

## LAS DETERMINACIONES ECONÓMICAS DE LOS "CONTRATOS PETROLEROS" EN ARGENTINA (1958-1963)

Alejandro Luis FITZSIMONS\*

### Resumen

Este artículo investiga los contratos de producción petrolera en Argentina entre 1958 y 1963. Se analizan las condiciones materiales de producción, las formas de valorización del capital y la relación del sector con el resto de la economía. Con base en fuentes estadísticas poco estudiadas se muestra, primero, que la producción bajo los contratos arrojaba ganancias extraordinarias derivadas de las condiciones naturales de los yacimientos, es decir, rentas de la tierra. Segundo, se señala que parte de esta renta fue transferida hacia el conjunto del capital industrial local mediante el abaratamiento de los combustibles.

Palabras clave: Inversiones extranjeras – Desarrollismo – Petróleo – Renta de la tierra

**Title: The economic determinations of the "oil contracts" in Argentina (1958-1963)**

### Abstract

This article examines the oil production contracts in Argentina between 1958 and 1963. It investigates the material conditions of production, the forms of capital valorisation and the relationship between the oil sector and the rest of the economy. Based on some overlooked statistical sources, it shows that contractual production involved extraordinary profits steaming from the natural conditions of oil fields, i.e. ground rents. Second, it argues that part of this rent was transferred to local industrial capital by means of fuel cheapening.

Keywords: Foreign investment – Desarrollism – Oil – Ground rent

JEL Code: N56

## 1. Introducción

Los contratos firmados entre el Estado argentino y una serie de empresas petroleras extranjeras a partir de 1958 fueron en su momento objeto de una encendida polémica. La "batalla del petróleo", como la llamó el propio presidente Frondizi, fue ciertamente uno de los ejes centrales de la política desarrollista aplicada durante su gobierno. La entrada del capital extranjero en la rama petrolera era vista por los desarrollistas como la única forma de aumentar la producción petrolera significativamente, lo cual a su vez permitiría contribuir a la superación de la "restricción externa" al desarrollo. Aunque el objetivo primario fue cumplido en pocos años, alcanzándose el autoabastecimiento en 1962, los contratos fueron muy criticados desde posturas nacionalistas, que defendían el monopolio estatal de la explotación petrolera. A pesar de que este debate resultó en numerosas publicaciones sobre los contratos, pueden señalarse varias limitaciones a las investigaciones que las sustentaron. En principio, el componente empírico de los diversos trabajos era en general poco riguroso e incompleto, omitiéndose en muchos casos la mención de las fuentes y las metodologías utilizadas. Una segunda limitación se vinculaba con la escasa sofisticación teórica de los trabajos. En este sentido, resulta notable la escasa consideración de las especificidades del funcionamiento de una

---

\* Alejandro Luis Fitzsimons (UNQ-UBA-CONICET), Argentina

industria como la petrolera, tan evidentemente dependiente de los recursos naturales. Tampoco se abordó con la profundidad necesaria la relación entre la producción petrolera y el desarrollo económico general, aspecto tratado exclusivamente desde el punto de vista de la balanza comercial. Particularmente llamativo resulta la nula problematización de la naturaleza de las ganancias extraordinarias obtenibles en este sector, esto es, de la cuestión de la renta petrolera. Por último, la discusión estuvo teñida de un carácter excesivamente normativo, dejándose de lado la explicación científica de la política petrolera desarrollista, más allá de su evaluación en términos valorativos. La mayoría de estos problemas, por lo demás, no fueron resueltos por la investigación académica posterior, principalmente porque el interés se concentró en períodos anteriores (Solberg, 1986; Gadano, 2006) o posteriores (Kozulj y Bravo, 1993) de la historia petrolera argentina.

En este contexto, el presente artículo se propone, precisamente, contribuir a saldar este déficit mediante un análisis sistemático de las principales determinaciones económicas de los contratos, con base en fuentes estadísticas poco utilizadas hasta el momento<sup>1</sup>. Dicho análisis se estructura en tres niveles. Primero se estudian los aspectos materiales de la producción petrolera bajo los contratos. Luego se analizan las formas de valorización de los capitales extranjeros involucrados. Por último, se investiga el proceso de apropiación de la renta petrolera correspondiente a la producción de los contratos. Debe aclararse, antes de continuar, que el estudio se concentra en los tres contratos principales en términos de producción de crudo: aquellos firmados con las empresas estadounidenses Amoco, Cities Service y Tennessee. La producción de estas tres empresas representaba el 25% del total producido en el período 1959-1963 y el 97% del crudo extraído bajo el régimen de contratos<sup>2</sup>.

## 2. Aspectos materiales de la producción

### *Las condiciones naturales de los yacimientos*

La productividad del trabajo en la extracción petrolera depende de condiciones naturales no controlables por el capital, a su vez indisolublemente ligadas a la tierra donde dicho trabajo se realiza. Esto significa que en cada yacimiento los costos de extracción difieren de acuerdo a características naturales tales como la profundidad del depósito, la presión natural de éste, la dureza de la formación rocosa a perforar, etc. Como ha sido discutido ampliamente (Angelier, 1979; Silva, 1989), en esencia estas diferencias de costos resultan en el surgimiento de ganancias superiores a las normales en los mejores yacimientos, similares a las identificadas por la economía política clásica para la producción agraria. Estas ganancias extraordinarias constituyen rentas de la tierra, en la medida en que dependen justamente de los atributos ligados a ella y no simplemente de la inversión de capital. Por esta razón resulta ineludible comenzar el análisis de los contratos por el examen de las condiciones naturales de los yacimientos involucrados. Un indicador aproximado del efecto de las condiciones naturales en la productividad del trabajo es la producción de crudo por pozo en actividad. Como puede

---

<sup>1</sup> Deben mencionarse, sin embargo, los trabajos de Dachevsky (2013) y Zinser (2013), que han trabajado con algunas de estas fuentes, aunque con objetivos distintos a los planteados aquí.

<sup>2</sup> Hubo, además, otros 5 contratos de exploración y producción de crudo con capitales extranjeros que no dieron resultados significativos en términos de producción hasta 1963, cuando fueron anulados (Edwards, 2013).

verse en el Cuadro , este indicador sugiere que la productividad promedio del trabajo petrolero en Argentina era de las menores a nivel mundial, aunque superior a la obtenible en EE.UU. Es decir que, hacia principios de la década de 1960, los yacimientos argentinos eran en promedio mejores que los marginales a nivel mundial (es decir, que los yacimientos en producción con peores condiciones naturales), pero sólo moderadamente.

**Cuadro 1 - Petróleo producido por pozo (m<sup>3</sup> por día) 1961/1962**

País	Producción por pozo
Irán	1360
Arabia Saudita	998
Argelia	177
Venezuela	48,8
Indonesia	28,6
México	20,2
Colombia	10,5
Argentina	7,1
Estados Unidos	1,9

Fuente: Elaboración propia con base en Dirección Nacional de Energía y Combustibles, Consejo Federal de Inversiones (1963) y Edwards (2013).

Si, además, se considera la evolución histórica de este indicador en Argentina (Cuadro 2), puede verse que el rendimiento por pozo de 1962 era notablemente superior a los niveles de las tres décadas anteriores. Dado que la tendencia al aumento en los rendimientos continuó posteriormente, no parece haberse tratado de un incremento circunstancial debido a la sobreexplotación de los yacimientos, como sostuvieron los críticos nacionalistas, sino a una mejora genuina de los rendimientos derivada de la incorporación de nuevas reservas, descubiertas durante la década de 1950 como resultado de la inversión estatal en exploración (Fitzsimons, 2014, pp. 184-186) Los tres contratos de producción más importantes involucraban, precisamente, estos yacimientos de descubrimiento reciente (YPF, 1972, p. 106) y de buen rendimiento por pozo en términos locales (Cuadro 2).

**Cuadro 1 – Producción por pozo, total Argentina (m<sup>3</sup> diarios)**

1923	1928	1935	1937	1939	1942	1954	1955	1956	1962	1963	1967
8,2	3,7	2,3	2,3	2,5	2,7	3,5	3,5	3,4	7,1	7,3	9,4

Fuente: elaboración propia con base en Dirección Nacional de Energía y Combustibles, Dirección Nacional de Minería y Solberg (1986)

**Cuadro 2 – Producción por pozo, años seleccionados (m<sup>3</sup> diarios)**

	YPF	Amoco	Cities Service	Tennessee (*)	Promedio Argentina
1962	6,3	19,8	24,5	68	7,1
1963	6,4	17,0	19,5	47	7,3
1967	8,8	12,7	23,3	--	9,4
1968	9,7	14,1	23,0	--	10,1
1972	11,9	14,0	27,7	--	12,6

Fuente: elaboración propia con base en Dirección Nacional de Energía y Combustibles. (\*) Tennessee abandona sus operaciones locales en diciembre 1963.

*La tecnología empleada*

Hacia 1960 en Argentina se utilizaban casi exclusivamente métodos de recuperación primaria sobre tierra firme, observándose cierto atraso en la aplicación de avances técnicos tales como la recuperación secundaria y la perforación submarina, cuyo uso se estaba extendiendo a nivel mundial desde el fin de la segunda guerra mundial. Pero, más allá de este rezago técnico "cualitativo", es necesario evaluar también el nivel tecnológico del proceso de perforación tradicional, determinante central de la productividad del trabajo de extracción de crudo. El método más utilizado y aceptado para aproximarse a la cuantificación de este nivel tecnológico es el registro del rendimiento de cada equipo perforador, es decir, de la cantidad de pozos y metros perforados por equipo en actividad, a pesar de ciertas limitaciones de este indicador<sup>3</sup>. En el cuadro 4 se presentan datos sobre el rendimiento de los equipos utilizados por las empresas contratistas y la empresa estatal en Argentina, y el promedio de los equipos utilizados en EE.UU.

**Cuadro 4- Rendimiento de los equipos perforadores (1960-63)**

	YPF (zonas lindantes a los contratos)	Cities Service	Amoco	EE.UU.
Pozos por equipo	5,29	8,6	13,4	26,5
Metros por equipo	11.780	19.700	28.600	34.900

Fuente: elaboración propia con base en Energy Information Administration y Consejo Federal de Inversiones, 1963. Nota: Argentina años 1960-1961; EE.UU. años 1960-1963.

Puede verse una clara diferenciación en el rendimiento de los equipos utilizados. En primer lugar, resulta claro que las empresas extranjeras utilizaron equipos con rendimientos superiores a los obtenidos por YPF en las mismas zonas, lo que evidencia un mayor nivel tecnológico. Pero, por otro lado, los rendimientos por equipo de estas empresas extranjeras en Argentina eran inferiores al promedio observado en EE.UU. para la misma época. Esto parece indicar que, pese a que la tecnología de perforación utilizada por Amoco y Cities Service era más avanzada que la empleada por YPF, ella estaba a su vez atrasada respecto de la utilizada en EE.UU. Debe tenerse en cuenta, además, que el rendimiento de los equipos dentro de Estados Unidos variaba notablemente según la antigüedad del equipo (Cochener 2010), de modo que la diferencia entre la performance de los equipos de las empresas extranjeras en Argentina y los equipos más modernos utilizados en EE.UU. era aún mayor de la que surge de la comparación con el promedio de este último país.

Esta situación puede comprenderse mejor si se tiene en cuenta la estrategia global de las petroleras independientes estadounidenses a partir de la segunda mitad de la década de 1950. En efecto, desde el fin de la segunda guerra mundial se estaba desarrollando un proceso de relocalización geográfica de la producción global desde Estados Unidos, que hasta entonces producía más de la mitad del petróleo mundial, hacia yacimientos con mejores condiciones naturales, especialmente en Medio

<sup>3</sup> El rendimiento de un equipo perforador depende de dos factores principales: el nivel tecnológico del equipo y las características geológicas del terreno, en especial la dureza de las formaciones rocosas. Por consiguiente, es un indicador que, si bien refleja el nivel tecnológico, se encuentra modificado también por las condiciones naturales (Cochener, 2010).

Oriente<sup>4</sup>. Como resultado, la inversión de capital en la exploración y extracción en el país norteamericano cayó marcadamente, de modo que la cantidad de pozos perforados anualmente cayó un 30% entre 1955 y 1965, mientras que la cantidad de equipos perforadores disponibles lo hizo en un 50% en el mismo período (Energy Information Administration). En este contexto, no resulta aventurado suponer que parte de los equipos que salieron de producción en EE.UU. pudieron haber formado parte del equipamiento trasladado hacia Argentina y otros países.

*La productividad del trabajo.* Aunque no existen estadísticas oficiales sobre la cantidad de empleados de las empresas extranjeras que operaron bajo el régimen contratista, pueden utilizarse las estimaciones de Zinser basadas en información obtenida directamente de una de las empresas estadounidenses (véase Anexo). Sobre esta base, puede calcularse la productividad del trabajo de las empresas contratistas, presentada en el Cuadro 5 en comparación con la productividad del trabajo de YPF y con la industria petrolera estadounidense en general.

**Cuadro 5 – Productividad del trabajo por empresa (1960-1963)**

	Miles m <sup>3</sup> / empleado
Amoco	2,10
Cities Service	2,71
Tennessee	1,89
Promedio 3 Contratos	2,23
YPF	0,51
EE.UU.	1,35

Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía y Combustibles, U.S. Census Bureau y Zinser (2013).

Varias observaciones surgen del análisis inmediato de los datos. Primero, la productividad del trabajo puesta en movimiento por los capitales extranjeros más que cuadruplicaba la de los trabajadores de YPF. Este hecho fue muchas veces relacionado simplemente con la ineficiencia de la empresa estatal, por ejemplo en el discurso del desarrollismo para justificar los contratos (Sábato, 1974, pp. 55–59). Sin embargo, a la luz de lo visto anteriormente, resulta claro que al menos una parte de la diferencia de productividad se explica por las mejores condiciones naturales de los yacimientos otorgados en los contratos. Segundo, ahora en comparación con el promedio de la industria petrolera estadounidense, puede verse que, si bien las empresas contratistas operaban con una mayor productividad del trabajo que el promedio de la industria petrolera estadounidense, la diferencia no refleja directamente la varianza de rendimientos por pozo en uno y otro país. En efecto, mientras el rendimiento por pozo de las empresas extranjeras en Argentina llegó a ser, en algunos casos, diez veces superior al promedio de los pozos de Estados Unidos, la productividad del trabajo de aquéllas era sólo el doble que en el país norteamericano. Esto parece indicar que las mejores condiciones naturales de los yacimientos argentinos fueron parcialmente contrarrestadas por otros aspectos técnicos que también determinaban la productividad

<sup>4</sup> La producción estadounidense pasó del 54% de la mundial en 1949 al 26% en 1965 (Energy Information Administration).

del trabajo petrolero; especialmente el ya mencionado menor nivel tecnológico utilizado por las empresas extranjeras en Argentina.

### 3. La valorización del capital

*Costos:* Para el cálculo de los costos de producción se dispone de información directa únicamente en el caso de Cities Service, debido a que la empresa estaba contractualmente obligada a suministrar mensualmente a YPF la información de sus operaciones. En base a estos datos, se ha calculado para esta empresa un costo algo menor a 4 dólares por metro cúbico<sup>5</sup>. Los costos de Amoco pueden estimarse, a su vez, teniendo en cuenta el menor rendimiento por pozo de esta empresa. Esta estimación arroja un costo de aproximadamente 5 dólares por metro cúbico<sup>6</sup>. En términos internacionales, se puede comparar estos datos con los costos de producción de EE.UU., que eran de 11,14 dólares por metro cúbico<sup>7</sup>. Como ya mencionamos, las condiciones de producción de este país son consideradas como representativas de las marginales o peores de la industria para la época, y por tanto como las que determinaban los precios globales. En suma, los costos de los capitales extranjeros eran relativamente bajos, tanto en términos locales como internacionales (aunque, por supuesto, mayores a regiones como Medio Oriente o Venezuela). Esto resulta consistente con las conclusiones extraídas anteriormente sobre la productividad relativa del trabajo de extracción bajo los contratos.

*Precios del crudo:* El crudo extraído por las empresas debía ser entregado en su totalidad a la empresa estatal YPF, que ha cambio pagaba un precio fijado por contrato. En el Cuadro 6 se presentan estos precios junto con otros precios de referencia: el precio FOB del golfo pérsico, que actuaba como eje del sistema de fijación de precios de la industria global, el precio promedio de la industria estadounidense en su mercado doméstico, que puede considerarse como el precio de producción en las peores condiciones naturales, y el precio del crudo importado en el puerto de Buenos Aires.

**Cuadro 6 – Precios del petróleo crudo, contratos argentinos y precios internacionales (boca de pozo, U\$S/m<sup>3</sup>)**

Cities Service (Argentina)	7,93
Amoco (Argentina)	10,00
Tennessee (Argentina)	11,15
Golfo Pérsico	11,81
EEUU	18,15
Importado (CIF Buenos Aires)	19,64

Fuente: Elaboración propia con base en British Petroleum (2005), Energy Information Administration, Liceaga (1963) y Cámara de Diputados de la Nación (1964). Nota: Golfo pérsico, Arabian Light posted at Ras Tanura, promedio 1959-63; EEUU, First Purchase, US average, promedio 1959-63); empresas argentinas, según fuentes citadas anteriormente

<sup>5</sup> La comisión investigadora de la Cámara de Diputados de la Nación sobre los contratos petroleros estima exactamente 3,65 dólares por m<sup>3</sup> (Cámara de Diputados de la Nación, 1964, p. 6022)

<sup>6</sup> El citado informe estima el costo por metro cúbico de Amoco en 4,95 dólares (Cámara de Diputados de la Nación, 1964, p. 6022).

<sup>7</sup> Estimación propia con base en los costos de capital en exploración y explotación del año 1966 (Bina, 2011, p. 19) y los costos laborales del año 1963 (U. S. Census Bureau).

De la comparación con el precio interno en EE.UU. surge claramente que los precios fijados en los contratos eran relativamente bajos. En efecto, en el caso de Cities Service el precio contractual era un 43% del precio interno de EE.UU., mientras que en los restantes dos casos dicho precio se ubicaba entre el 55 y el 60% del estadounidense.

### *Regalías implícitas*

Sin embargo, los contratos petroleros argentinos no incluían ningún tipo de pago formal de renta: ni regalías, ni porcentajes sobre las ganancias, ni tampoco impuestos de ninguna clase. En cambio, en EE.UU. las empresas petroleras debían pagar en concepto de arrendamiento entre un 25 y 30% de sus ingresos brutos totales, según se ha estimado para los años 1959-1960 (Kahn, 1964). El precio neto, luego del pago de esta renta, era de 13,61 dólares por metro cúbico (tomando un 25% del precio como tasa de arrendamiento). Además, debe tenerse en cuenta que, al menos en el caso de Cities Service y de Amoco, la entrega de tierras con reservas probadas implicaba que, en sus operaciones locales, estas empresas estaban en buena medida eximidas de los costos de exploración. Es decir que, si bien los precios que las empresas recibían por el petróleo que extraían localmente eran menores al precio neto de EE.UU., una parte de esta desventaja se compensaba con el ahorro de costos de exploración<sup>8</sup>. Si, además, tenemos en cuenta las mejores condiciones naturales de los yacimientos en los que operaban estas empresas, resulta justificado concluir que las condiciones de valorización del capital bajo los contratos argentinos se asemejaban, cuanto menos, a las de la industria petrolera estadounidense. De hecho, las estimaciones disponibles indican que la tasa de ganancia promedio de los capitales contratistas fue, en promedio, del 15% (Camara de Diputados de la Nación, 1964, p 6020-23), exactamente la tasa reportada como "normal" para la industria petrolera estadounidense por las mismas compañías (Zinser, 2013).

De este razonamiento se desprende, por otra parte, que la fijación del precio contractual en niveles bajos en términos internacionales suponía la imposición de una regalía implícita. Es decir, a través de ese mecanismo se estaba imponiendo el pago de una renta a los capitales extranjeros, equivalente a la diferencia entre el precio de venta interno y el precio de producción en las peores tierras mundiales. De este modo, una parte del excedente petrolero escapaba a la apropiación de las empresas extractoras. Si se toma el precio promedio a boca de pozo de EE.UU. como parámetro regulador del precio comercial del crudo (en su carácter de región marginal de producción), la regalía petrolera implícita en los contratos era de 57% en el caso de Cities Service, 45% en el caso de Amoco y 39% en el caso de Tennessee<sup>9</sup>. Se trata de tasas de regalía efectivas más altas que las vigentes en EE.UU, lo cual resulta consistente con la mayor productividad del trabajo obtenible en los yacimientos argentinos y con la obtención de tierras ya exploradas. Aún más, las tasas de regalía de cada contrato parecen corresponderse con las diferencias de rendimiento de los pozos en cada región, especialmente en los casos de Cities Service y Amoco.

---

<sup>8</sup> Dichos costos han sido calculados en 2,38 (Cities Service) y 2 dólares (Amoco) por metro cúbico, respectivamente (Cámara de Diputados de la Nación, 1964, pp. 6022-6023)

<sup>9</sup> Estos porcentajes deben ser tomados sólo como una aproximación, en la medida en que surgen de la comparación de precios con el promedio de EE.UU, sin tener en cuenta por tanto las diferencias de precios derivadas de la calidad del crudo de diversos yacimientos.

*La magnitud de la renta petrolera*

Si comparamos ahora los precios de los contratos con los precios de importación, podemos considerar la magnitud de la renta petrolera que escapa a los capitales productores<sup>10</sup>. El precio efectivamente pagado durante el período 1960-63 por el petróleo importado fue, en promedio, de 19,6 U\$\$/m<sup>3</sup> (Dirección Nacional de Energía y Combustibles). La diferencia con el precio pagado a las empresas contratistas era, por tanto de entre 9 y 13 U\$\$/m<sup>3</sup> según el contrato<sup>11</sup>. Parte de esta diferencia era absorbida por costos de transporte desde los yacimientos hasta las refinerías<sup>12</sup>. La diferencia resultante entre el precio de producción en refinería (esto es, el precio de boca de pozo más el costo de transporte) y el precio de importación es igual a la porción del excedente petrolero que no era apropiada por las empresas contratistas. En la medida en que esta sustracción de riqueza social no parece haber afectado la capacidad de valorización de las empresas a la tasa normal de ganancia, puede concluirse que la porción de riqueza social en cuestión renta petrolera, es decir, ganancias excedentarias a las normales.

En el Cuadro 7 se presenta una estimación de esta renta para el caso de cada contrato. Como puede verse, las diferencias en los niveles de renta por unidad de producto eran importantes. El petróleo producido por Tennessee es el que arrojaba menos renta, principalmente por el elevado costo del transporte desde Tierra del Fuego a Buenos Aires y, en menor medida, por el mayor precio a boca de pozo. En los otros dos casos, con similares costos de transporte, las diferentes magnitudes de renta responden principalmente a los diferentes precios del crudo a boca de pozo.

La renta de la tierra total involucrada en la producción de los tres contratos —que surge de multiplicar la renta por m<sup>3</sup> por la producción efectiva (ver Anexo)— tuvo una magnitud considerable. En el quinquenio 1959-63 sumó 104 millones de dólares, monto mayor a las ganancias de las tres empresas en cuestión, que alcanzaron en el mismo período los 80 millones de dólares (Cámara de Diputados de la Nación, 1964, pp. 6020–22). Otra indicación de su importancia surge de comparar esta renta petrolera con la agraria: en 1962, año pico de la producción petrolera en este período, la renta

---

<sup>10</sup> Los precios de importación reflejan el precio de producción del petróleo producido fuera de Argentina para su consumo dentro de este país, es decir, incluyendo los costos de transporte correspondientes. La localización es, de hecho, una condición natural más de los yacimientos, que determinan los costos de producción totales para un determinado consumo. Es por ello que, para evaluar la ventaja relativa derivada de las condiciones naturales de los yacimientos involucrados en los contratos, resulta adecuada la comparación con el precio de importación y no simplemente con el precio a boca de pozo de otras regiones.

<sup>11</sup> Nuevamente, aquí hay que tener en cuenta que los diferentes crudos pueden ser de diferente calidad, lo cual influye en las comparaciones de precios. En este caso, la gran mayoría del crudo importado proviene de Venezuela que, en general, es de baja calidad por su densidad y contenido de azufre. Es decir que se puede descartar que el precio promedio de importación más alto resulte de un crudo de mayor calidad que el local.

<sup>12</sup> Por simplicidad tomaremos los costos de transporte a Buenos Aires, que son los mayormente utilizados en la literatura sobre el tema. Sin embargo, es preciso tener en cuenta que, en la medida en que una parte del petróleo de los contratos se refinaba y consumía en las regiones cercanas a los yacimientos, la comparación de los precios en Buenos Aires subestima la ventaja relativa de la producción de los contratos, en la medida en que se sobreestiman los costos reales de transporte involucrados.



petrolera que no fue apropiada por las empresas contratistas fue equivalente al 4,3% de la renta agraria total apropiada en Argentina y un 9,4% de la porción de renta agraria distribuida hacia sujetos sociales distintos a los terratenientes<sup>13</sup>.

**Cuadro 7 – Precios del crudo y “renta petrolera” (U\$/m<sup>3</sup>)**

	Precio a boca de pozo (1)	Transporte a Bs. As. (2)	Precio de producción en Bs. As. (3) = (1) + (2)	Precio de importación (CIF Bs. As.) (4)	Renta Petrolera (5) = (4) – (3)
Cities Service	7,93	2,56	10,49	19,64	9,15
Amoco	10	3,14	13,14	19,64	6,5
Tennessee	11,15	6,11	17,26	19,64	2,38

Fuente: elaboración propia con base en Cámara de Diputados de la Nación (1964), Dirección Nacional de Energía y Combustibles y Zinser (2013)

#### 4. La apropiación de la renta petrolera

Para dilucidar quién se apropió de esta renta petrolera es necesario considerar, en primer lugar, cuál fue el destino del petróleo producido bajo los contratos. Como ya mencionamos, el comprador inicial de la producción era YPF; pero, en esencia, la empresa estatal actuaba como simple intermediario, ya que revendía enteramente dicho petróleo a los capitales refinadores privados, que de este modo sustituían importaciones de crudo. En efecto, entre 1958 y 1963 el porcentaje del petróleo importado dentro del procesado por las refinerías privadas pasó del 89% al 12%. Resulta por lo tanto central considerar los precios de reventa del crudo por parte de YPF a estas empresas.

Los datos correspondientes, que se presentan en el Cuadro 8, muestran que dichos precios se ubicaron por encima de los precios de compra del crudo por parte de YPF a los contratistas, pero por debajo de los de importación. Ello permite estimar la distribución primaria de la renta entre la empresa estatal y los capitales refinadores. Por un lado, YPF se apropiaba de una porción de la renta petrolera gracias a la diferencia entre los precios a los que compraba y a los que vendía y, por otro, los capitales refinadores se apropiaban de otra porción al comprar el petróleo a refinar por debajo del precio de importación<sup>14</sup>. En el Cuadro 9 se muestra esta distribución de la renta petrolera entre YPF y los capitales refinadores en el quinquenio 1959-63, obtenidos de multiplicar las participaciones por metro cúbico del Cuadro 8 por la producción total de cada contrato (ver Anexo). Por último, en el Gráfico 1 se presenta la distribución de la renta petrolera involucrada en los tres contratos en conjunto, en términos porcentuales. Como se ve, la mayor porción de esta riqueza social fue apropiada, en primera instancia, por los capitales refinadores.

<sup>13</sup> Los datos sobre renta agraria son de Iñigo Carrera (2007).

<sup>14</sup> De la renta que apropia YPF mediante la reventa del crudo, una parte es distribuida a los estados provinciales mediante el pago de regalías.

**Cuadro 8 – Distribución de la renta petrolera entre YPF y los refinadores (U\$S/m<sup>3</sup>)**

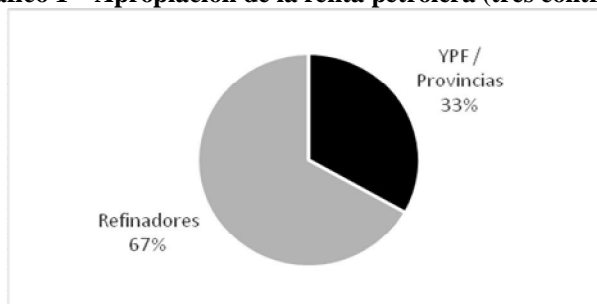
	Precio del crudo en Bs. As. (1)	Precio de reventa a refinadoras (2)	Renta apropiada por YPF y provincias (ver nota 24) (3) = (2) – (1)	Renta petrolera total (4)	Renta apropiada por refinadores (5) = (4) – (3)
Cities Service	10,49	15,46	4,97	9,15	4,18
Amoco	13,14	13,56	0,42	6,5	6,08
Tennessee	17,26	19	1,74	2,38	0,64

Fuentes: (1) Cuadro 7; (2) Cámara de Diputados de la Nación; (3) Consejo Federal de Inversiones (1963); (4) Cuadro 7.

**Cuadro 9 – Renta petrolera total y su apropiación, 1959-63 (millones de dólares)**

	YPF	Refinadores	Total
Cities Service	26,8	22,5	49,3
Amoco	3,1	45,3	48,4
Tennessee	4,5	1,7	6,2
Total	34,5	69,5	103,9

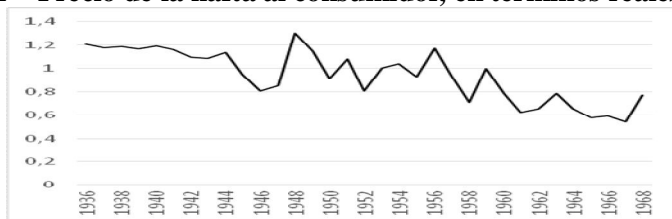
Fuente: Cuadro 3 y Dirección Nacional de Energía y Combustibles.

**Gráfico 1 – Apropiación de la renta petrolera (tres contratos)**

Fuente: Cuadro 9

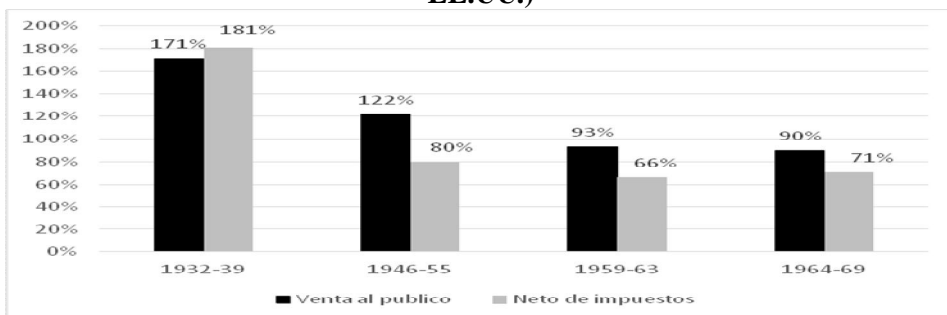
Sin embargo, el curso de la renta petrolera no se detuvo en este punto. Sucede que, además de los precios de los contratistas y los precios de reventa a los refinadores, también los precios de venta de los derivados estaban regulados por el Estado. En el Gráfico 2 se muestra la evolución histórica del precio de la nafta al consumidor en Argentina en términos reales. Aunque el gráfico muestra una fuerte oscilación en dicho precio —como resultado de bruscos pero puntuales aumentos nominales en un contexto de alta inflación—, puede notarse una tendencia a la baja. En particular, cabe resaltar que en la década de 1960 (es decir, cuando la producción de los contratos adquirió relevancia) los precios reales del combustible se ubicaron, en promedio, un 25% por debajo que en la década anterior. En el Gráfico 3, a su vez, se compara el precio de la nafta en Argentina respecto al precio en EE.UU., tanto el de venta al público como el neto de impuestos. Puede verse que durante la década de 1930 el precio local se encontraba marcadamente por encima del de EE.UU., presumiblemente en razón del alto componente de importaciones de petróleo y derivados.

**Gráfico 2 – Precio de la nafta al consumidor, en términos reales (1959=1)**



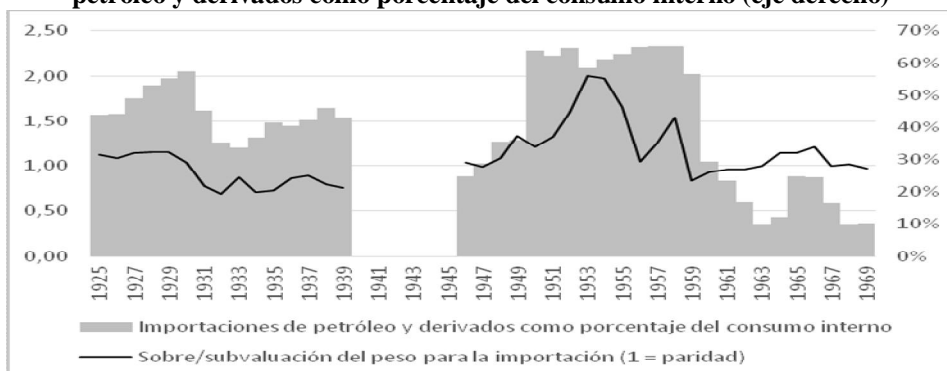
Fuente: Elaboración propia con base en Dirección Nacional de Energía y Combustibles, Dachevsky (2013) y Gadano (2006)

**Gráfico 3 – Precio relativo de la nafta (ARG / EE.UU.)**



Fuente: Elaboración propia con base en Dirección Nacional de Energía y Combustibles, Dachevsky (2013), Gadano (2006) y Office of Energy Efficiency and Renewable Energy

**Gráfico 4 - Grado de sobre/subvaluación de la moneda (eje izquierdo) e importaciones de petróleo y derivados como porcentaje del consumo interno (eje derecho)**



Fuente: Elaboración propia con base en Dirección Nacional de Energía y Combustibles, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2007), Iñigo Carrera (2007) y San Martín (2006) y Solberg (1986). Nota: Para el período 1946-49 sólo consigna importación de petróleo crudo. Se excluyen los años excepcionales de la segunda guerra mundial.

Durante la década 1946-55, en cambio, el precio de venta local se ubicaba mucho más cerca del estadounidense, aunque era todavía un 20% superior, mientras que el precio neto de impuestos era un 20% menor en Argentina. Este abaratamiento relativo de la nafta se daba en un contexto de marcado aumento de las importaciones de crudo.

Esta aparente contradicción se explica, en buena medida, por el alto nivel de sobrevaluación de la moneda (Gráfico 4), que abarataba internamente dichas importaciones, a costa de la renta de la tierra portada en las exportaciones agrarias (Iñigo Carrera, 2007). En otras palabras, durante el período 1946-55, el abaratamiento del combustible era resultado de una transferencia de parte del excedente agrario al conjunto de los capitales industriales, en su carácter de consumidores directos o indirectos del petróleo importado abaratado, a través de la apreciación del tipo de cambio.

A partir de 1959 los combustibles se abarataron aún más en términos relativos, al punto que el precio de venta al público local pasó a ser menor al estadounidense, a pesar de la mayor carga impositiva (poco más del 50% de dicho precio en Argentina frente al 30% en EE.UU). Pero, a diferencia del período anterior, la sobrevaluación había desaparecido y, con ella, la posibilidad de abaratar internamente las importaciones de petróleo crudo. En este período, entonces, el bajo precio interno de los combustibles debió tener una base distinta al anterior. El análisis precedente permite señalar que, en la parte correspondiente al petróleo producido bajo los contratos, dicha fuente fue la renta petrolera, transferida hacia los consumidores a través de la cadena de extracción, refinación y comercialización, cuyos precios estaban fijados por el Estado. En consecuencia, junto con el reemplazo del petróleo importado por el producido localmente a través del régimen contractual, se estaba reemplazando a la renta agraria por renta petrolera como fuente del subsidio al combustible para el capital industrial en general.

## 5. La evolución posterior

Con posterioridad al período analizado pueden distinguirse dos etapas en la evolución del capital privado en la industria petrolera argentina. La primera etapa se extiende hasta fines de la década de 1980, y se caracteriza por la continuidad del régimen contractual, pese a los intentos de anulación del gobierno del presidente Illia (1963-66). En esta etapa las empresas privadas (incluyendo, desde 1967, nuevas empresas tanto extranjeras como nacionales) continuaron complementando a la producción estatal, en una proporción similar al período 1958-1963, es decir, en torno a un tercio de la producción total. No obstante, cabe señalar que desde fines de la década de 1960 comienza a achicarse la diferencia en los rendimientos por pozo de las empresas privadas respecto a los de YPF. Esto parece responder a dos factores: por un lado, al declive natural de los yacimientos de las áreas concedidas en 1958, especialmente en el caso del contrato de Amoco; por otro, a que los nuevos contratos otorgados desde 1967 a empresas nacionales no involucraron yacimientos de rendimientos superiores al promedio nacional<sup>15</sup>. De todos modos, el rendimiento por pozo promedio en Argentina se mantuvo en un nivel entre 4 y 5 veces superior al promedio estadounidense. Si además se considera que desde la década de 1970 aumentó a nivel mundial el peso de la producción offshore de elevados costos, todo indica que la ventaja comparativa de

---

<sup>15</sup> Para 1977, solo Cities Service (con 21,7 m<sup>3</sup> diarios por pozo) mantuvo rendimientos por pozo mayores al promedio nacional (10,8 m<sup>3</sup>). Ese mismo año, los rendimientos de los pozos de Amoco y las dos empresas nacionales más importantes, Pérez Companc y Bridas, fueron respectivamente de 10,6; 9,9 y 9,7 m<sup>3</sup> diarios. (Véase el Cuadro 3 para la evolución previa y la fuente de los datos).

los yacimientos argentinos respecto de los marginales se mantuvo. Esto resulta consistente con el hecho de que, durante la mayor parte de esta etapa, el precio a boca de pozo Argentino fue mucho menor al estadounidense<sup>16</sup>. Durante la mayor parte de esta etapa, la renta petrolera correspondiente a este menor precio local fue transferida al capital industrial en general a través del abaratamiento de los combustibles, al igual que en el período 1958-63. Como puede verse en el Cuadro 10, desde la década de 1970 este abaratamiento era de mayor magnitud en el precio neto de impuestos, lo cual era resultado del creciente papel del Estado argentino como intermediario directo en la transferencia de renta petrolera al conjunto de la acumulación de capital en el país. La transferencia de renta petrolera por este mecanismo fue interrumpida únicamente en la segunda mitad de la década de 1980, cuando los precios de los contratos fueron desacoplados de los internacionales. Ello tuvo como resultado el encarecimiento relativo del crudo y los derivados locales al desplomarse desde 1986 el precio internacional del crudo.

**Cuadro 10 - Precio relativo de la nafta (ARG / EE.UU.)**

Año	Argentina		EE.UU.		Argentina / EE.UU.	
	Neto de impuestos	Venta al público	Neto de impuestos	Venta al público	Neto de impuestos	Venta al público
1966	0,046	0,070	0,057	0,085	80%	83%
1971	0,039	0,093	0,067	0,096	59%	97%
1976	0,091	0,170	0,125	0,156	73%	109%
1981	0,094	0,236	0,311	0,346	30%	68%
1985*	0,105	0,294	0,243	0,296	43%	99%
1986*	0,166	0,477	0,171	0,226	97%	211%
1987*	0,156	0,451	0,180	0,238	87%	190%
1991	0,155	0,313	0,217	0,301	71%	104%
1996	0,144	0,342	0,228	0,325	63%	105%
2001	0,267	0,496	0,286	0,386	93%	129%
2006	0,171	0,569	0,582	0,684	29%	83%
2011	0,283	0,745	0,827	0,932	34%	80%

Fuente: Elaboración propia con base en Dirección Nacional de Energía y Combustibles, Energy Information Administration. Los precios argentinos fueron convertidos a dólares utilizando el método de paridad relativa de poder adquisitivo (Balassa, 1964), tomando como período base 1959-1972 (Iñigo Carrera, 2007). (\*) Se han agregado los años 1985 y 1987 para ilustrar el movimiento brusco de la relación de precios ocurrido en 1986.

La segunda etapa comprende desde principios de la década de 1990 hasta el año 2012, y se distingue con claridad de la anterior por la privatización de la empresa estatal y por la “desregulación” del antiguo régimen contractual, el cual fue convertido en uno de concesiones con libre disponibilidad del crudo (Kozulj y Bravo 1993). Este cambio formal fue acompañado por el desarrollo de la producción para el mercado mundial, al cual se destinó el 30% de la producción de crudo entre 1991 y 2001 (Secretaría de Energía y Combustibles). No obstante esta reorientación de la industria, durante esta etapa el sector petrolero siguió transfiriendo una parte de su ingreso al resto de la economía. En efecto, la producción destinada a la exportación estaba sujeta a la fuerte

<sup>16</sup> En 1984 el precio en Chubut y Mendoza era de 65 dólares el m3 (Secretaría de Energía y Combustibles), mientras que el promedio “first purchase” estadounidense era de 163 dólares el m3 (Energy Information Administration).

sobrevaluación de la moneda implementada entre 1990 y 2001<sup>17</sup>, y a impuestos a la exportación desde 2002. La producción destinada al mercado interno, asimismo, volvió a venderse a precios menores a los internacionales, al menos si se tiene en cuenta el precio neto de impuestos (Cuadro 10). Esta segunda etapa se cerró en 2012 con la reestatización de YPF, luego de una década de lento pero constante declive de la producción y la exportación de crudo. Este suceso, junto con el descubrimiento de importantes reservas de hidrocarburos no convencionales, parece haber abierto una nueva etapa, cuyo estudio queda fuera del alcance de este trabajo.

## 6. Conclusiones

Permítasenos, a modo de cierre, resumir el argumento central de este artículo. La investigación comenzó con el análisis de los determinantes materiales de la productividad del trabajo petrolero en los yacimientos involucrados en los contratos. Se mostró que dichos yacimientos, de descubrimiento reciente, tenían condiciones naturales más favorables que el promedio nacional y que los yacimientos marginales a nivel mundial. A pesar del bajo rendimiento de los equipos de perforación, esta ventaja natural resultó en una productividad del trabajo de extracción alta, en comparación con la industria petrolera estadounidense, tomada como expresión de las condiciones marginales de producción.

Estas condiciones de producción redundaron, según la información analizada, en costos de producción menores a los que determinan el precio del petróleo a nivel mundial. Se analizó entonces el proceso de apropiación de la ganancia extraordinaria resultante, a la que se caracterizó como renta de la tierra por su determinación originada en los condicionamientos naturales al trabajo de extracción. Al respecto, se sostuvo que esta renta petrolera fue apropiada principalmente por el conjunto del capital industrial que opera en Argentina vía el abaratamiento del combustible consumido localmente. En este sentido, la principal conclusión del trabajo es que los contratos petroleros ampliaron las bases de reproducción de la acumulación de capital en Argentina, al poner a disposición del capital en general una fuente extraordinaria de valorización. Por último, la reseña de la evolución posterior de la industria parece indicar que, pese a ciertas transformaciones de importancia, la rama continuó cediendo una parte de la renta petrolera hacia el resto de la economía.

## Bibliografía

- Angelier, J.P. (1979). "Las teorías de la renta y su aplicación a la industria petrolera internacional", *Investigación Económica*, 38, pp. 401–418.
- Balassa, Bela (1964). "The Purchasing-Power Parity Doctrine: A Reappraisal." *Journal of Political Economy* 72 (6): 584–96.
- Bina, C. (2011). *Oil: a time machine. Journey beyond fanciful economics and frightful politics*. Deer Park, N.Y.: Linus Publications.
- British Petroleum. (2005). *Statistical Review of World Energy*.

---

<sup>17</sup> La sobrevaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense fue de un 90% en el período 1990-2001, en relación al período base 1959-1972 (Iñigo Carrera, 2007). Sobre la sobrevaluación como forma de transferencia de renta petrolera hacia la industria en general, véase también Mommer y Baptista (1989).

- Fitzsimons, A.L. *Las determinaciones económicas de los "contratos petroleros" en Argentina*
- Cámara de Diputados de la Nación, Argentina (1964). "Informe de la Comisión Especial Investigadora sobre Petróleo", Orden del día 19 de noviembre de 1964, *Diario de Sesiones*.
- Consejo Federal de Inversiones (1963). *Programa conjunto para el desarrollo agropecuario e industrial. 2do. informe*. (Vol. 4). Buenos Aires.
- Cochener, J. (2010). "Quantifying Drilling Efficiency" (Working paper). U.S. Energy Information Administration.
- Dachevsky, F. (2013). "Tierra y capital en la industria petrolera argentina. El desarrollo de la propiedad nacional de los hidrocarburos (1907-1975)" (Tesis Doctoral). Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires.
- Department of Transportation, United States (Varios Años). *Highway Statistics*.
- Dirección Nacional de Energía y Combustibles, Argentina (Varios años). *Combustibles: anuario estadístico*.
- Dirección Nacional de Minería, Argentina (Varios años). *Estadística de petróleo de la República Argentina*.
- Edwards, G. (2013). "The Frondizi Contracts and Petroleum Self Sufficiency in Argentina". En R. F. Mikesell, *Foreign Investment in the Petroleum and Mineral Industries: Case Studies of Investor-Host Country Relations*. Routledge.
- Energy Information Administration, United States (Varios años). *Annual Energy Review*. Washington, D.C.: United States. Dept. of Energy.
- Fitzsimons, A. (2014). "Estado y acumulación de capital en Argentina: la expansión de las empresas extranjeras entre 1958 y 1963" (Tesis Doctoral). Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires.
- Gadano, N. (2006). *Historia del petróleo en la Argentina, 1907-1955: desde los inicios hasta la caída de Perón*. Buenos Aires: Edhasa.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2007). *Centenario del petróleo argentino: 1907-2007*. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y el Gas.
- Iñigo Carrera, J. (2007). *La formación económica de la sociedad argentina. Renta agraria, ganancia industrial y deuda externa. 1882-2004*. Buenos Aires: Imago Mundi.
- Kahn, A. E. (1964). The Depletion Allowance in the Context of Cartelization. *The American Economic Review*, 54(4), 286–314.
- Kozulj, R. y V. Bravo (1993). *La política de desregulación petrolera argentina : antecedentes e impactos*. Buenos Aires: Centro Editor de América Latina.
- Liceaga, J. (1963) *Petróleo. Los contratos petroleros y los teóricos del déficit energético*. Buenos Aires: Ediciones Arayú.
- Mommer, B. y A. Baptista (1989). "Renta petrolera y distribución factorial del ingreso". En H. Dieterich y B. Mommer, *¿Adiós a la bonanza?: Crisis de la distribución del ingreso en Venezuela*. Caracas: Nueva Sociedad.
- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, "Average Annual Retail Price of Gasoline, 1929 – 2011", <http://energy.gov/eere/vehicles/fact-741-august-20-2012-historical-gasoline-prices-1929-2011>.
- Sábato, A. (1974). *Petróleo, liberación o dependencia*. Buenos Aires: Ediciones Macacha Güemes.

- San Martín, J. N. (2006). *El petróleo y la petroquímica en la Argentina (1914-1983): emergencia, expansión y declinación del nacionalismo petrolero*. Buenos Aires: EC, Ediciones Cooperativas.
- Silva, A.R., 1989. Consideraciones teóricas sobre el problema de la renta petrolera y la renta agrícola. *Investigación Económica*, 48, pp. 141–176.
- Solberg, C. E. (1986). *Petróleo y nacionalismo en la Argentina*. Buenos Aires: Hyspamérica.
- United States Census Bureau. (Varios años). *Statistical Abstract of the United States*. U.S. Government Printing Office.
- YPF. (1972). *Cincuentenario de YPF. YPF una empresa al servicio del país*.
- Zinser, J. (2013). Alternative Means of Meeting Argentina's Petroleum Requirements. In R. F. Mikesell, *Foreign Investment in the Petroleum and Mineral Industries: Case Studies of Investor-Host Country Relations*. Routledge.

## Anexo

**Cuadro A1. Producción por empresa (miles m<sup>3</sup>)**

	1959	1960	1961	1962	1963	Promedio anual
Amoco	107	1125,6	2070,3	2208	1932,3	1488,64
Cities Service	219,6	1069,1	1217,4	1466,4	1416,2	1077,74
Tennessee	0,4	268,1	476,2	946,3	922,1	522,62
Total 3 contratos	327	2462,8	3763,9	4620,7	4270,6	3089

Fuente: Elaboración propia con base en Dirección Nacional de Energía y Combustibles.

**Cuadro A2. Empleados de empresas petroleras (exploración y producción)**

	1959	1960	1961	1962	1963	Promedio anual
Amoco	700	1150	720	705	270	709
Cities Service	360	470	400	380	375	397
Tennessee	130	595	440	105	115	277
Total 3 contratos	1190	2215	1560	1190	760	1383

Fuente: Zinser, 2013 (estimación basada en información directa de dos empresas estadounidenses)

**Cuadro A3. Pozos y metros perforados por equipo**

	EE.UU.	Chubut		Mendoza	
		YPF	Amoco	YPF	Cities Service
Pozos por equipo	26,5	4,8	13,4	5,77	8,6
Metros por equipo	34900	8860	28600	14700	19700

Fuente: Elaboración propia con base en Consejo Federal de Inversiones (1963) y Energy Information Administration.

**Cuadro A4. Renta petrolera por empresa (dólares)**

	1959	1960	1961	1962	1963	Total
Cities Service	2.009.340	9.782.265	11.139.210	13.417.560	12.958.230	49.306.614
Amoco	695.500	7.316.400	13.456.950	14.352.000	12.559.950	48.380.807
Tennessee	952	638.078	1.133.356	2.252.194	2.194.598	6.219.180
Total	2.705.792	17.736.743	25.729.516	30.021.754	27.712.778	103.906.583

Fuente: Cuadros 8 y A1