena de valor

El Banco Mundial publicó una serie de Renta Petrolera hasta el año 2016 definida como la diferencia entre el valor de la producción de petróleo crudo a precios mundiales y los costos totales de producción⁹.

A continuación se comparan ambas series donde se observan valores muy cercanos para el período 1993-2005. Luego las series se separan pero siempre mantienen la tendencia salvo para el año 2008 y 2016.

Ilustración 15: Evolución de la Renta Petrolera en Argentina y comparación con medición del Banco Mundial (millones de dólares corrientes)

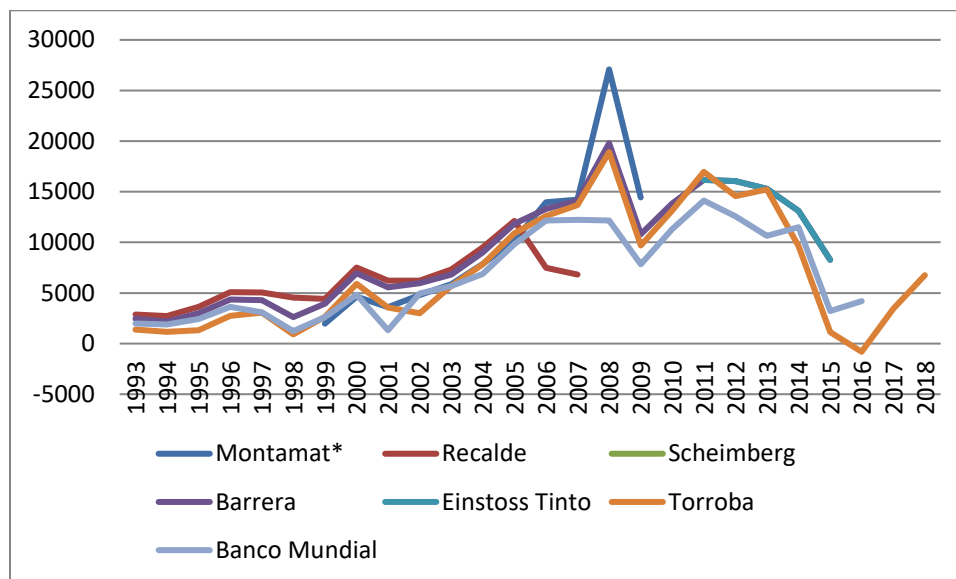


Fuente: Elaboración propia y Banco Mundial

También se realizó una comparación alternativa de la evolución de la Renta de acuerdo a diferentes autores analizados y mencionados anteriormente. Se observa que una coincidencia generalizada entre los diferentes trabajos, al menos en la tendencia de la misma. Todas las series terminan antes del 2015, salvo Banco Mundial (2016). En contraposición a la serie del Banco Mundial, el resto de los trabajos coinciden en la tendencia de la renta para el año 2008.

⁹ Ver metodología en: "The Changing Wealth of Nations: Measuring Sustainable Development in the New Millennium" (La riqueza variable de las naciones: Medición del desarrollo sostenible en el nuevo milenio) (Banco Mundial, 2011).

Ilustración 16: Evolución de la Renta Petrolera en Argentina y comparación con medición varios autores (millones de dólares corrientes)



*Nota: Montamat (2010) incluye a la renta gasífera en el análisis.

Fuente: Elaboración propia en base a trabajos citados en la bibliografía.

Efectuado el análisis de generación de renta a lo largo del período en cuestión, se procede a continuación a la medición de su distribución. A tal fin, y tal como se describió anteriormente, se considerará que la Renta se puede dividir entre tres actores:

- Las empresas productoras de petróleo (*Company Take*);
- El Estado en sus diferentes niveles nacionales y provinciales (*Government Take*);
- La cadena de valor aguas abajo (*Downstream Take*) o los consumidores (*Consumer Take*) según corresponda.

En el primer caso, las empresas captarán toda la Renta generada, en el caso de que vendan toda su producción a precios de frontera y no tributen impuestos. De esta manera, el *Company Take* sobre la Renta será del 100%. Este porcentaje variará en sintonía con la parte de la Renta que sea captada por los otros dos actores.

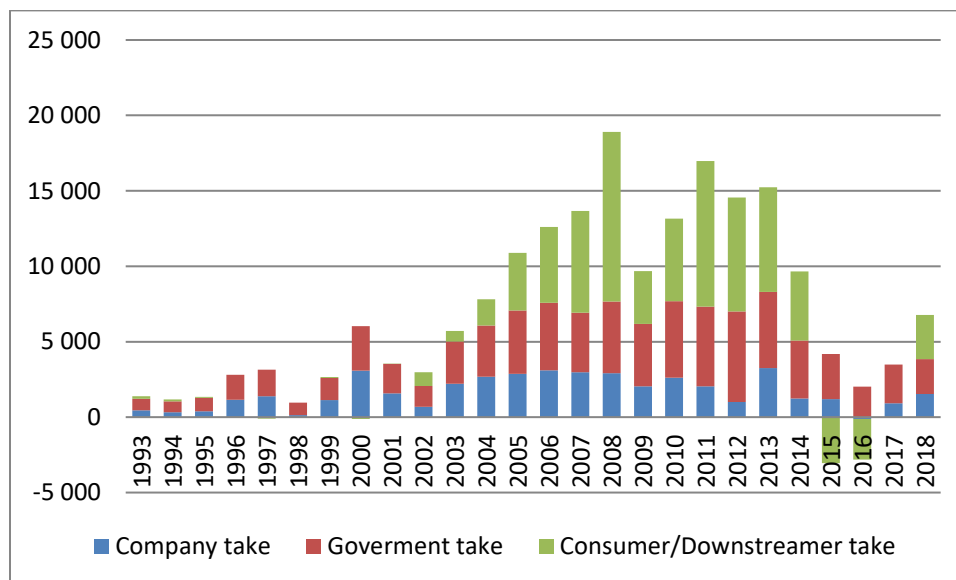
En el segundo caso, el porcentaje del *Government Take* se corresponderá con su participación relativa de la Renta generada. En el caso de que capte toda la Renta, se dirá que el *Government Take* fue del 100%.

Finalmente, la distribución de la Renta aguas abajo está vinculada al grado de desacople de los precios. Supóngase que por efecto de derechos de exportación sobre el petróleo, el precio local resulta un 20% inferior a las referencias internacionales. En ese caso, la cadena de valor aguas abajo, es decir el sector refinador y comercializador podrán captar esa porción de la Renta, en caso de que

sigan vendiendo los derivados de petróleo a precios de paridad cuando el crudo está un 20% más barato (*Downstreamer Take*), o podrán derramar el efecto del crudo más barato en derivados petroleros más económicos en línea con el precio local del barril. En éste último caso, diremos que los consumidores están apropiando parte de la renta (*Consumer Take*). Este último impacto en la distribución, será medido inicialmente en forma conjunta y luego desagregado.

En el siguiente gráfico, se puede observar la evolución de la distribución de la Renta entre los actores descriptos precedentemente. Inicialmente, se observará la evolución absoluta de la Renta petrolera. En tal sentido, se puede apreciar como la participación de los consumidores/downstream comenzó a tomar relevancia a partir de la distorsión de los precios en el año 2002. En el año 2008, se produce el pico absoluto de participación del mencionado sector sobre la Renta, llegando a captar 11.244 millones de dólares. Por su parte, el pico absoluto de la participación del Estado sobre la renta fue en el año 2012, donde llegó a captar 5.995 millones de dólares. Para los años 2015 y 2016, se observa la particularidad de que el *Downstream/Consumidores* financió un precio mayor del crudo. A pesar de ello, el llamado “barril criollo” no alcanzó a compensar la caída de ingresos y el aumento de los costos del *Upstream* durante 2016. En ese sentido, se observa como el único año de toda la serie donde las compañías productoras tuvieron renta negativa aguas arriba. Dicho dato se puede corroborar con los Estados Contables de las empresas productoras. Por citar un ejemplo, los Estados Contables de YPF S.A, compañía que representa más del 50% de la producción de crudo, tuvo una pérdida operativa en el *Upstream* de \$26.845 millones de pesos durante 2016. Otro dato para destacar, es que el *Government Take* siempre fue mayor al *Company Take*, con la excepción del año 2000 en la que éste último fue levemente superior. Ello está estrechamente vinculado al importante peso impositivo sobre éste sector de la economía.

Ilustración 17: Distribución absoluta de la Renta 1993-2018 (en millones de dólares corrientes)



Fuente: Elaboración propia

Antes de avanzar con la evolución de la distribución relativa de la Renta, resulta necesario hacer hincapié en algunos conceptos. En primer lugar, que la Renta es un concepto que se mide a partir de los ingresos potenciales derivados de los precios de frontera. La producción y venta de la misma, a esos precios, serán los Ingresos Potenciales que darán lugar a la Renta luego de deducidos los Costos. En este último término no está contemplado el pago de impuestos. De esta forma, sobre esa masa de Ingresos Potenciales a los cuales se le deducen los Costos y denominamos “Renta”, el Estado tomará su parte (*Government Take*) como resultado de todos los impuestos recaudados. Como la Renta es un cálculo efectuado a partir de los Ingresos Potenciales y no de los Ingresos Efectivo derivados de los precios locales que pudieran ser distorsionados, por ejemplos en épocas del barril criollo, puede ocurrir que la recaudación impositiva sobre el sector sea mayor a la Renta, y por tanto el *Government Take* mayor al 100%. A continuación, se brinda un ejemplo puramente ilustrativo: el precio de frontera del petróleo es de 50 dólares el barril y se producen 5 barriles, dando un ingreso de 250 dólares. El costo de producir los 5 barriles son 230 dólares, originando un Renta de 20 dólares. Supongamos que el único impuesto que se aplican son las Regalías (5% sobre el ingreso bruto de 250 dólares) que recaudarían 12,5 dólares. Ello le daría al Estado una participación del 63% sobre la Renta.

Supongamos ahora, que los precios locales del crudo, por alguna razón son más elevados que los locales. La Renta (concepto calculado sobre precios de frontera) seguirá siendo de 20 dólares. Sin embargo, las regalías (recordemos que gravan los ingresos brutos y no netos) recaudarán el 5% de ingresos mayores frutos de los mayores precios. En este caso, el 5% de 500 dólares de ingresos efectivos, es decir 25 dólares frente a una renta de 20, o sea, el *government take*, motivado por la distorsión en los precios será del 125%. Obviamente, los mayores precios del crudo, seguramente se reflejarán en mayores costos para los consumidores y se observará un *downstream/consumer take* negativo. Por su parte, los productores participarán artificialmente con un *company take* también mayor, lo cual también será soportado al final de la cadena por los mayores precios del downstream o los consumidores.

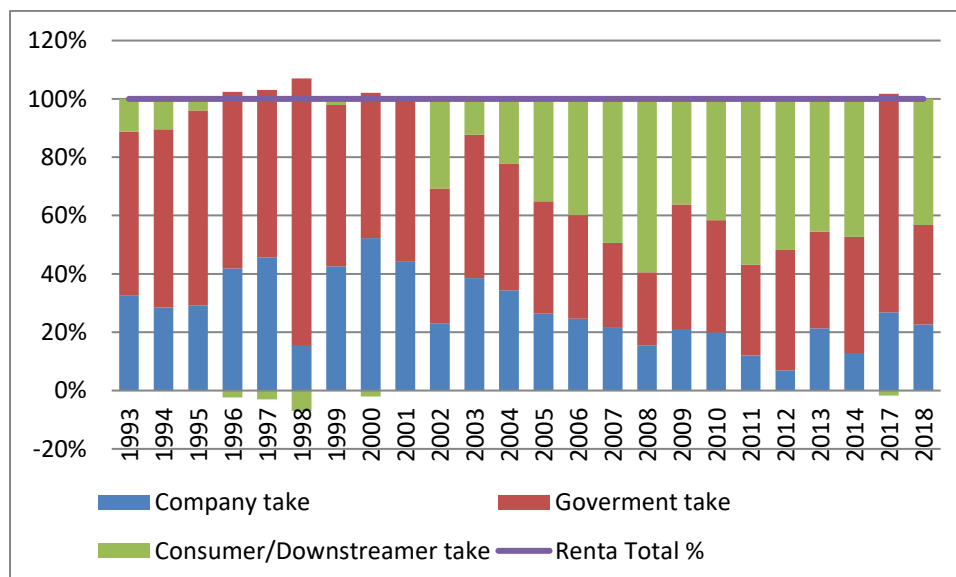
	Precio (u\$s/b)	Cantidad producida (b)	Ingresos (u\$s)	Costos Totales (u\$s/5 barriles)	Renta (u\$s)	Regalías (u\$s)	Government Take
Crudo Internacional	50	5	250	230	20	12,5	63%
Crudo Local	100	5	500	230	20	25	125%

Luego del ejemplo ilustrativo, a continuación, se puede observar un gráfico con la evolución de la participación relativa de la Renta entre los diferentes actores. El gráfico es explicativo en sí mismo, pero pueden resultar útiles las siguientes aclaraciones: se mide en columnas apiladas la participación de la Renta, la cual puede ser negativa cuando alguno de los actores correspondientes pierde ingresos totales, tal como se ejemplificó precedentemente. El caso más evidente es el año 2015, donde el *downstream/consumidores*, pagaron el crudo a precio de “barril criollo”, notoriamente por encima de las referencias internacionales y ello provocó que dicho actor tenga Renta Absoluta negativa y por

ende en forma Relativa también el *downstream*/consumidores paga precios del petróleo que superan los precios de frontera generando una apropiación “artificial” de renta por parte del productor.

Lo que resulta “artificial” es la apropiación/distribución de la renta, ya que los mayores precios locales no generan nueva Renta¹⁰. Por una cuestión de escalas, los años 2015 y 2016 serán analizados en gráficos separados. Nótese que, aunque marginalmente, se observa durante algunos años (1997-2000), un *downstream/consumer take* levemente negativo. En dichos años, se registra un pequeño incremento de los precios locales del petróleo por encima de las referencias. Este hecho no obedece a ningún mecanismo de regulación Estatal y podría obedecer a diferentes causas. Probablemente una de las más probables esté vinculada con la utilización de estructuras concentradas en situaciones de mercados poco desafiables. De cualquier manera, el hecho es menor y obviamente es compensando por una mayor participación en la renta de las compañías y el Estado, que sumadas superan al 100%, y descontando el efecto negativo de los consumidores se ubican en dicho valor.

Ilustración 18: Distribución relativa de la Renta 1993-2014 y 2017-2018 (en %)



Fuente: Elaboración propia

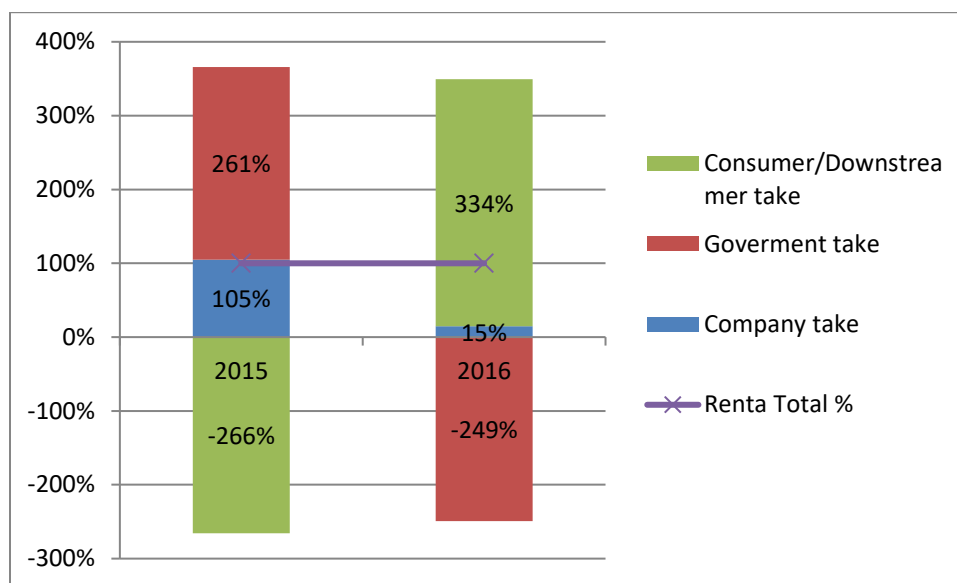
Como se mencionara, los años 2015 y 2016 son particulares. Ambos por la situación de precios locales notoriamente por encima de las paridades. Adicionalmente, el año 2016 es especial en el sentido de que, como se señalara, fue el único de la serie en que se destruyó Renta o la misma fue negativa. En tal sentido, la distribución de algo “negativo” debe ser leída como el reparto de las pérdidas. Esta explicación no es menor: nótese que, en el año 2016, el *Government Take* fue negativo. Interpretado a raíz del reparto de las pérdida, la barra de 2016 debe leerse en sentido inverso a las demás: el Estado fue el único actor que obtuvo beneficios: recaudó a pesar de que hubo destrucción de renta:

¹⁰ Algunos autores han denominado a este hecho generación de “Renta de Monopolio”, argumentando que es una extra Renta generado por posiciones concentradas.

Evolución de la renta hidrocarburífera en argentina 1993-2018: impactos en la cadena de valor

obviamente, recaudó sobre impuestos que gravan los ingresos brutos (Regalías, DD.EE e II.BB¹¹) y siguen tributando independientemente de que en los balances contables las empresas registraran pérdidas y no pagaran Impuestos a las Ganancias. Asimismo, los compañías y productores fueron los que se distribuyeron las pérdidas. Como se mostró en el ejemplo ilustrativo anterior, las fuertes distorsiones en los precios locales, provocan redistribuciones de la Renta que visualmente tienen los efectos que verán a continuación, con la consiguiente pérdida de escala en el gráfico.

Ilustración 19: Distribución relativa de la Renta: los llamativos casos del año 2015 y 2016



Fuente: Elaboración propia

Para visualizar mejor los datos, se presenta un gráfico lineal equivalente. Sintéticamente, se podrán observar las siguientes características observados en éste capítulo:

- Salvo en el año 2000, el *Government Take* fue superior al *Company Take* durante toda la serie de tiempo analizada
- El *Downstream/consumer take* comienza a ser relevante a partir de 2002 con las distorsiones de los precios del crudo local vía derechos de exportación.
- El *Company Take* promedio del período 1993-2001 cae 9,5% en el período 2002-2015, el *Government Take* disminuye 7,7% mientras que el *Downstream/Consumer Take* se incrementa 17,2%.

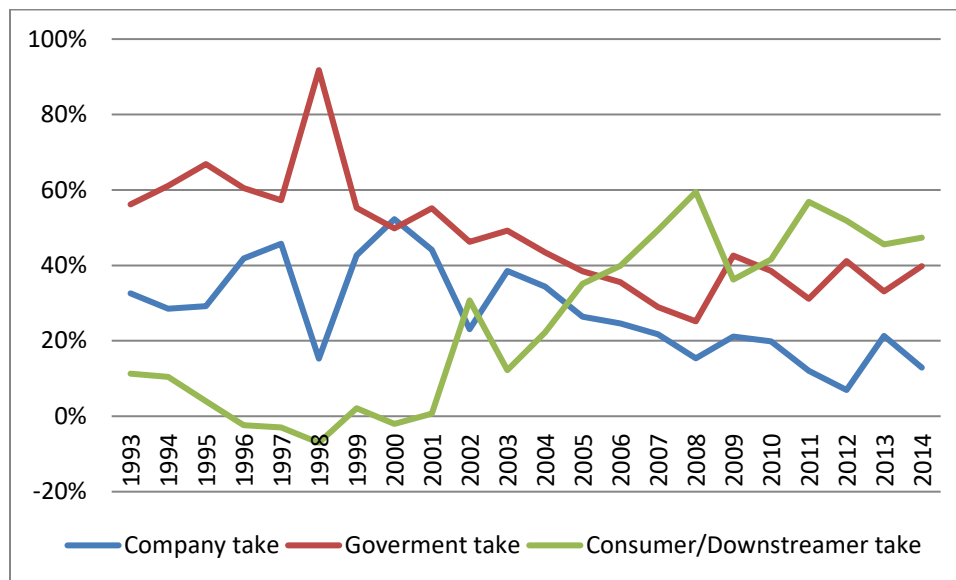
Para una mejor visualización de la escala y evolución de la distribución relativa de la Renta, se incluye la serie en formato de línea hasta 2014. Como se mencionara anteriormente, los años 2015 y 2016

¹¹ Por este motivo, se señala que los tributos que gravan los ingresos brutos y no los netos son distorsivos: pueden generar obligaciones tributarias aún en épocas de ganancias negativas.

Evolución de la renta hidrocarburífera en argentina 1993-2018: impactos en la cadena de valor

con sus fuertes distorsiones provocan una pérdida de la evolución y la escala relativa. Dichos años, pueden ser consultados en el gráfico de barras anterior.

Ilustración 20: Distribución relativa de la Renta 1993-2014 (en porcentaje)

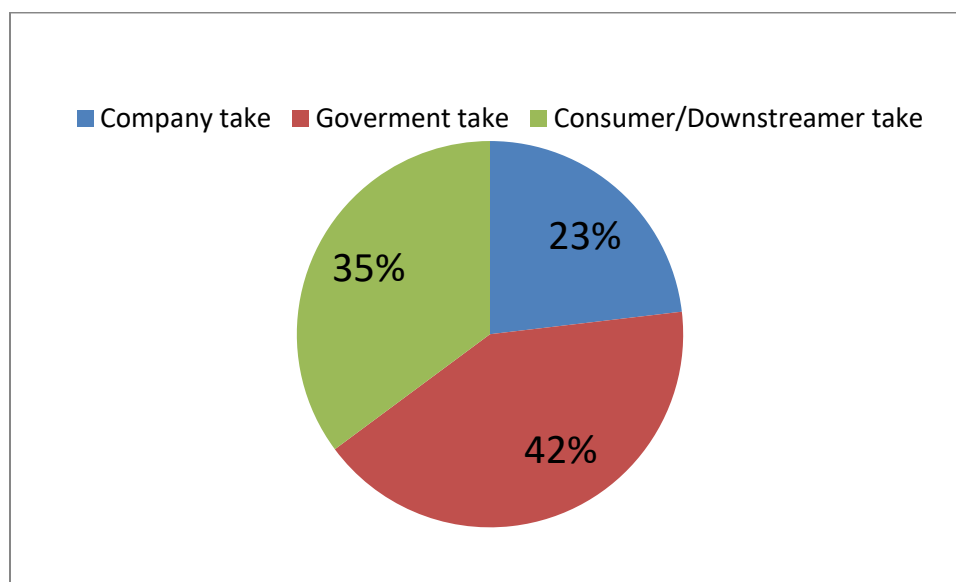


Fuente: Elaboración propia

La distribución de la Renta para toda la serie analizada, arroja los siguientes datos:

- El *Goverment Take* se alza con el 42% de la distribución total de la renta, lo que implica un monto de 77.186 millones de dólares
- El *Downstreamer/Consumer Take* aparece en segundo lugar con un 35% de la distribución total de la renta, lo que implica un monto de 65.062 millones de dólares fuertemente concentrado entre 2002-2014
- El *Company Take* aparece como el tercer actor en el reparto de la Renta con un 23% del total, equivalente a un monto de 42.826 millones de dólares
- La generación total de Renta petrolera para el período analizado fue de 185.073 millones de dólares

Ilustración 21: Distribución de la Renta para todo el período 1993-2018



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se realiza un ejercicio donde se busca medir solamente la apropiación efectiva de ingresos de los distintos sectores. A ello denominaremos “Renta Efectiva Apropiada”. Metodológicamente se realiza el siguiente ejercicio: Se realiza la sumatoria de la Renta apropiada por los distintos segmentos solo en los casos en que dichos términos sean mayor o igual a cero. Matemáticamente:

$$\text{Ecuación 9: REA} = \text{CTA} + \text{GTA} + \text{CDTA} \quad \forall \text{CTA;GTA;CDTA} \geq 0$$

Dónde:

REA: Renta Efectiva Apropiada

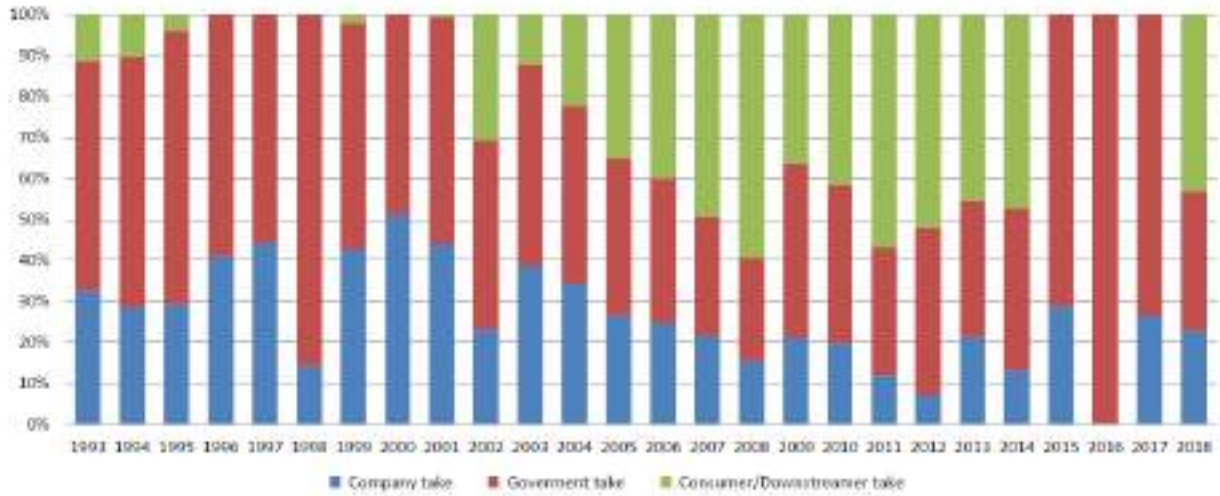
CTA: *Company Take* Apropiado

GTA: *Government Take* Apropiado

CDTA: *Consumer/Downstream Take* Apropiado

Sobre la Renta Efectiva Apropiada, se realiza un ejercicio de distribución relativa de los mismos entre los distintos sectores. Debe considerarse, que en el presente ejercicio solo se está considerando la apropiación positiva de la Renta de los diferentes segmentos, lo que permitirá observar un gráfico sin desvíos en la escala. Sobre dicha base, a continuación se puede observar como los diferentes segmentos se distribuyeron la Renta Efectiva Apropiada.

Ilustración 22: Ejercicio teórico de distribución de la Renta Efectiva Apropriada



Fuente: Elaboración propia

El cálculo y gráfico realizados precedentemente son un ejercicio teórico a los efectos de poder visualizar de forma más homogénea la distribución de lo que se denominó “Renta Efectiva Apropriada”. Debe tenerse presente, que el cálculo de la misma no responde de manera acaba a lo que en este trabajo se define como Renta, y por tal, no debe ser confundida. Téngase presente que los ejercicios de los capítulos posteriores están vínculos a la definición de “Renta” y no de “Renta Efectiva Apropriada”.

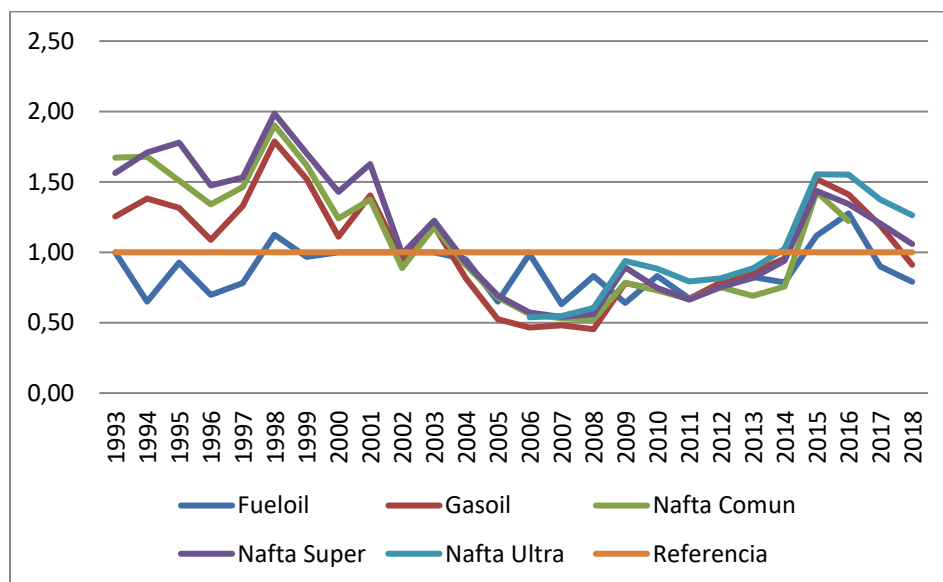
4. Medición, distribución e impactos aguas abajo: *Downstream Take* y *Consumer Take*

4.1 El Downstream petrolero

De la misma manera que el indicador δ explica el desajuste de los precios locales del crudo frente a la referencia internacional, se puede reconstruir un indicador que explique en forma similar el desacople de los precios de los derivados del petróleo. Se puede, entonces, construir los indicadores necesarios que reflejen la disparidad entre los distintos derivados petroleros de consumo local.

En esa dirección, se han elaborados índices de desacople relativo del fuel oil, gasoil y naftas en sus diferentes calidades. Comparados las series de precios locales sin impuestos con las referencia de exportación/importación según corresponda, se observa en el siguiente gráfico la evolución de los desacoples. En forma sintética, si algún índice particular se encuentra por encima de la unidad, esto significa que los precios locales están por encima de la paridad. Por debajo, implican un precio local inferior. Para el caso del gasoil, el índice recoge el promedio ponderado de las diferentes calidades utilizadas a través del tiempo. Cabe mencionar que en todos los casos, los precios fueron analizados desagregando la participación de los biocombustibles, a partir de la entrada en vigencia de la mezcla obligatoria del 5% de biodiesel y bioetanol en gasoil y naftas en el año 2010¹².

Ilustración 23: Desacople relativo de los diferentes precios de combustibles locales respecto de las paridades



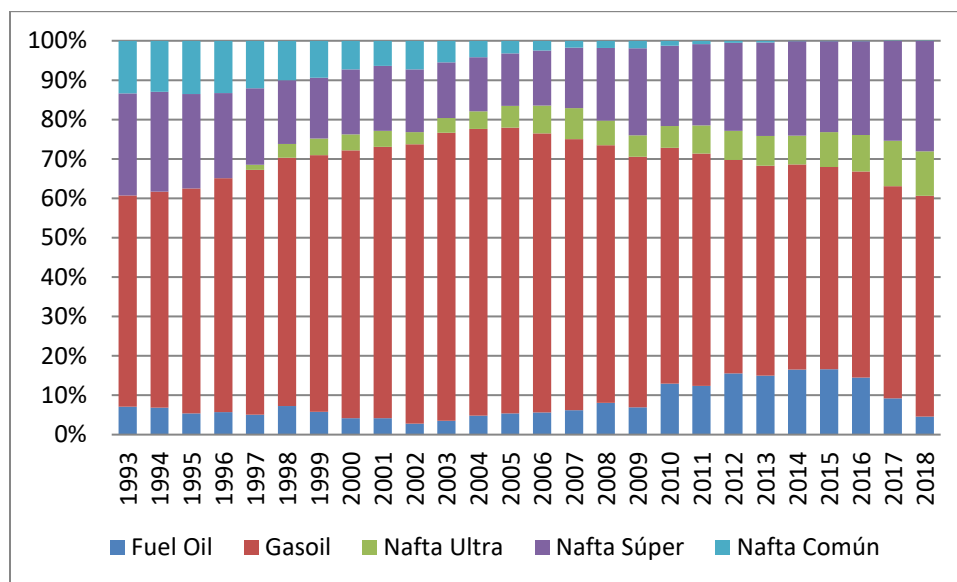
¹² Dichas mezclas se fueron incrementando hasta representar el 10% del gasoil, en el caso del biodiesel, y el 12% de las naftas, para el caso del bioetanol.

Evolución de la renta hidrocarburífera en Argentina 1993-2018: impactos en la cadena de valor

Fuentes: Elaboración propia en base a CAMMESA, Informe de Precios de la Energía (Montamat y Asociados, varios números), Resolución 606/06 de la Secretaría de Energía, Resolución 114/2004 de la Secretaría de Energía, Boletines Mensual de Combustibles (Secretaría de Energía, varios números) Anuario de Combustibles 1992-1999 (Secretaría de Energía) y EIA.

Para realizar un análisis más exacto de la distribución de la Renta aguas abajo entre el *downstream* y los consumidores, se utilizó la participación relativa de los mencionados combustibles, construyendo la evolución de la “canasta de derivados” consumidos en el país. En el siguiente gráfico, se puede observar la evolución de dicha canasta.

Ilustración 24: Evolución de la canasta de derivados de petróleo consumidos en Argentina



Fuentes: Elaboración propia en base a IAPG y Secretaría de Energía

El promedio ponderado entre la canasta de derivados y sus respectivos desacoples constituye un indicador agregado. Al ser una actividad que da como resultado más de un producto, este indicador permite tener una visión agregada sobre el desacople de los precios de esta “producción conjunta”. Del mismo modo que los indicadores anteriores, la formalización queda expresada de la siguiente manera:

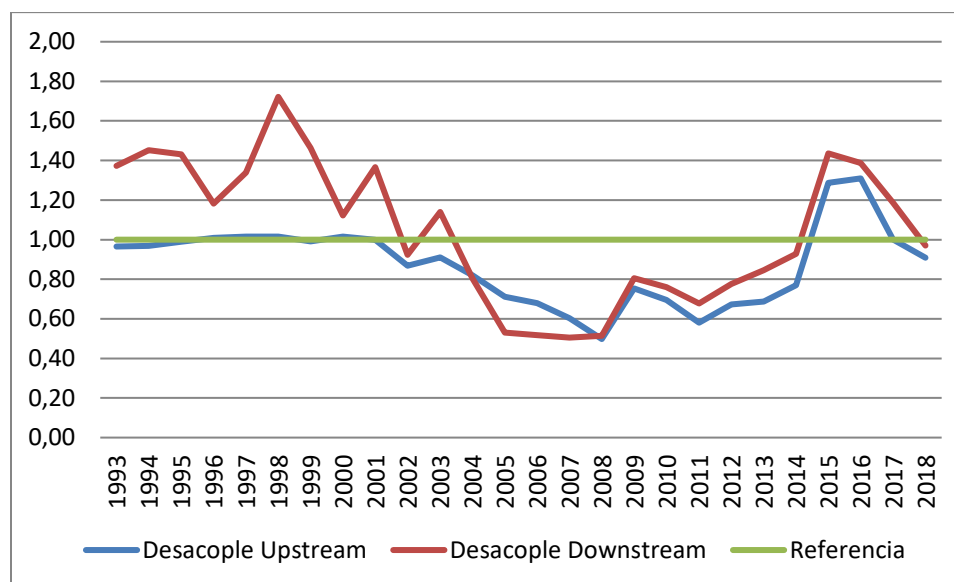
$$\text{Ecuación 10: } \phi = P^{\text{int}}/P^*$$

Donde P^{int} es el precio interno ponderado de la canasta de productos descripta y P^* es el precio de referencia internacional, de acuerdo a las referencias citadas precedentemente.

Si $\phi < 1$, entonces el precio interno se encuentra por debajo de la paridad de importación/exportación, según corresponda. En cambio si $\phi > 1$, el indicador está reflejando que el precio interno superó a la paridad. Por último, si $\phi = 1$, estamos ante una situación de precios locales acoplados a la paridad.

El siguiente gráfico ilustra el desempeño del indicador ϕ durante el período 1993-2018 y se lo compara con la evolución del nivel de desacople del *upstream*.

Ilustración 25: Desacople en los precios del *Downstream* y *Upstream*



Fuente: Elaboración propia en base a fuentes citadas en la elaboración de índices anteriores

En el gráfico anterior se observan varios fenómenos. En primer lugar, en el período 1993-2001, años en que los precios del petróleo estuvieron en línea con las referencias de frontera, se observa un claro desacople de precios de derivados por encima de las paridades de importación/exportación. Este fenómeno fue recogido y señalado en varias publicaciones de la época, tales como Carta Petrolera del Estudio Montamat y Asociados, los Boletines Mensuales de Combustibles publicados por la Secretaría de Energía y el Anuario de Combustibles, todas publicaciones discontinuadas.

Algunos estudios durante la década del 90' señalaban que la operación del mercado argentino de derivados, donde había altos costos hundidos-propios de la industria-, y un entorno institucional todavía débil –característica argentina-, promovía la integración vertical y la consolidación de la marca (la cual garantiza calidad a los consumidores finales), y desalentaba la presencia de actores no vertebrados hacia arriba y hacia debajo de la cadena de valor. De allí la dificultad de conformar un mercado mayorista de combustibles independientes de las refinadoras y la decisión del consumidor final de no elegir los productos privilegiando el diferencial de precios entre marcas (incluidas las ofertas de las redes de estaciones sin bandera)

Siguiendo el análisis publicado de Montamat y FACE (1999), hay cuatro conceptos que debieran revisarse para comprender si un mercado es perfectamente desafiante lo cual implicaría que la concentración del mismo no impediría que los precios locales siguieran a las referencias internacionales.

- a) El valor marco/ y los gastos en publicidad
- b) Los costos hundidos

- c) Los costos de transacción
- d) Competencia imperfecta en los mercados de insumo

Para el mercado que se está analizando, las marcas y los gastos en publicidad son una fuente eficiente de información que el consumidor valora, y a la vez evita que las empresas “engañen” a los consumidores, pues el valor de sus acciones se vería reducidas y los gastos en publicidad se constituirían en una pérdida neta.

Por otra parte, la existencia de elevados costos hundidos, de los cuales las marcas y la publicidad también son ejemplos cuando son relevantes por motivos de información, inciden en la morfología de los mercados justificando una tendencia a la integración vertical o a los contratos de largo plazo. En el caso argentino, la incipiente seguridad jurídica favorece la integración vertical en desmedro de los contratos de largo plazo. Cuanto más difícil sea hacer respetar jurídicamente la cadena de valor de la industria, mayor será la tendencia a la integración vertical, ya que la misma minimiza defectos informativos y minimiza los costos de transacción en dichos esquemas. La competencia imperfecta en el mercado de insumos, con una concentración evidente, es un elemento más que incide en la tendencia a la concentración de la industria.

Esta característica de precios por encima de las referencias comenzó a invertirse en los años subsiguientes, en los cuales el precio del crudo local también quedó desacoplado y por debajo de las paridades. En el bienio 2002-2003, el sector productor de petróleo tuvo precios al 89% de las referencias (11% más baratos), mientras que el sector refinador vendió sus productos un 3% más caro respecto a los precios de frontera. Ello marca una diferencia de 14% a favor del *downtream*, mostrando que durante ése período este sector no trasladó los menores costos del petróleo a los consumidores.

Para el período 2004-2007, el nivel de acople de precios en el *upstream* fue del 70%, mientras que el refinador se mantuvo al 59%. Ello significa que en el período los consumidores apropiaron toda la renta derivada de los menores precios del petróleo. Adicionalmente, gozaron de precios incluso por debajo a las referencias relativas con un barril de petróleo más barato.

En el período 2008-2014, los consumidores gozaron de precios un 24% inferior a las paridades, mientras que los refinadores pudieron comprar el crudo un 33% más barato. De esta manera, en dicho período, el traslado de Renta se repartió entre el *downtream* (27% del total) y los consumidores (77% del total).

Entre los años 2015-2017, los productores gozaron de precios mayores a las referencias a través del denominado “barril criollo”. Ello les permitió tener un precio un 20% superior a las referencias. Por su parte, los refinadores cobraron sus productos un 34% más caro, lo que implicó que los consumidores fueran los responsables de cubrir el mayor costo del petróleo y además pagaron los derivados petroleros un 14% por encima de la paridad teórica formulada con el “barril criollo”.

El año 2018, estuvo caracterizado por la reinstalación de derechos de exportación y precios del crudo un 9% inferior respecto de la paridad. Por su parte, el *downtream* vendió sus productos un 3% más barato, captando dos terceras partes de la Renta agrupada en la categoría *downtreamer/consumer take* y trasladando el 33,3% restante de esa renta a los consumidores en formato de precios más económicos.

A modo de resumen, se puede ver el nivel comparado de acople/desacople de los actores descriptos en la siguiente tabla resumen:

Nivel de acople de los segmentos por período

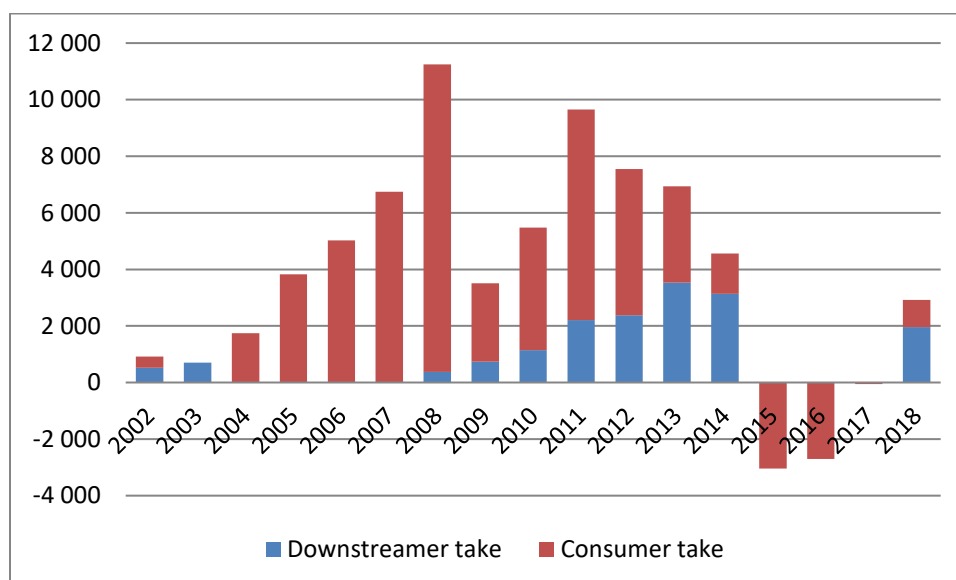
Período	Nivel de acople Upstream	Nivel de acople Downstream	Diferencia
1993-2001	100%	138%	-39%
2002-2003	89%	103%	-14%
2004-2007	70%	59%	11%
2008-2014	67%	76%	-9%
2015-2017	120%	134%	-14%
2018	91%	97%	-6%

Fuente: Elaboración propia

A continuación, puede observarse la distribución de la Renta Aguas abajo entre refinadores y consumidores para los años de relevancia. Para el período 2002-2018, los refinadores captaron 16.696 millones de dólares, resultantes del no traslado completo de los menores precios del petróleo a los derivados. De esta forma, las compañías integradas verticalmente lograron atenuar parcialmente el sesgo descendente en la participación del *Company take* en la Renta total.

Por su parte, los consumidores obtuvieron 48.294 millones de dólares en todo el período. Cabe aclarar, que los sobrepresos en el *downstream* no explicados por los sobrepresos del *upstream* no se consideran como generación de Renta y no forman parte del cálculo aquí mencionado.

Ilustración 26: Subdistribución de la Renta aguas abajo: *Downstreamer Take* y *Consumer Take* (en millones de dólares corrientes)



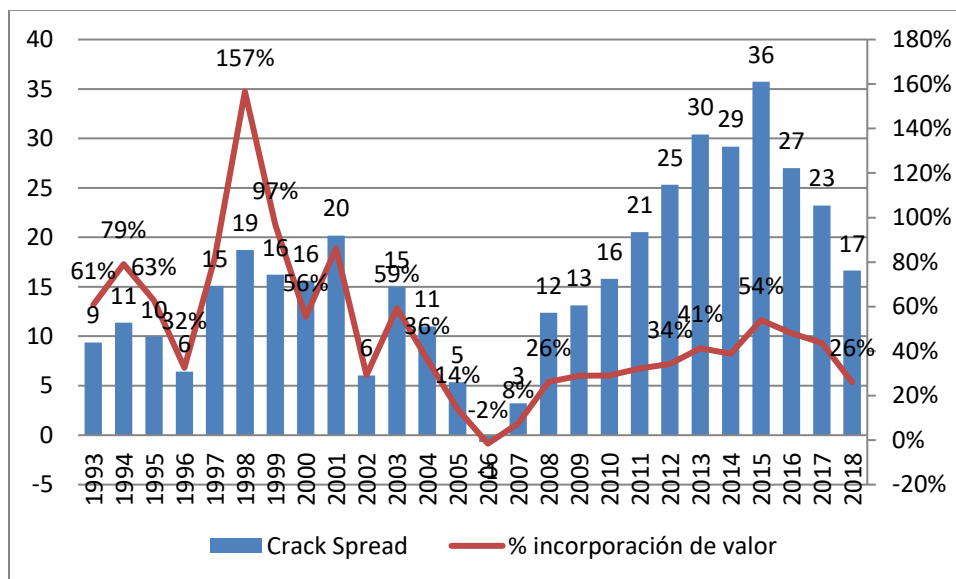
Fuente: Elaboración propia

4.2 Los márgenes de refinación o crack spread

Complementariamente se analizan los márgenes de brutos de refinación o *crack spread*. Los mismos están vinculados a la evolución de la relación entre los costos internos del crudo procesado, los productos obtenidos y los precios de ventas. Nótese que los mínimos históricos de los márgenes de refinación coinciden con los años en los cuales los desacoples de los precios del *downstream* fueron superiores a los del *upstream*, o lo que es lo mismo, el factor $\phi < \delta$. Ello implica que los márgenes disminuyeron a raíz de que por barril procesado los precios de los productos obtenidos fueron relativamente más bajos. En la década del 90', épocas donde los precios de los derivados se observan como especialmente distorsionados al alza, se corroboran márgenes brutos de refinación por debajo de los 20 dólares. Dichos márgenes son menores a los márgenes más elevados que comenzaron a verse a partir del año 2011, pero relativamente de mayor agregación de valor en relación a los precios del crudo.

Si bien este indicador no mide generación de Renta, es un buen instrumento para complementar la participación del sector refinador en la distribución del mismo.

Ilustración 27: Márgenes de refinación (en dólares por barril) y agregación de valor por barril refinado en relación al precio del crudo (eje derecho)



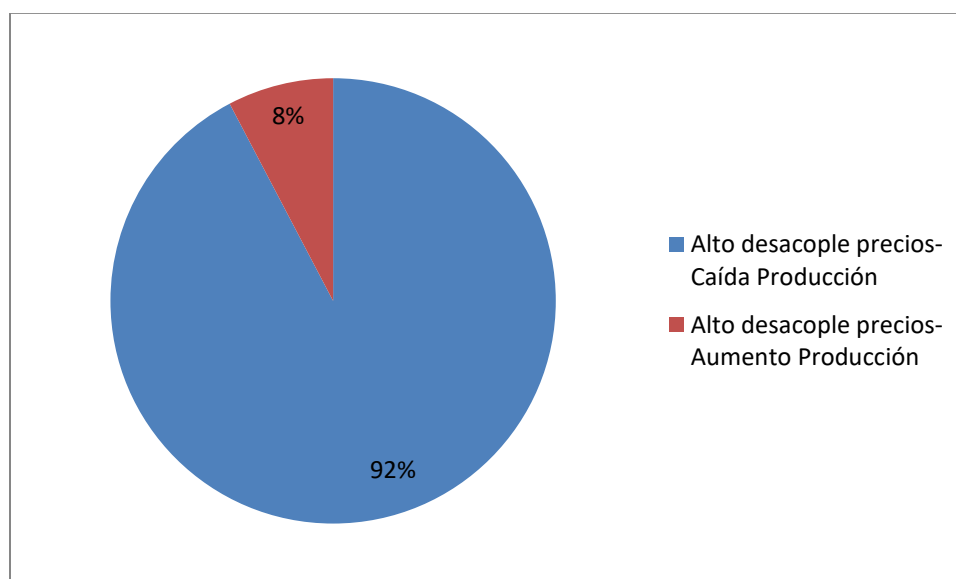
Fuente: Elaboración propia

5. Evolución de la producción y las reservas petroleras en un contexto de alteración de renta vía modificación de los precios internos

A continuación, se analiza la distorsión en los precios locales del crudo, la consiguiente pérdida de ingresos potenciales y su posible impacto en las reservas de petróleo y en la evolución de la producción. En ese sentido, se considera como distorsiones de precios relevantes, causados por motivos ajenos al mercado, todas aquellas disminuciones de los precios locales del crudo comparados con los precios de frontera superiores al 3,5%¹³. En base a dicho criterio, se analiza que sucede con la evolución de las reservas probadas de petróleo y con la producción al año siguiente de producido dicho desacople que redistribuye la renta en sentido desfavorable a las compañías que explotan los yacimientos petroleros.

En primer lugar, se observa que en el 92% de los años posteriores a una alta distorsión en los precios locales (por debajo de las referencias de frontera) la producción interanual de petróleo cayó, incrementándose solamente el 8% restante de los períodos.

Ilustración 28: Correlación entre períodos de precios locales desacoplados de la referencia internacional y evolución en la producción con 1 año de rezago.



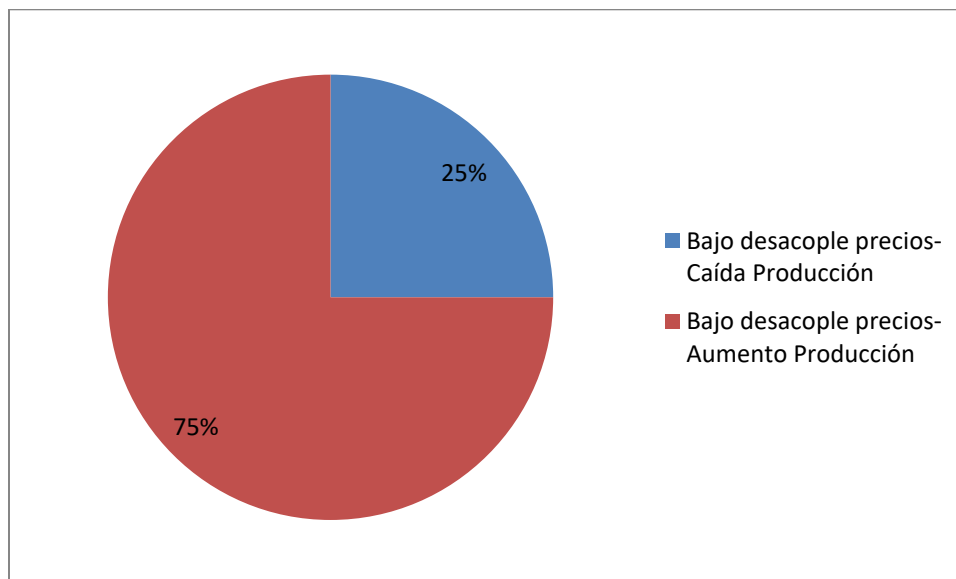
Fuente: Elaboración propia

Seguidamente, se analizan aquellos períodos en los que los precios locales estaban acoplados con las referencias internacionales. Se destaca que el 75% de los años posteriores a los que los precios locales

¹³ Ver Índice de desacople *Upstream*, ilustración 3.

se encontraban acoplados a las referencias de frontera, la producción creció respecto del año anterior, decreciendo solo el 25% restante.

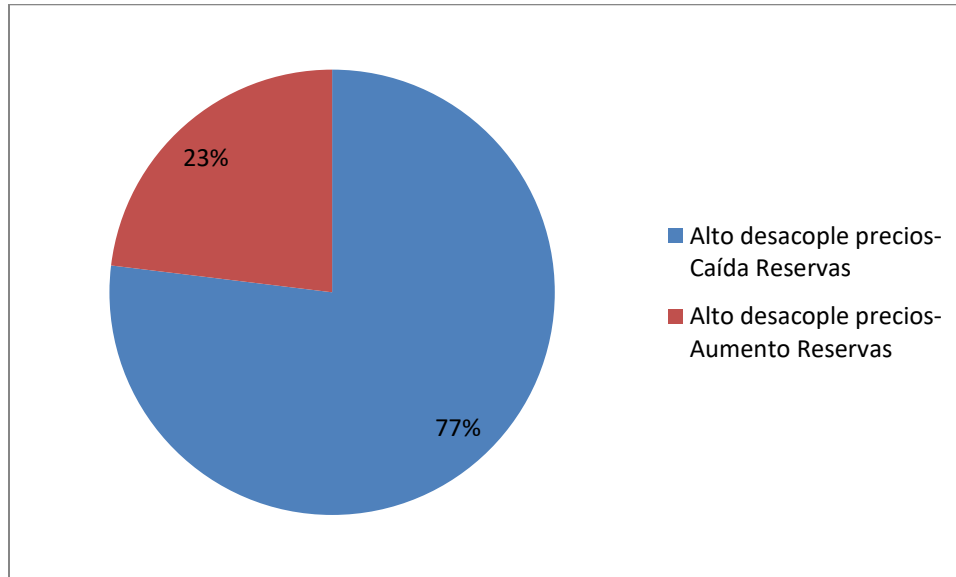
Ilustración 29: Correlación entre períodos de precios locales desacoplados de la referencia internacional y la evolución en la producción con 1 año de rezago.



Fuente: Elaboración propia

Asimismo, se puede observar una fuerte correlación entre los períodos anuales de tiempo en que los precios locales están desacoplados a las paridades de frontera y la evolución de las reservas de petróleo. En ese sentido, se puede observar que en el 77% de los casos en que los precios estuvieron desacoplados, se produjo una caída interanual en las reservas petroleras al año siguiente, mientras que sólo en un 23% se incrementaron.

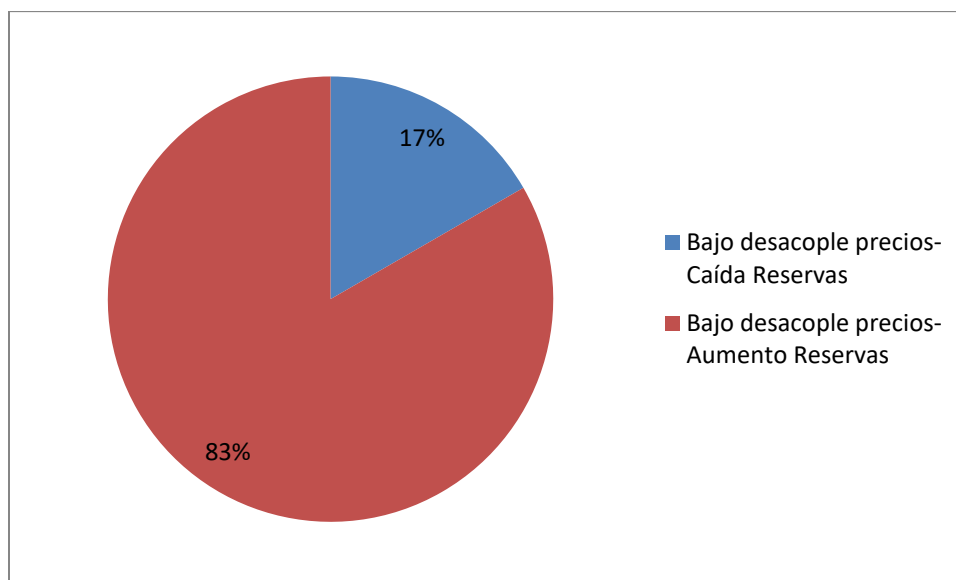
Ilustración 30: Correlación entre períodos de precios locales desacoplados de la referencia internacional y evolución en las reservas probadas de petróleo con 1 año de rezago.



Fuente: Elaboración propia

La correlación es más fuerte aún en aquellos años en los cuales los precios están acoplados a las referencias internacionales: se observa un aumento de las reservas al año siguiente en el 83% de los casos y una disminución solamente en el 17%.

Ilustración 31: Correlación años de precios locales acoplados a las referencias internacionales y evolución en las reservas probadas de petróleo con 1 año de rezago.



Fuente: Elaboración propia

Como conclusión del siguiente análisis, se puede afirmar que existe un elevado grado de correlación entre:

- Desacoples elevados de los precios locales del crudo y descenso interanual con un año de rezago de la producción (0,92)
- Desacoples elevados de los precios locales del crudo y descenso interanual con un año de rezago de las reservas petroleras (0,77)
- Precios locales acoplados del crudo y aumento interanual con un año de rezago de la producción (0,75)
- Precios locales acoplados del crudo y aumento interanual con un año de rezago de las reservas petroleras (0,83)

6. Conclusiones

El concepto de renta ha sido profundamente estudiado por los economistas a lo largo de la historia de dicha ciencia. En el presente trabajo, se define a la renta petrolera como la diferencia entre el precio del mercado, definido a través de los precios de frontera, y todos los costos de producción incluidos.

Como marco general, hay que considerar que en una economía de mercado donde opera el equilibrio competitivo de largo plazo es esperable que el costo de oportunidad del capital invertido iguale a la rentabilidad de la misma. Si esta ecuación se rompe, y el costo de oportunidad del capital invertido supera a la rentabilidad, la actividad se vuelve inviable económicamente y se verá forzada a detenerse. En cambio, si la rentabilidad supera al costo de oportunidad del capital invertido, la firma tendería a expandirse o nuevas empresas entrarían a competir en dicho mercado. Mediante mecanismos de distorsión en los precios de mercado, se puede desequilibrar la rentabilidad esperada de las empresas, afectando las decisiones de producción e inversión de las empresas.

Hay diversas formas de distorsionar los precios de mercado vinculados a las paridades de frontera. En caso de que la distorsión implique menores precios para el productor, puede ocurrir que el costo de oportunidad del capital invertido supera a la rentabilidad, con efectos adversos para la inversión y producción. A su vez, ello tiene impactos en la generación y distribución de renta.

En el presente trabajo, se observa como la distorsión de los precios de frontera tiene una alta correlación respecto de la producción y la inversión. Se evidencia que en el 92% de los años posteriores a una alta distorsión en los precios locales (por debajo de las referencias de frontera) la producción interanual de petróleo cayó, incrementándose solamente el 8% restante de los períodos. Asimismo, se destaca que el 75% de los años posteriores a los que los precios locales se encontraban acoplados a las referencias de frontera, la producción creció respecto del año anterior, decreciendo solo el 25% restante. Estas cifras corresponden al período 1993-2018.

Del mismo modo, se puede observar una fuerte correlación entre los períodos anuales de tiempo en que los precios locales están desacoplados a las paridades de frontera y la evolución de las reservas de petróleo. En ese sentido, se puede observar que en el 77% de los casos en que los precios estuvieron desacoplados a la baja, se produjo una caída interanual en las reservas petroleras al año siguiente, mientras que sólo en un 23% se incrementaron. La correlación es más fuerte aún en aquellos años en los cuales los precios están acoplados a las referencias internacionales: se observa un aumento de las reservas al año siguiente en el 83% de los casos y una disminución solamente en el 17%.

Se evidencia, por un lado, una fuerte correlación entre la distorsión a la baja de los precios de frontera y la caída en la producción y las reservas de petróleo. En segundo lugar, se observa una alta correlación entre períodos de tiempo en que los precios del petróleo están acoplados a las referencias internacionales y aumento de producción y reservas.

El presente trabajo identifica, a través de un indicador denominado δ , los períodos de desacoples de precios entre 1993-2018. El mencionado indicador δ está en el entorno de la unidad (1 es la referencia perfecta) durante los años comprendidos entre 1993-2001. Entre 2002-2014 los precios se desacoplaron fuertemente a la baja (principalmente por la distorsión de precios vía derechos de exportación). Finalmente, en el período 2015-2016, los precios estuvieron desequilibrados por encima de las referencias (vía barril criollo) hasta volver a converger en el año 2017. En el año 2018, fruto de las retenciones de \$4 por dólar exportado, los precios internos quedaron desacoplados nuevamente a la baja.

Cuantitativamente, se observa que el promedio del indicador δ para el período 1993-2001 arroja un valor aproximado de 99,7%. Ello marca que a lo largo del período en análisis, los precios locales estuvieron en línea con la referencia internacional, o con un desacople marginal del -0,3%.

Por su parte, en el período 2002-2014, los precios se encontraron al 71% respecto de las referencias, o atrasados un 29%, mientras que en el período 2015-2017 los precios superaron a las referencias en un 20%. Los precios del crudo local que habían retomado las referencias internacionales durante 2017, fueron gravados con retenciones a las exportaciones durante 2018, y tuvieron un desacople ubicándose al 91% en términos comparativos.

Dicha distorsión en los precios, además de estar fuertemente correlacionada a la producción y evolución de reservas, guarda una estrecha relación a la evolución del ingreso de los productores y a la distribución y generación de la renta petrolera.

Para el período 1993-2001, no se detectan distorsiones significativas en los precios, por lo cual tampoco pérdidas potenciales de ingresos de los productores. Para el período 2002-2014, los ingresos potenciales sufren una importante pérdida de 68.787 millones de dólares, motivado por la distorsión de precios vía derechos de exportación. A partir de 2015, con el llamado “barril criollo” (precios por encima de las referencias), los ingresos potenciales tienen un importante incremento de 5.808 millones de dólares. Hay que destacar, que con el fin del “barril criollo” en octubre de 2016, los precios comienzan a converger a las referencias internacionales, y ya en 2017 se observa un nivel de acople pleno. La nueva aplicación de derechos a las exportaciones de \$4 por dólar exportado, redujeron los precios internos, bajando los ingresos potenciales en 2.921 millones de dólar. Hay que aclarar que estos cálculos no miden las pérdidas “irrecuperables de la eficiencia” en el sentido de Harberger (1964), por lo cual serían aún mayores.

Como impacto adicional, se observa una subdistribución y alteración de recaudación impositiva/tributaria. Ello debido a los cambios en las bases imponibles de impuestos provinciales que operan sobre los ingresos brutos (regalías, ingresos brutos). De esta manera, se observa una reducción significativa de la recaudación provincial, y un aumento de recaudación en los derechos de exportación del Estado Nacional. El impacto tributario medido como los Derechos de Exportación al crudo recaudados descontando la pérdida de Ingresos Brutos y Regalías por los menores precios da origen a un saldo positivo de 1.523 millones de dólares en el período 2003-2014. El Estado Nacional recaudó 9.789 millones de dólares mientras que los Estados Provinciales productores resignaron 8.266 millones. Bajo esta metodología, los años 2007, 2008, 2013 y 2014 resultaron deficitarios.

Cabe resaltar, que en este ejercicio no se consideró las pérdidas en la recaudación de Impuestos a las Ganancias. Haciendo una estimación lineal, considerando el 35% de los Ingresos Potenciales perdidos, el fisco podría haber perdido más de 23.000 millones de dólares por el desacople de los precios. Del mismo modo, tampoco se consideró la menor recaudación del Impuesto al Valor Agregado (IVA), ya que la pérdida efectiva dependerá del traslado de los menores precios aguas abajo.

Respecto de la medición de los costos dentro de la ecuación de la renta petrolera, se vislumbran dos fenómenos. En primer lugar, los costos se incrementan cuando hay un aumento de los precios del petróleo. Vinculado a esto, se podría intuir que los actores relacionados a la cadena de valor (sindicatos, proveedores, etc.) incrementaron los precios de sus servicios ante la presunción de que la renta en el sector crecía vía los mayores precios del crudo. También se puede intuir que, ante una mayor renta potencial, las compañías productoras bajaron sus exigencias a la hora de minimizar los costos. Al respecto se observa una correlación del 0,64 entre los precios del crudo internacional y los salarios locales del sector medido en dólares. Lo que resulta indudable, es el alto peso de la mano de obra en los costos totales de producción. Utilizando la serie de salarios y costos totales, se observa una alta correlación (0,9) entre ambas.

En segundo lugar, se observa que la madurez de algunas cuencas provocó una disminución en la productividad de las mismas que aumentó los costos de extracción (*lifting*), desarrollo (*development*) y exploración (*exploration*). Ello vinculado a los mayores esfuerzos de las empresas para operar campos maduros y en declinación con una productividad en baja. En este sentido se evidencia cómo, luego del pico en el año 1999, la producción por pozo perforado desciende un 75% en forma casi ininterrumpida hasta el año 2015. Ello evidencia el mayor esfuerzo necesario en números de pozos para mantener la producción. Asimismo, la producción por metro perforado desciende un 79% en forma casi ininterrumpida hasta el año 2015. El comienzo de la explotación masiva de yacimientos no convencionales pareciera estar marcando un punto de inflexión en este sentido, al menos preliminarmente se observa un cambio de tendencia en el año 2018, primer año en que crece la producción luego de una caída ininterrumpida de la misma desde 1998.

Luego de estudiar la evolución de los ingresos y los costos, se elaboró una serie de renta petrolera para el período 1993-2018. La lectura de la serie es sencilla: existirá Renta siempre que los costos medios totales sean inferiores a los precios de frontera. La cuantía estará determinada por la diferencia entre ambos términos multiplicado por la cantidad producida. Se destaca como en el año 2008, con un precio de frontera cercano a los 100 dólares por barril se ubicó como el año de mayor generación de Renta, con un monto de 18.908 millones de dólares, equivalente a un 5,68% del PBI de aquel año. Puede observarse también, que durante todo el período hubo un año en que los precios de frontera fueron menores a los costos y por lo tanto la Renta fue levemente negativa. Ello ocurrió en el año 2016.

El fuerte incremento de los precios internacionales del crudo durante la primera década del segundo milenio provocó un fuerte crecimiento en el ratio Renta/PBI. A pesar de la caída sistemática de la producción desde el año 1998 hasta 2017, este ratio marcó picos históricos superando el 5% en los años 2005, 2006 y 2008.

En cuanto a la distribución de la renta, se destaca como la participación de los consumidores/downstream comenzó a tomar relevancia a partir de la distorsión de los precios en el año 2002. En el año 2008, se produce el pico absoluto de participación del mencionado sector sobre la Renta, llegando a captar 11.244 millones de dólares. Por su parte, el pico absoluto de la participación del Estado sobre la renta fue en el año 2012, donde llegó a captar 5.995 millones de dólares. Para los años 2015 y 2016, se observa la particularidad de que el *Downstream/Consumidores* financió un precio mayor del crudo. A pesar de ello, el llamado “barril criollo” no alcanzó a compensar la caída de ingresos y el aumento de los costos del *Upstream* durante 2016. En ese sentido, se observa como el único año de toda la serie donde las compañías productoras tuvieron renta negativa aguas arriba. Otro dato para destacar, es que el *Government Take* siempre fue mayor al *Company Take*, con la excepción del año 2000 en la que éste último fue levemente superior. Por último, se destacan los siguientes datos relevantes de la distribución de la renta en el período 1993-2018:

- El *Government Take* se alza con el 42% de la distribución total de la renta, lo que implica un monto de 77.186 millones de dólares
- El *Downstream/Consumer Take* aparece en segundo lugar con un 35% de la distribución total de la renta, lo que implica un monto de 65.062 millones de dólares fuertemente concentrado entre 2002-2014
- El *Company Take* aparece como el tercer actor en el reparto de la Renta con un 23% del total, equivalente a un monto de 42.826 millones de dólares
- La generación total de Renta petrolera para el período analizado fue de 185.073 millones de dólares

Respecto de la distribución de la Renta Aguas abajo entre refinadores y consumidores, se destaca que para el período 2002-2018, los refinadores captaron 16.696 millones de dólares, resultantes del no traslado completo de los menores precios del petróleo a los derivados petroleros. De esta forma, las compañías integradas verticalmente lograron atenuar parcialmente el sesgo descendente en la participación del *Company take* en la Renta total.

Por su parte, los consumidores obtuvieron 48.294 millones de dólares en todo el período. Cabe aclarar, que los sobrepagos en el *downstream* no explicados por los sobrepagos del *upstream* no se consideran como generación de Renta y no forman parte del cálculo aquí mencionado.

7. Referencias Bibliográficas

Banco Mundial (2011): "The Changing Wealth of Nations: Measuring Sustainable Development in the New Millennium".

Banco Mundial: Página web www.bancomundial.org

Barnett, S. y Vivanco, A. (2003): "Statistical Properties of Oil Prices: Implications for Calculating Government Wealth".

Barrera, M. (2003): "La renta petrolera en Argentina: un análisis de las últimas dos décadas"

CAMMESA: Página web www.cammesa.com

Campodónico, H. (2008) Renta Petrolera y minera en países seleccionados de América Latina. CEPAL.

Cashin, P. Liang H. y McDermott, J. (2000): "How Persistent Are Shocks to World Commodity Prices?" Fondo Monetario Internacional.

Einstoss Tinto A. (2016): "Análisis de la Evolución reciente de la Renta Petrolera en Argentina". CECE. Energy Information Administration (EIA)

Hamilton, J (2008): "Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-08".

Harberger, A. (1964): "Taxation, Resource Allocation and Welfare".

Hotelling, H. (1931): "The Economics of Exhaustible Resources". The Journal of Political Economy, Volumen 39, (Apr., 1931), 137-175

Instituto Argentino del Petróleo y Gas: Página web: www.iapg.org.ar

Mansilla, D (2007): Hidrocarburos y Política Energética, Centro Cultural de la Cooperación.

Marshall, A (2005): "Principios de Economía". Fundación ICO y Editorial Síntesis.

Marx, K. (2017): "El Capital: Crítica de la Economía Política". Siglo XXI de España Editores.

Montamat y Asociados: "Carta Petrolera", varios números.

Montamat y Asociados: "Informe de Precios de la Energía", varios números.

Montamat, D (1993): "Economía y Petróleo". Editorial PV.

Montamat, D. (2007): "La energía argentina: otra víctima del desarrollo ausente". Editorial El Ateneo.

Montamat, D. (2009): "La renta petrolera argentina: importancia y distribución". Revista Proyecto Energético. Año 26. Número 87.

Montamat, D. y Asociados y Fundación Argentina para el Desarrollo con Equidad (1999) "La competencia en el mercado de combustibles en La Argentina".

Navajas, F. Urbiztondo, W. Moya, R. (2004): "Inversión y eficiencia contractual: ¿Qué hace distintos a los recursos naturales? Teoría y evidencia para Argentina". Fundación YPF.

Observatorio de Empleo y Dinámica empresarial, ex Ministerio de Trabajo.

Pindyck, R (1999): "The Long-Run Evolutions on Energy Prices". EconPapers.

Recalde, M. (2008): "Una revisión del concepto de renta y su aplicación al estudio de la renta petrolera Argentina". AAEP, XLIV Reunión Anual.

Ricardo, D. (1821): "Principles of Political Economy and Taxation". Dover Publications, (original 1817).

Scheimberg, S. (2007) "Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera aguas arriba en la Argentina". CEPAL.

Scheimberg, S. (2010): "Documento de trabajo elaborado para Fundación Pensar en el marco del Programa de Políticas Públicas para el período de Gobierno 2012-2016". Fundación Pensar.

Scheimberg, S. (2011): "Desempeño del sector petrolero en la última década. Los efectos Distributivos del presente marco Regulatorio. Amenazas y Oportunidades a futuro". Asociación Argentina De Economía Política.

Secretaría de Energía, Resolución 114/2004 de la Secretaría de Energía, Secretaría de Energía: Boletines Mensual de Combustibles, varios números.

Secretaría de Energía: "Anuario de Combustibles 1992-1999".

Secretaría de Gobierno de Energía: Página web: www.datos.minem.gob.ar

Smith, A. (1776) "Investigación sobre la naturaleza y causas de la riqueza de las naciones". Fondo de cultura económico, decimosexta impresión.

Torroba, A. (2015): "El desacople de precios del petróleo y sus derivados: cuantificación y consecuencias". Trabajo Final, IAE-COPIIME.

Varian, H. (2006): "Microeconomía intermedia", Antoni Bosch.

Williamson, O. (1996): "La lógica de la organización económica". Fondo de Cultura Económica. México.

YPF S.A. Estados Contables, varios números.

YPF S.A. FORM 20, varios números.