

LAS REGULACIONES A LOS HIDROCARBUROS EN LA ARGENTINA. EL COSTO DE LOS CONTROLES DE PRECIOS*

DANIEL A. ARTANA **

ABSTRACT

This paper analyzes the most important regulations to private firms in the Argentine petroleum industry. Price controls, barriers to entry, quotas and quasimonopolies of state - owned enterprises in some stages of production are pervasive and impose large social costs.

One of these welfare losses has been estimated in this paper. Price controls on petroleum and its most important by-products cause an average annual net loss to society estimated in 350 million dollars for the past decade (approximately equal to 0.4% of the country's GDP).

INTRODUCCIÓN

La actividad petrolera argentina ha estado sujeta a múltiples regulaciones durante casi toda su historia. El Estado ha impuesto controles sobre precios, cantidades, operaciones de comercio exterior, barreras a la entrada y regulaciones generales sobre esta actividad sin que se haya efectuado un análisis riguroso de los costos y beneficios que involucran estas medidas de política económica.

Este trabajo intenta cuantificar los costos de estas regulaciones; en particular se estiman los costos de ineficiencia a que han dado origen los controles de precios sobre el petróleo crudo y sus derivados más importantes. Otras regulaciones se analizan en la sección I. La sección II comienza con un análisis teórico de la pérdida de eficiencia que se origina cuando los precios internos se alejan de los internacionales y termina con estimaciones numéricas para el caso argentino, computando la ineficiencia de los controles de precios al petróleo crudo, las naftas, el gas oil y el fuel oil. La última sección resume las principales conclusiones del trabajo y ofrece una propuesta alternativa respecto de la organización del sector.

* Este trabajo integra un estudio que FIEL ha llevado a cabo sobre los costos de las regulaciones en la economía argentina financiado por el Center for International Private Enterprise (CIPE), de los Estados Unidos. El autor desea agradecer la valiosa colaboración estadística brindada por David Sekiguchi. Las opiniones son personales y no representan necesariamente las de FIEL o del CIPE.

** Economista jefe de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas.

I. LAS REGULACIONES A LOS HIDROCARBUROS EN LA ARGENTINA

La industria de hidrocarburos en la Argentina presenta un elevado grado de intervención estatal en toda la cadena productiva. Esta intervención se manifiesta a través de la presencia de empresas públicas y por medio de regulaciones a compañías privadas.

1. *Producción de hidrocarburos*

La participación de la actividad privada en la producción de hidrocarburos se ha manifestado a través de las subcontrataciones de la empresa pública Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF).

Estos contratos de locación de obra y servicios se han utilizado para que empresas privadas efectúen diversas tareas para la empresa estatal; en algunos casos estos trabajos se restringen a la mera perforación de pozos (contratos de perforación), en otros comprenden también la exploración y/o explotación de áreas de YPF, produciendo hidrocarburos que deben entregarse en su totalidad a la empresa estatal¹. Por lo tanto, es válido afirmar que la industria de extracción de hidrocarburos está monopolizada por YPF, aunque firmas privadas la abastecen con aproximadamente un 30% de su volumen de ventas.

Los contratos de producción firmados con anterioridad a agosto de 1985 y todavía vigentes reconocen los costos de producción de la empresa privada; por lo tanto la llamada renta petrolera² se percibe a través de la diferencia entre el costo medio de producción y el precio internacional (o de venta al consumidor argentino)³.

El actual Gobierno sancionó el Decreto 1443 en agosto de 1985, permitiendo la exploración de empresas privadas en áreas reservadas a la empresa estatal, pero con mejores perspectivas de éxito comparadas con las que tradicionalmente se licitaban al sector privado. Asimismo, se fijó la remuneración del contratista en función del precio internacional, pero se mantuvo la obligación de vender a YPF los hidrocarburos extraídos.

Los principales problemas de este esquema regulatorio en la faz productiva se resumen a continuación:

a) *Monopolio estatal*. Una primera falencia común a los distintos tipos de contrato está constituida por el rol preponderante (cuasi monopólico) que se asigna a YPF. La experiencia internacional indica que en los países que cuentan con empresas estatales para la provisión de bienes y servicios, sus niveles de eficiencia mejoran sensiblemente cuando existen competidores privados que provean esos mismos bienes y servicios⁴. En la Argentina, la imposibilidad que tienen los contratistas de ser propietarios de los hidrocarburos obtenidos les impide competir en un pie de igualdad con YPF. En realidad,

¹ Existen concesiones del Viejo Código de Minería que otorgan la libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos; los contratos de explotación obligan a vender la producción a YPF, quien la revende a las refinerías. La producción anual de las concesiones todavía vigentes es inferior al 5% del total extraído en el país.

² La renta petrolera tiene dos orígenes: a) la posibilidad de agotamiento de los hidrocarburos, que son recursos no renovables, hace que exista una renta de escasez (ver, por ejemplo, Dasgupta y Heal (1979)), b) la existencia de áreas con costos diferenciales, sumada a la presencia de la OPEP que fija precios superiores a los costos de producción de algunas regiones, hace que exista una renta diferencial en cada área.

³ En algunos casos el precio reconocido a YPF por la venta de petróleo es inferior al precio pagado al contratista. La empresa estatal utiliza esa diferencia como pago a cuenta del impuesto a los derivados del petróleo. Las diferencias en menos acrecen a YPF.

⁴ Ver, por ejemplo, Borchering *et al.* (1982).

el rol desempeñado por estas empresas se asemeja, en gran medida, al de un proveedor más del ente estatal que al de una firma competidora. De esta forma el auge de la inversión privada en el negocio petrolero ha sido función de decisiones políticas y no de las condiciones de mercado.

Esta organización de la industria petrolera se tradujo en una menor recuperación total de los yacimientos. Así, mientras el promedio mundial de hidrocarburos extraídos del total en cada cuenca alcanza a 35%, en Argentina sólo se aproxima al 21%. Esto es consecuencia de la falta de recuperación secundaria y de la escasa reinyección de gas natural que YPF no realiza en gran escala, urgida por obtener mayores cantidades de hidrocarburos hoy, aun a costa de sacrificar producción futura⁵.

Paralelamente, la carencia de capitales para invertir en YPF afectó las tareas exploratorias, teniendo como resultado un país prácticamente inexplorado. En este sentido, mientras en otras partes del mundo se considera que un territorio se encuentra explorado cuando se ha perforado un pozo de exploración cada 5 kilómetros cuadrados, en Argentina esa relación es de un pozo por cada 370 kilómetros cuadrados.

b) *Remuneración al contratista.* En el caso de los contratos anteriores a agosto de 1985, se intenta remunerar a los proveedores en función de sus costos medios de producción. En un contexto de costos crecientes se distorsiona de esta forma el incentivo marginal a producir, suboptimizando la tasa de extracción de los yacimientos, en especial porque las remuneraciones percibidas por las firmas no están ligadas a la evolución del precio internacional. Esto impide que las decisiones privadas de producción se adopten teniendo en cuenta los costos de oportunidad relevantes. Las consecuencias de esta regulación de precios se cuantifican en la sección siguiente.

Adicionalmente, los contratos argentinos de petróleo establecieron una remuneración al contratista en función de los costos de producción en un período base, indexando ese valor según una fórmula establecida contractualmente. La determinación de este precio en función de una fórmula objetiva aparentemente se aproximaría a un contrato a la Demsetz, donde el precio que percibe la firma surge de un proceso licitatorio y al ajustarse en forma predeterminada elimina todos los efectos negativos de los controles sobre la tasa de retorno, que han sido discutidos extensamente en la literatura sobre organización industrial⁶.

Sin embargo, las periódicas renegociaciones contractuales revelan que en realidad la situación trata de adaptarse a los costos del contratista en diferentes períodos del tiempo, asegurando una tasa de retorno a la inversión. Por lo tanto, la situación de los contratos se asemeja al típico caso de regulación por tasa de retorno o contratos costo plus.

El nuevo tipo de contrato mejora este aspecto al ligar la remuneración del contratista al precio internacional.

⁵ En FIEL (1987) se muestran algunos indicadores de eficiencia de la empresa estatal que revelan que YPF ha tenido menor rendimiento que las empresas privadas argentinas y no ha podido equiparar el avance obtenido en otras empresas del mundo (en porcentajes de éxito en exploración, pozos productivos de explotación, metros perforados por equipo activo, etc). Por su parte, las frecuentes renegociaciones de los contratos con proveedores privados, sumadas a los problemas de incentivos a que da lugar su característica de costo-plus, también dificultan una producción privada eficiente.

⁶ Ver Demsetz (1968). Para discusión sobre los problemas de regular la rentabilidad ver Averch y Johnson (1962) y Vickers y Yarrow (1985). Entre otros problemas se destacan el desaliento a la innovación tecnológica y a minimizar costos que significa el control de la rentabilidad. En la medida en que la tasa de retorno esté dada, cualquier reducción de costos resultará en ajustes de precios que las compensen; al no existir beneficios para la firma de reducir costos, se reducen los incentivos en tal sentido.

c) *Inestabilidad contractual*. Los contratos anteriores a 1985 han sido renegociados recientemente en dos oportunidades, con el objeto de mejorar las fórmulas de ajuste y para remunerar con valores más acordes con los internacionales a la producción adicional de los yacimientos. Paralelamente, YPF fue postergando el momento de pago de la producción facturada mensualmente, para finalmente en 1986 adoptar una decisión unilateral que causó profundo malestar en empresas del sector⁷.

El contrato de 1985 intenta brindar una mayor seguridad a las empresas a través de la estabilidad tributaria, pero prevé la asociación de YPF en las áreas productivas.

Al darse a YPF la opción de asociarse en función del resultado obtenido, *ex post* la concreción de las inversiones, se incrementan los riesgos del emprendimiento privado, porque para calcular el monto por aportar por el socio estatal sólo se reconocen las inversiones en pozos productivos. Es un hecho conocido en la actividad petrolera que la incertidumbre sobre la existencia y/o comerciabilidad de hidrocarburos hace que un elevado porcentaje de las inversiones no obtenga resultados positivos. Obviamente, el capitalista privado obtiene una tasa de retorno compatible con la que podría recibir en actividades alternativas si el rendimiento de los pozos productivos se utiliza para pagar la totalidad del capital invertido. El contrato argentino dificulta esa promediación porque el socio estatal sólo aporta en los casos de inversiones exitosas⁸.

d) *Forma de adjudicación de las áreas*. En el contrato de 1985 las áreas se asignan a la empresa que ofrezca el mejor "mix" de inversiones mínimas y remuneración en moneda nacional. Las adjudicaciones en base a montos de inversión han sido criticadas en la literatura, porque facilitan las selecciones arbitrarias, ante la dificultad de homogeneizar las distintas variables que intervienen en la oferta respectiva⁹, y por quitar flexibilidad al inversor privado, máxime teniendo en cuenta la incertidumbre que caracteriza a las tareas exploratorias¹⁰. Asimismo alientan a eliminar la renta petrolera, porque los oferentes tienen un incentivo para comprometer inversiones superiores a las óptimas en el afán de ganar la licitación¹¹.

La incorporación del pago en moneda nacional con un ponderador fijo tampoco contribuye a una adjudicación eficiente. Un mayor porcentaje de pago en australes puede estar relacionado con una firma más ineficiente¹².

⁷ Nótese que la imposibilidad de vender la producción a otros compradores facilita la violación de las pautas convenidas por parte del Estado, desalentando así la inversión privada en la actividad.

⁸ En 1987 se modificó este contrato eliminando la obligación de pedir la declaración de comercialidad de los yacimientos a la Secretaría de Energía. Esta exigencia aumentaba innecesariamente los riesgos de expropiación indirecta, porque permitía la posibilidad de denegar la explotación de yacimientos exitosos, luego de efectuada la inversión en exploración y desarrollo.

⁹ Ver, por ejemplo, Nellor *et al.* (1982).

¹⁰ En el modelo argentino existe mayor flexibilidad, porque se comprometen unidades de trabajo que pueden cumplirse con pozos, líneas sísmicas, etc.

¹¹ Nótese que si el objetivo del Gobierno es aumentar la inversión petrolera, *independientemente de la ineficiencia en la asignación de recursos que pueda implicar esa política*, esta forma de licitación tiene una ventaja sobre otras, aunque existen otros mecanismos (desgravaciones impositivas a la inversión) que permitirían obtener un resultado similar con un menor nivel de ineficiencia.

¹² Recientemente, el Gobierno argentino ha anunciado una nueva modificación en el marco contractual que liga a YPF y las empresas privadas en la faz de explotación. Se prevé otorgar la libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos para permitir la competencia con YPF, y se propone adjudicar las áreas a la empresa que oferte la mayor suma de dinero en efectivo. Este nuevo esquema contractual estará reservado para yacimientos marginales de YPF (donde la empresa estatal produce menos de 300 m³ por día). Esta propuesta mejora la selección de la

e) *El sistema tributario.* El contrato de 1985 prevé que los contratistas estarán sujetos a las normas tributarias generales y al régimen de Compre Nacional y deberán tributar una regalía del 12% a la provincia donde está radicado su yacimiento y otra del 8 al 18% a YPF, que varía según el área. Esto significa que deben ingresar los impuestos a las ganancias y a los capitales y que su producción estará exenta en el Impuesto al Valor Agregado, aunque las compras de algunos insumos están gravadas con esta gabela (por ejemplo, perforación de pozos y *pulling*).

En el impuesto a las ganancias, los equipos que no están directamente ligados al yacimiento se amortizan como cualquier activo estándar, los gastos directos en exploración de los pozos exitosos se activan y se deprecian de acuerdo al agotamiento del pozo y las erogaciones incurridas en los pozos improductivos se tratan como un gasto a partir del momento en que se establece la imposibilidad de llevar a cabo la explotación comercial.

En este punto resulta interesante evaluar cómo el sistema tributario argentino trata a la inversión petrolera *vis-à-vis* la inversión en otras actividades que deben tributar impuestos. Por ejemplo, la regalía y el canon a YPF y la exención en el IVA¹³ perjudican a los productores de petróleo, pero el tratamiento de los pozos improductivos los beneficia¹⁴.

En un trabajo anterior¹⁵ se demuestra que la legislación tributaria penaliza a la inversión petrolera *vis-à-vis* otras inversiones. La regalía no inferior al 20% y los sobrecostos generados por la exención en el IVA hacen que en el margen esta penalización alcance a aproximadamente 30%, aun a pesar del beneficio que obtienen por el tratamiento especial de los pozos improductivos.

2) *Industrialización, comercialización y precios*

Una vez extraídos los hidrocarburos, YPF (quien como fuera señalado anteriormente detenta un monopolio de hecho en la venta de la producción primaria) los transfiere a Gas del Estado, otra empresa estatal que posee el monopolio de la distribución de gas natural, y a las empresas refinadoras de petróleo. Aquí YPF posee destilerías propias, y existen compañías privadas competidoras.

Los precios de venta del petróleo crudo y del gas natural que recibe YPF son fijados por la Secretaría de Energía. Este organismo también determina los precios de venta de las destilerías de los subproductos más importantes (es decir, se fija indirectamente gran parte del margen de las destilerías de petróleo).

Al precio de transferencia que percibe YPF por la venta de petróleo se le aplica un impuesto del 10%, mientras que la mayor parte de la recaudación fiscal se obtiene a través de impuestos a los derivados. Si se tiene en cuenta que el precio del crudo intenta aproximar los costos de extracción (hasta 1986 sensiblemente inferiores al precio

firma privada, porque las áreas se adjudicarían a quien oferte la mayor suma de dinero. De esta forma la renta petrolera acrecería a YPF en efectivo, y no se dispararía en sobreinversiones en el área.

¹³ Al generalizarse el IVA en 1980, los subproductos exentos sufrieron un incremento adicional del 20% en dos etapas para incluir implícitamente el nuevo gravamen. Por lo tanto, en cierta forma puede afirmarse que la exención del petróleo no se trasladó a los consumidores finales. La mecánica del IVA permite demostrar que las actividades exentas que utilizan insumos gravados se ven perjudicadas en la medida en que el tributo alcance alguna etapa posterior en la cadena productiva. Para este punto ver Harberger (1974) cap. 13.

¹⁴ Desde un punto de vista económico, los gastos en pozos secos deberían computarse como inversión para obtener los productivos y, por lo tanto, activarse.

¹⁵ Ver Artana (1988) cap. 2.

internacional) y que los precios de venta al público se aproximan (actualmente superan) a los internacionales, se puede concluir que la estructura impositiva argentina, en lugar de gravar al petróleo para hacerse de recursos fiscales como se hace en el resto del mundo, recae sobre los derivados.

Las refinerías de petróleo comercializan los subproductos más importantes a través de estaciones de servicio. En esta última etapa, la Secretaría de Energía regula la entrada de nuevas bocas de expendio y se reglamenta una distancia mínima con respecto a las ya existentes. También controla los precios de venta al público de los subproductos más importantes, así como los márgenes que los estacioneros reciben por la atención al público.

Por lo tanto, las destilerías privadas y las estaciones de servicio carecen de libertad respecto de casi todos los precios relevantes. Sólo unos pocos subproductos tienen precio libre de venta (lubricantes, asfaltos, etc.). Paralelamente, diversas leyes permiten en la práctica precios especiales a distintas actividades. Se ven favorecidas por esta política: la industria petroquímica, los barcos de cabotaje y pesca, las usinas eléctricas, en el pasado los ferrocarriles, etc. Por último debe señalarse que la importación o exportación de hidrocarburos también exige la autorización previa de la Secretaría de Energía.

Los problemas más serios de estas regulaciones se analizan a continuación, excepto los derivados de la política de control de precios que se detallan en la sección siguiente.

a) *Comercio exterior de petróleo y derivados.* La necesidad de recurrir a hidrocarburos importados hasta 1983 exigió la implementación de un complejo mecanismo de compensaciones¹⁶. De otra forma, las destilerías no podrían financiar la venta de sus productos a valores de retención inferiores a los internacionales, elaborados con una materia prima pagada a costo de oportunidad. Paralelamente, en el caso de exportaciones (fundamentalmente de derivados pesados hasta 1984) se instrumentó un mecanismo de descompensaciones para evitar que las refinerías obtuvieran excedentes importantes a partir de petróleo que les había sido facturado a valores domésticos.

Este sistema de compensaciones y descompensaciones resultó sumamente engorroso en la práctica. Periódicamente se discutían nuevos conceptos por reconocer a las empresas (gastos de alije, diferencias de cambio, fletes, gastos bancarios, etc.), que resultaban de difícil control para los funcionarios públicos y facilitaban la presencia de prácticas arbitrarias.

Al desaparecer las importaciones de hidrocarburos se sustituye el sistema de descompensaciones por derechos a la exportación. También este sistema resultó engorroso, porque en algunos períodos estos derechos impedían la venta al exterior y en otros la hacían muy rentable, hecho que planteaba la necesidad de discernir qué destilerías exportaban los excedentes.

La principal dificultad de realizar un *fine-tuning* que deje indiferentes a las destilerías radica en la imposibilidad de prever todas las variantes que presenta el negocio petrolero. Por ejemplo, en un momento se compensaba la importación de crudos especiales que permitían la obtención de una mezcla de subproductos intensiva en lubricantes (productos con precio libre de venta), cuando la lógica del esquema no debería haberla aceptado¹⁷. Adicionalmente, la Secretaría de Energía autoriza la importación y exportación de petróleo y derivados, asignando cupos trimestrales a solicitud de las refinerías.

¹⁶ La necesidad de importar hidrocarburos líquidos durante 1987 revivió el sistema de compensaciones.

¹⁷ Adicionalmente, la prohibición de compensar la importación de crudos especiales es difícil de controlar en Aduana, ya que resulta complejo distinguir petróleos de distinta calidad.

Esta regulación sería redundante en un contexto donde las destilerías maximicen beneficios y los precios internos reflejen los costos de oportunidad. Temores referidos a la posibilidad de que empresas extranjeras exporten su producción desabasteciendo el mercado local carecen de sustento económico y exigirían un comportamiento irracional por parte de la refinera, porque siempre existe un punto de indiferencia entre vender al mercado local o al exterior¹⁸.

b) *Subsidios cruzados y/o encubiertos*. La existencia de este complicado sistema de regulaciones facilita la presencia de subsidios cruzados y/o encubiertos. Así, la exención en los impuestos a los derivados, que en principio puede ser lógica para algunos consumidores, se tradujo en precios inferiores a los internacionales, al menos hasta 1986.

Este subsidio, que no figura en el Presupuesto Nacional, beneficia a numerosos sectores (petroquímico, barcos de cabotaje y pesca, en el pasado ferrocarriles y usinas eléctricas) y se perpetúa en el tiempo amparado en su carácter de encubierto.

A nivel productivo, la determinación de contratos costo-plus y probablemente presiones políticas en el caso de YPF llevaron a la sobreexpansión de yacimientos con costos muy superiores a los internacionales (notablemente en el Norte del país) y la subexportación de otros más convenientes (por ejemplo, en la Patagonia).

c) *Mesa de crudos*. La Secretaría de Energía trimestralmente se reúne con las refineras locales y distribuye el petróleo crudo producido en el país. La existencia de capacidad ociosa en las refineras, sumada al monopolio estatal de YPF en la venta de hidrocarburos, serían las razones de esta cuotificación de la producción. En otro contexto, las destilerías privadas no podrían obtener petróleo para procesar. Esta asignación trimestral de petróleo da lugar a otras distorsiones: al distribuirse la materia prima en función de la capacidad instalada de las destilerías se subsidia la subsistencia de refineras ineficientes, que sólo se mantienen abiertas para captar una cuota mayor de crudo.

d) *Estaciones de servicio*. La instalación de estaciones de servicio debe ser autorizada por la Secretaría de Energía, quien regula las distancias mínimas entre las unidades de comercialización.

Esta regulación evita la competencia entre entidades y convalida la práctica de fijar precios al usuario final. De esta forma se facilita la vigencia de un precio único en vastas regiones del país, independientemente de la racionalidad de este esquema. Si por razones políticas se justificaran precios preferenciales a algunas áreas geográficas, esa medida puede instrumentarse a través de la política tributaria. Esto permitiría explicitar las transferencias de una zona a otra.

II. LAS REGULACIONES DE PRECIOS: EFECTOS SOBRE LA ASIGNACIÓN DE RECURSOS

En la sección anterior se evaluaron conceptualmente las principales regulaciones que afectan a la actividad petrolera. En esta parte del trabajo el análisis se concentrará en aquellas normas que fijan los precios que perciben o enfrentan los distintos agentes económicos privados (productores y consumidores).

Como se ha señalado, el Gobierno controla la mayoría de los precios relevantes: precios del petróleo y del gas natural a YPF, valores a salida de destilería y al público de

¹⁸ Nótese que esta restricción en cierta forma demuestra la falta de credibilidad del Gobierno en su esquema de descompensaciones. Si éste fuera perfecto sería innecesario controlar la exportación de productos elaborados con materia prima adquirida a valores inferiores a los internacionales.

los derivados más importantes. Asimismo, la selección de un modelo contractual que remunerara a los contratistas de YPF según sus costos de producción impidió a éstos recibir el precio internacional por sus ventas de petróleo. Todos estos controles tienen efectos sobre la asignación de recursos. En los puntos que siguen se analizarán las consecuencias económicas de la política de precios a los productores privados y la fijación de los valores al público de los derivados del petróleo.

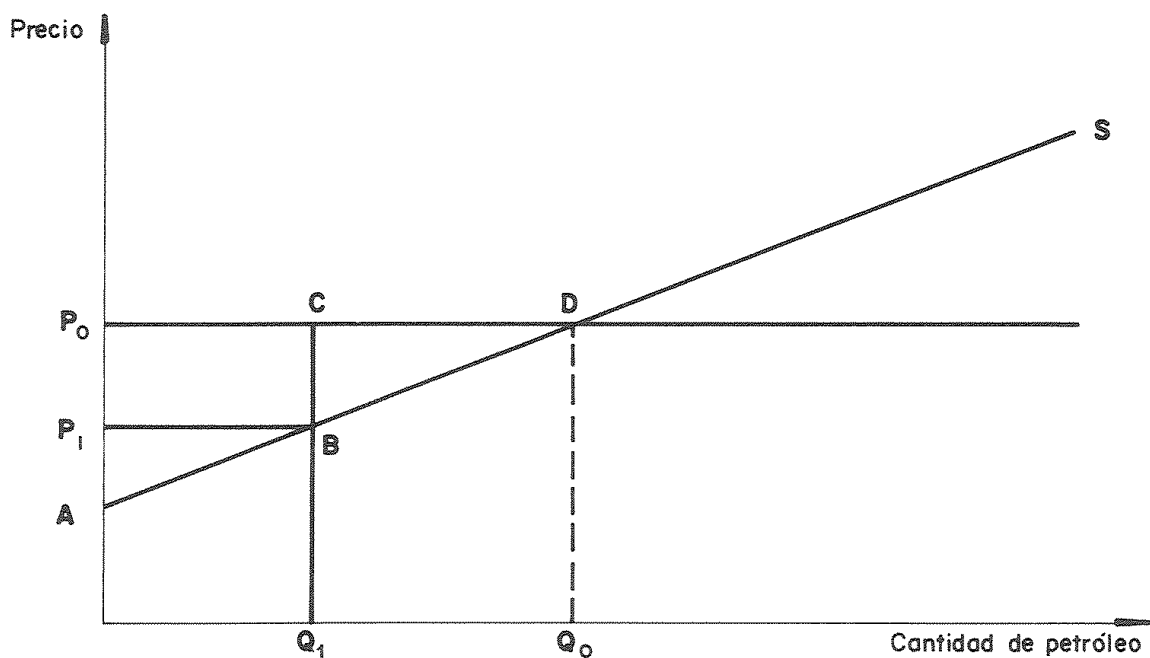
1. Precios y eficiencia económica

Argentina, por su volumen de operaciones petroleras, es un país tomador de precios en el mercado internacional de hidrocarburos. Las acciones que se adopten internamente no tienen un efecto significativo sobre las variables mundiales. En este contexto, el precio internacional del petróleo crudo y sus derivados es un dato para el país.

Tanto el crudo como sus subproductos más importantes pueden importarse o exportarse; son bienes "transables" con el resto del mundo. Para este tipo de productos, la alternativa para la producción y el consumo nacionales es la venta al exterior. En este contexto, si por ejemplo el precio que se reconoce a los productores nacionales es inferior al valor internacional relevante, el país penaliza la producción de hidrocarburos.

Este fenómeno puede verse más claramente en el Gráfico Nº 1, donde se representa la oferta nacional de petróleo (curva S). Esta línea muestra para cada cantidad producida cuál es el precio mínimo que debe pagarse a los productores para inducirlos a producir dicho volumen. El área comprendida entre la curva S y el eje horizontal para cada unidad producida representa los costos totales de producción. La recta horizontal al nivel P_0 representa el precio internacional del petróleo. La cantidad óptima de producción es Q_0 . La producción de volúmenes mayores cuesta más internamente que lo que insume su importación (la altura de S es mayor que P_0 para cantidades superiores a Q_0).

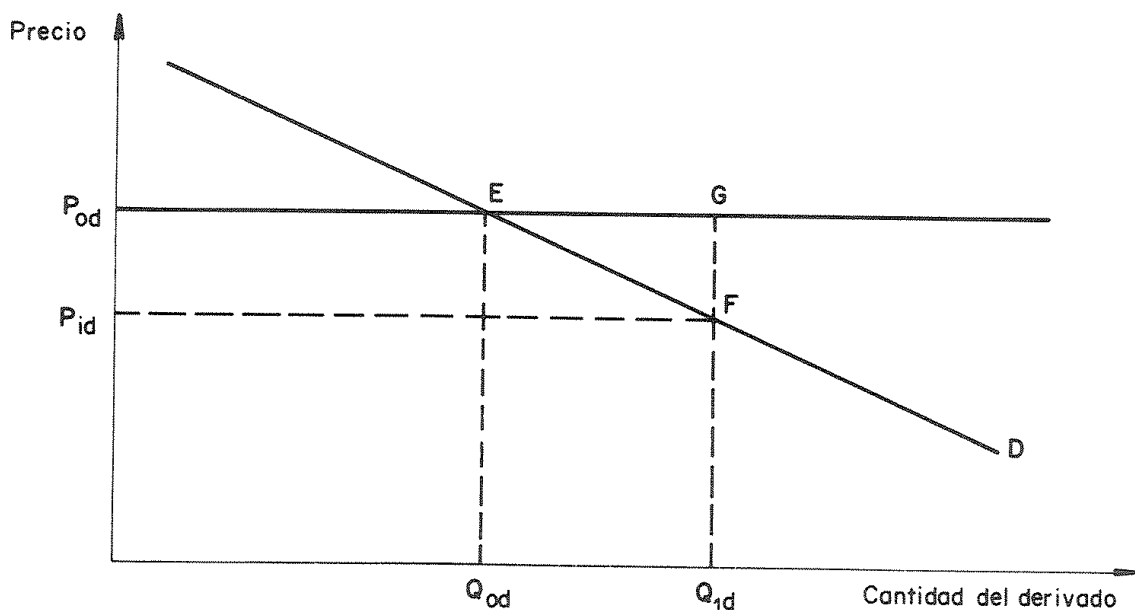
GRAFICO Nº 1



En Argentina los precios a los productores privados de petróleo se han fijado tratando de reconocer los costos totales de producción, y han estado tradicionalmente por debajo del valor internacional P_0 . Supóngase que el contrato determina un precio P_1 . En este caso la producción será Q_1 y existirá una pérdida de eficiencia igual al área del triángulo BCD. De haberse producido Q_0 , se hubieran recibido ingresos adicionales iguales al área CDQ_0Q_1 y se habría incurrido en costos extras equivalentes al área del trapezoide CDQ_0Q_1 . La diferencia en menos es la pérdida representada por el triángulo. Nótese que el área BCP_0P_1 la percibiría el Gobierno si vendiera el petróleo al valor internacional P_0 que compra a un precio P_1 . Por lo tanto, la política de precios contractuales inferiores a los mundiales da lugar a una pérdida de eficiencia neta, a menor producción y, por lo tanto, a mayores importaciones (o menores exportaciones).

En lo que respecta a los derivados, el análisis es similar al anterior. El Gráfico N° 2 muestra el precio internacional y la curva de demanda de los consumidores domésticos (curva D). La cantidad óptima de consumo es Q_0d .

GRAFICO N° 2



Supóngase, en cambio, que el Gobierno fija un precio inferior (P_1). En este caso, se demandará Q_1d . Este consumo adicional ($Q_1d - Q_0d$) es valuado por los usuarios en el equivalente al área EFQ_1dQ_0d ¹⁹, cuando su costo de oportunidad viene dado por el rectángulo EGQ_1dQ_0d . En otros términos, el valor de ese consumo adicional medido a precios internacionales supera a la utilidad que los demandantes derivan de él. Por lo tanto, se origina un costo de eficiencia igual al área del triángulo EGF. Simultáneamente, si el precio interno es superior al mundial, puede demostrarse que también aparecerá otro triángulo de eficiencia.

¹⁹ Por definición de curva de demanda, la altura de la misma representa la valoración que hacen los consumidores de cada unidad demandada.

Los gráficos 1 y 2 también permiten observar las transferencias que se originan entre los distintos agentes económicos cuando el Gobierno fija precios diferentes a sus costos de oportunidad. En el primer caso, se transfieren recursos de los productores al Estado iguales al área P_0CBP_1 , y en el segundo del Gobierno a los consumidores, equivalentes al área P_0dGFP_1d .

Para estimar los efectos de las regulaciones de precios es necesario considerar las áreas especificadas anteriormente. Para ello es preciso conocer los precios fijados por el Gobierno, los valores de oportunidad, las cantidades efectivamente consumidas y producidas a los valores controlados, y estimar las cantidades Q_0 y Q_0d en base a las elasticidades de oferta y demanda²⁰.

a) *La estimación de la curva de oferta de petróleo.* La estimación de la curva de oferta de petróleo no es sencilla; la extracción de recursos no renovables es sólo la parte final de un proceso complejo de optimización intertemporal²¹.

En una primera simplificación se supone que existe un stock dado de reservas que pueden ser explotadas durante varios períodos. Por lo tanto, al tomar su decisión de cuánto extraer hoy, la firma tiene en cuenta la evolución de los precios en el futuro (lo que no se extrae hoy puede obtenerse parcialmente mañana), sus costos de producción y también otros aspectos tales como la estabilidad de su contrato (si uno prevé ser expropiado mañana la producción sólo tiene valor hoy) y el tiempo que tendrá el área (si la concesión vence mañana nuevamente sólo se obtienen ingresos extrayendo recursos en el presente).

El problema se complica aún más porque la firma puede invertir no sólo en actividades de extracción, sino también en tareas destinadas a ampliar su stock de reservas. A su vez, la exploración para obtener nuevas reservas puede hacerse dentro del área que está hoy explotando, o relevando otras nuevas.

Esta compleja gama de posibilidades ha llevado a concluir a algunos autores²² que, con las técnicas econométricas actuales y dadas las restricciones de información, es muy difícil obtener una estimación de la elasticidad precio de la oferta de petróleo que contemple todas las posibilidades relevantes.

Dentro de las estimaciones disponibles se obtienen la elasticidad de corto plazo y la de largo plazo²³. La primera supone constante el stock de reservas, mientras que la segunda flexibiliza esta restricción, y, por lo tanto, incluye todas las tareas inherentes a la exploración. En general, la elasticidad precio de corto plazo de la oferta de petróleo y/o gas natural es inferior a la unidad (aproximadamente 0,2). Este resultado no es sorprendente, porque a corto plazo sólo se puede aumentar (reducir) la producción cuando mejoran (empeoran) los precios de los hidrocarburos, ajustando los pozos existentes. La elasticidad de largo plazo oscila, según los trabajos, entre 0,5 y 1.

En Argentina, la escasa disponibilidad de datos, en particular aquellos referidos a las reservas de hidrocarburos, constituye una seria traba para llevar a cabo una estimación. Por otra parte, los productores privados durante muchos períodos sólo pudieron aumentar sus reservas, desarrollando más intensivamente el área de su contrato.

²⁰ En el Gráfico 1, por ejemplo, se conocen Q_1 , P_0 y P_1 , de datos efectivos. Q_0 puede simularse partiendo del valor de la elasticidad de oferta que por definición es igual al cociente entre el cambio porcentual en Q y el cambio porcentual en P .

²¹ Para una revisión de estos conceptos, ver Bohi y Toman (1985).

²² Ver, por ejemplo, Bohi y Toman (1985).

²³ Ver McAvoy y Pindyck (1975), Spann (1979), Erickson y Spann (1971) y los trabajos mencionados en Kalt (1981) y Bohi y Toman (1985).

Asimismo, una variable crucial en el caso argentino es la inestabilidad en las reglas de juego, al estar los contratos sometidos a periódicas renegociaciones²⁴. Como contrapartida, la experiencia de las concesiones petroleras (otorgadas en el marco del Viejo Código de Minería de principios de siglo) permite contar con una interesante información sobre la capacidad de respuesta de los yacimientos nacionales: a partir de 1979 se les reconoció el precio internacional por la producción adicional, resultando en un fuerte incremento de su remuneración (marginal) en términos reales.

Como primera aproximación se intentó estimar la curva de oferta de petróleo para aquellos contratos privados donde pudo obtenerse mayor información. Sin embargo, la estimación de modelos complejos donde interactúan las decisiones de producción a partir de una cantidad dada de reservas, y la búsqueda de nuevas reservas en el mismo reservorio, no arrojó resultados confiables, en parte debido a las limitaciones de la información²⁵. Estimaciones sencillas de la elasticidad precio muestran para el caso de las concesiones valores cercanos a uno.

Por lo tanto, se optó por tomar como relevantes las estimaciones internacionales mencionadas anteriormente. Sin embargo, existen dos valores extremos, la elasticidad de cortísimo plazo, que mide el efecto de un cambio en el precio sobre la producción de los pozos existentes; y otra de largo plazo con libre entrada a otras áreas, que incorpora los efectos de un mejor precio sobre la decisión de explorar más intensamente las áreas ya en poder de la empresa y la búsqueda de nuevas reservas en otras nuevas. En Argentina, la decisión privada está en el medio: al mejorar los precios se puede tratar de incorporar nuevas reservas, pero sólo en las áreas ya en poder de las empresas privadas, porque la licitación de otras nuevas no se realiza en forma periódica, sino que depende de la cambiante política oficial en la materia. Por ello se ha considerado un valor intermedio de la elasticidad de oferta del crudo de 0,2, conservador en función de las estimaciones internacionales antedichas.

Para computar la pérdida de eficiencia de la política de precios del crudo se contó con datos de la producción y precios pagados a los contratistas por mes en la última década. El costo de eficiencia fue entonces obtenido como $[0,5 \times \text{Diferencia de precios al cuadrado} \times \text{Derivada de la cantidad ofrecida con respecto al precio}]$, donde para obtener esta derivada parcial se multiplicó la elasticidad (0,2) por el promedio de las cantidades ofrecidas por cada contrato y se dividieron por el promedio de los precios pagados. Finalmente, la diferencia de precios se computó considerando el precio pagado por la producción excedente (o la básica si no hay precios diferenciales por tramo de producción) y el precio internacional del petróleo Arabian Heavy en el mercado *spot* de Rotterdam, más un siete por ciento en concepto de costo de transporte y un cinco por ciento por otros gastos de importación, menos un doce por ciento en concepto de regalía.

Las razones para incluir una regalía del 12%, nivel equivalente al máximo permitido por la ley de hidrocarburos para retribuir a las provincias productoras, se explican con

²⁴ Independientemente de la capacidad de *lobby* de las empresas privadas que puede asegurar una renegociación exitosa, la reducción en los niveles de producción para "presionar" al Gobierno a conceder mejoras hace que en los períodos de negociaciones se afecte (al menos potencialmente) el ritmo de producción.

²⁵ Nótese que en los yacimientos explotados por empresas privadas, en general, se perforan pocos pozos de exploración y avanzada por año y esto hace difícil la estimación al incorporar esta variable, que es necesaria en las regresiones más realistas de la oferta de petróleo. Asimismo, existen en Argentina serios problemas en la medición de las reservas, porque en muchos casos éstas se calculan extrapolando la producción actual, ajustada por la tasa de declinación del yacimiento.

mayor detalle en trabajos anteriores²⁶ y en la propuesta que se expone en la sección siguiente de esta investigación.

El Cuadro Nº 1 resume el costo de eficiencia calculado para cada año en el período 1977-1987.

CUADRO Nº 1

COSTO DE BIENESTAR ORIGINADO EN LOS CONTROLES DE PRECIOS SOBRE LA PRODUCCION DE PETROLEO (Millones de Australes de junio de 1988)

1977	756,8
1978	450,7
1979	349,4
1980	716,0
1981	1.051,5
1982	3.544,2
1983	3.028,8
1984	6.128,6
1985	2.197,1
1986	208,2
1987	731,5
Total	19.162,8

La pérdida de bienestar acumulada en el período 1977-1987 generada por la política de remunerar a los productores *privados* de petróleo según sus costos de producción, sin tener en cuenta los precios de oportunidad del mercado internacional, asciende a 19.162,8 millones de australes de junio de 1988 (aproximadamente igual a 2.350 millones de dólares de ese mismo mes). Visto desde otro ángulo, la decisión de ignorar la tendencia en los mercados mundiales luego de la crisis del petróleo resultó en un serio desaliento para los productores locales, que puede cuantificarse en una menor producción acumulada de 40 millones de m³ (aproximadamente 3,6 millones por año), equivalente al 15% de la producción total del país²⁷. Nótese que en este cómputo no se incluyen los yacimientos de YPF, que también recibió precios inferiores a los internacionales, porque se desconoce el criterio seguido por los funcionarios de la empresa estatal para determinar cuánto producir en cada área. En la medida en que las decisiones de YPF hayan seguido criterios de optimización (es decir, precio local igual a costo marginal) la pérdida de producción y el costo de eficiencia se incrementarían sensiblemente.

Por último, la pérdida de bienestar calculada en este trabajo sólo incluye el triángulo de eficiencia señalado en el Gráfico 1. Existen otras regulaciones que aumentan la ineficiencia de la producción local de hidrocarburos. Entre ellos se destacan el

²⁶ Ver FIEL (1987) cap. 9 y Artana y Soto (1987).

²⁷ Esta estimación se realizó en base a los diferenciales mensuales de precios estimados anteriormente y computando el cambio porcentual en la cantidad producida como 0,2 por el cambio porcentual en los precios para cada contrato privado.

encarecimiento de los costos de los productores locales ante la presencia de elevados derechos de importación y el régimen de Compre Nacional, que los obliga a proveerse de empresas locales, aun cuando los precios que éstas cobren superen a los vigentes a nivel mundial. En este caso, la ineficiencia debería medirse en el Gráfico 1, considerando que toda la curva de oferta se traslada hacia arriba para reflejar esos mayores costos. Iguales comentarios caben en el caso del IVA que grava a los insumos petroleros, que al no poder descargarse por estar la producción de hidrocarburos exenta del pago de este tributo, se transforma en un costo adicional.

b) *La estimación de las curvas de demanda de derivados.* En este trabajo se analizarán cuatro de los seis subproductos del petróleo sujetos a precio oficial de venta: nafta super, nafta común, gas oil y fuel oil. Para cada uno de ellos, la política gubernamental ha sido cambiante, pero en general se subsidió relativamente a los combustibles pesados.

La estimación de las respectivas curvas de demanda de cada derivado presenta menos complicaciones que en el caso de la oferta de petróleo, pero cada uno de ellos tiene características distintas, dependiendo del uso que se hace de ellos. En general, el fuel oil y parte del gas oil se utilizan en las actividades industriales, agropecuarias y comerciales, mientras que las naftas y parte del gas oil abastecen al transporte automotor.

Para estimar las demandas de derivados se utilizó un modelo sencillo que incluye como variables explicativas de la evolución de la cantidad demandada a los precios de los subproductos (el propio y el de los sustitutos cercanos), el ingreso y otras variables que reflejan restricciones cuantitativas (como los períodos de restricción en el consumo de naftas) o variaciones estacionales de la demanda.

El objetivo central de la estimación es obtener los coeficientes de elasticidades compensadas con respecto al propio precio del derivado y a los precios de los subproductos sustitutos, tanto de corto como de largo plazo²⁸.

Para una correcta estimación del costo de eficiencia es necesario calcular el cambio de las cantidades demandadas ante modificaciones en el precio de otros derivados sustitutos o complementos. Más específicamente, al área del triángulo señalada en el punto anterior (que es igual a $0,5 \times$ Diferencia de precios al cuadrado \times derivada parcial de la cantidad demandada con respecto al precio) debe adicionarse (o restarse según el caso) el área de un rectángulo que resulta de computar los efectos cruzados que ocurren en el mercado del bien bajo estudio cuando se modifica el precio de otro bien que es sustituto o complemento del anterior²⁹. El área de este rectángulo es igual a: Derivada parcial de la cantidad demandada con respecto al precio del otro bien \times Diferencia de precio del bien \times Diferencia de precio del otro bien. En las estimaciones realizadas sólo se verificaron efectos cruzados entre las dos naftas.

Como surge del análisis del punto anterior, los controles darán lugar a un costo de eficiencia cuando exista una diferencia entre el precio fijado internamente y el costo de

²⁸ El modelo general estimado es: $Q_t = a + \sum_1 b_i P_{t-i} + cY_t + dX_t$, donde Q_t es la cantidad demandada del derivado en el período t , P_{t-i} es el precio en el período $t-i$, donde i incluye desde el presente y los infinitos períodos pasados, Y_t es el ingreso del momento t y X_t incluye los efectos que otras variables tienen en la cantidad demandada. En este modelo el principal problema de estimación se encuentra en el tratamiento de la variable P_{t-i} . Para ello existen distintas alternativas de estimación. En este trabajo se probaron el modelo de Koyck y el de rezagos de Almon, resultando el segundo en los mejores ajustes. Asimismo, para determinar el número de rezagos y el grado del polinomio se optó por seleccionar la combinación que mejor ajustara por el método de mínimos cuadrados clásicos, que es el recomendado para el caso de rezagos de Almon. Por limitaciones de espacio se omite el detalle de los cálculos efectuados, que pueden solicitarse al autor.

²⁹ Para más detalles, ver Harberger (1964).

oportunidad dado por el valor en el mercado internacional. Este costo aparece no sólo cuando se subsidia el consumo local, sino también cuando se lo impone diferencialmente.

Hecha esta salvedad, resta definir cuál es el costo de oportunidad relevante. Para los derivados del petróleo existe un mercado *spot*, donde Argentina podría vender o comprar derivados libremente a un precio dado, ya que el país no cuenta con un volumen significativo para alterar a través de sus operaciones comerciales ese precio internacional. En este trabajo se calculó el precio promedio simple vigente para cada derivado en los mercados de Rotterdam e Italia, según la publicación Platt's Oilgram, en dólares por tonelada, ajustando los valores de las naftas y el gas oil por la densidad correspondiente para expresar los precios por metro cúbico.

Sin embargo, el precio relevante es el internacional en puerto argentino. Para obtener este valor se supuso que las naftas y el gas oil serían importables y el fuel oil potencialmente exportable; por lo tanto, al precio en Europa se adicionaron (o restaron para el fuel oil) el costo de transporte más un cinco por ciento en concepto de gastos de despacho, seguro y otros gastos menores.

Los ajustes anteriores no contemplan la política impositiva del país. En un mercado libre de regulaciones, seguramente se hubiera gravado a los derivados del petróleo con el IVA³⁰ a la alícuota máxima vigente en cada período, y en el caso particular de las naftas y el gas oil se hubiera cobrado un gravamen que permitiera recaudar fondos para financiar a los organismos viales, ante la imposibilidad de cobrar peaje en todos los caminos del país. También se hubiera adicionado el costo de transporte hasta la boca de expendio y la remuneración del distribuidor al público. Por ello, los valores puerto argentino de los derivados livianos se multiplicaron por un coeficiente $(1+s+m+0,3)$, donde s es la alícuota del IVA vigente en el período correspondiente, m muestra el margen de comercialización de cada período y $0,3$ refleja un impuesto vial de 30% sobre los valores a salida de puerto. Para los derivados pesados se computó el precio con el IVA correspondiente.

Los precios internacionales promedio de cada año así calculados se muestran en el Cuadro Nº 2, junto con los precios vigentes en el mercado local. Todos los valores están expresados en australes constantes de junio de 1988, es decir, el precio internacional definido anteriormente de cada mes fue expresado en australes, multiplicando por el tipo de cambio promedio para las operaciones de importación del mismo período y luego indexado por la variación del Índice de Precios al Consumidor Nivel General.

Puede observarse en el Cuadro Nº 2 que los precios del fuel oil y el gas oil han sido en general fijados en el mercado interno a valores inferiores a los internacionales. A la inversa, en el caso de las naftas en general los precios locales superaron a los precios internacionales (ajustados en forma tal de incluir el IVA y un gravamen para financiar a la red vial). Asimismo, si se computa el precio relativo de los distintos derivados se observan importantes diferencias con respecto a los valores de oportunidad. Por ejemplo, a nivel internacional la nafta super es ligeramente más cara que la común (entre 3 y 9% según los años), mientras que localmente es entre 8 y 21% más cara. Por su parte, el precio relativo gas oil/nafta común es sensiblemente inferior en Argentina; a nivel internacional valen aproximadamente lo mismo, mientras localmente el gas oil se vendió entre un 25 y un 60% más barato. Similares conclusiones pueden extraerse para el caso del fuel oil.

Las diferencias de precios estimadas permiten calcular el costo de eficiencia para cada período. En este cómputo se consideró la elasticidad precio de largo plazo, sin efectuar ajustes por la evolución de corto plazo de las variables involucradas. La pérdida de

³⁰ Actualmente el fuel oil tributa IVA, pero sólo por la diferencia entre el precio de venta al público y el valor de retención.

bienestar calculada para cada mes —ya sea por subsidios o por impuestos excesivos— fue agregada para cada año, según se muestra en el Cuadro N° 3³¹.

CUADRO N° 2
PRECIOS LOCALES E INTERNACIONALES¹
(Australes de junio de 1988 por m³)

Año	Nafta super		Nafta común		Gas Oil		Fuel oil	
	Local	Intern.	Local	Intern.	Local	Intern.	Local	Intern.
1978	2.507,1	2.286,5	2.089,8	2.128,2	1.589,2	1.738,0	652,0	756,3
1979	2.012,4	2.833,3	1.676,3	2.701,7	1.240,8	2.498,8	517,8	847,3
1980	1.969,9	2.317,9	1.625,3	2.231,8	1.134,1	1.867,3	562,7	750,9
1981	2.328,6	2.551,0	1.917,4	2.265,2	1.410,1	2.007,2	647,4	854,6
1982	2.467,7	3.844,3	2.106,3	3.656,1	1.385,8	3.461,7	517,4	1.392,4
1983	3.094,9	4.219,4	2.857,1	4.050,6	1.724,2	3.500,7	856,5	1.587,0
1984	4.193,8	3.503,9	3.844,4	3.391,2	1.620,4	2.859,4	967,2	1.508,0
1985	4.355,6	3.852,9	4.033,1	3.661,6	1.851,5	3.195,6	1.139,7	1.400,7
1986	3.813,4	2.325,6	3.487,2	2.136,4	1.702,4	1.720,5	1.133,3	521,0
1987	3.648,8	2.552,6	3.204,7	2.315,3	1.539,8	1.781,8	973,0	776,3
1988 ²	4.188,2	1.567,4	3.499,7	1.434,3	1.558,5	1.604,7	303,9	540,7

NOTAS: 1/ Precios internacionales FOB Europa ajustados por costo de transporte e impuestos según explicaciones del texto.

2/ Cinco meses.

CUADRO N° 3
PERDIDA DE EFICIENCIA POR LOS CONTROLES DE PRECIOS
A LOS DERIVADOS
(Millones de australes de junio de 1988)

Año	Naftas	Gas Oil	Fuel Oil	Total
1978	61,1	1,5	46,8	109,4
1979	337,6	90,2	401,7	829,5
1980	137,0	34,1	141,6	312,7
1981	123,0	22,5	166,6	312,1
1982	822,1	265,0	2.754,7	3.841,8
1983	490,2	179,2	1.841,6	2.511,0
1984	198,2	86,2	998,0	1.282,6
1985	56,0	99,8	374,7	530,1
1986	479,1	7,4	1.316,2	1.802,7
1987	228,8	3,5	138,0	370,3
1988 ¹	347,6	0,0	25,2	372,8
Total	3.281,2	789,9	8.205,4	12.276,0

NOTA: 1/ Cinco meses.

³¹ Las elasticidades precio de largo plazo de cada derivado que surgen de las estimaciones realizadas son las siguientes: nafta super 0,48, nafta común 0,66, gas oil 0,02 y fuel oil 0,79. Todos los valores son inferiores a la unidad, como era de esperarse para este tipo de bienes.

La pérdida de bienestar acumulada en el período 1978-88, generada por los controles en los precios de los derivados, asciende a 12.276 millones de australes de junio de 1988 (equivalentes a 1.500 millones de dólares de ese mismo mes). El mayor costo relativo se obtiene en el caso del fuel oil, donde se observan diferencias de precios significativas y la elasticidad precio de largo plazo es mayor³².

Alternativamente, se calculó el costo de eficiencia tomando como referencia los precios internacionales en puerto en Buenos Aires más el margen de comercialización, pero sin incluir ningún impuesto. En este caso, la pérdida de bienestar resulta 22% inferior a la calculada anteriormente. Esto demuestra que la estimación es poco sensible ante cambios drásticos en los supuestos acerca de la política tributaria sobre los derivados del petróleo.

Como conclusión puede afirmarse que los controles de precios de los derivados han dado origen a un importante costo de eficiencia, subsidiando al gas oil y al fuel oil, y en general sobreimponiendo a las naftas.

III. CONCLUSIONES

En este trabajo se han analizado las regulaciones más importantes que enfrenta la actividad petrolera privada en Argentina. Existen en la actualidad controles sobre precios, barreras a la entrada, restricciones cuantitativas y regulaciones generales que dificultan el accionar de las empresas que operan en este sector. Esta injerencia estatal resulta excesiva a la luz de la experiencia internacional y hace presumir la existencia de importantes costos sociales.

Uno de estos costos ha sido estimado en esta investigación: la ineficiencia que genera la política de precios del petróleo crudo y sus derivados más importantes. Utilizando las técnicas usuales en el campo de las finanzas públicas, se estimó que controlar el precio del crudo en niveles muy inferiores a los vigentes en el mercado mundial da origen a importantes pérdidas, calculadas para el período 1977-1987 en 2.350 millones de dólares de junio de 1988. Otra forma de ver el mismo fenómeno es cuantificar la menor producción inducida por esta política de precios: en ese mismo lapso la producción privada de petróleo hubiera sido 40 millones de m³ superior a la observada si se hubieran reconocido los valores internacionales a los productores locales, cifra que en términos anuales representa aproximadamente el 15% de la producción total del país.

Asimismo, se cuantificó el costo de bienestar originado en los controles de precios de los derivados del petróleo. Para el período 1978-1988 se obtuvo una pérdida de eficiencia equivalente a 1.500 millones de dólares de junio de 1988, producto de los importantes subsidios al fuel oil y en menor medida al gas oil, y de sobreimponer a las naftas.

Como resumen, puede concluirse que la injerencia estatal en materia de precios en este sector ha causado importantes pérdidas sociales que se reflejan en menor producción, mayor consumo de derivados pesados y un desaliento a la utilización de motonaftas. En síntesis, Argentina ha prácticamente ignorado la crisis del petróleo a nivel mundial durante más de una década, afectando seriamente la producción local de petróleo y distorsionando el consumo relativo de sus derivados.

Para revertir esta política, en un trabajo anterior se realizó una propuesta de desregulación de la actividad petrolera, que tenía como instrumentos básicos la libertad

³² Si las elasticidades de las demandas de derivados con respecto a su propio precio fueran 20% superiores a las obtenidas en este trabajo y se mantuvieran los valores de las elasticidades cruzadas de las naftas, el costo de eficiencia calculado aumentaría en un 25%.

de precios y de comercio exterior y la competencia entre distintos productores de petróleo³³. A modo de síntesis, se proponía la licitación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos a la firma que ofreciera el mayor pago en efectivo, permitiendo a los productores fijar libremente sus precios de venta, previo pago de una regalía del 12%. Esta regalía, que distorsiona levemente el incentivo marginal por producir, se mantenía para transferir recursos a gobiernos futuros que así reciben un porcentaje del valor de la producción futura, dando menores incentivos a la expropiación de las áreas al transferirle al Estado ingresos cuantiosos en caso de encontrarse yacimientos de gran magnitud.

Con respecto a los derivados, se proponía desregular totalmente su comercialización; de esa forma los precios locales convergerían a los internacionales.

En este contexto, los productores tendrían el aliciente del precio internacional, y la renta petrolera acrecería al Estado en la licitación, ya que se ofrecerían sumas mayores por las áreas *a priori* más rentables, y la comercialización de derivados del petróleo se haría en un marco de mayor competencia, eliminando los subsidios que han caracterizado a los derivados. De esta forma, desaparecerían los costos sociales calculados en este trabajo, que en valores *promedio* anuales alcanzan a 350 millones de dólares, y se simplificaría sensiblemente el accionar del Estado en esta actividad.

REFERENCIAS

- Artana, D. (1988), *Tax Policy and Resource Allocation in Argentina*, University of California, Los Angeles, Disertación para el Ph.D.
- Artana, D. y Soto, L. (1986), "Desregulación de la producción, refinación y comercialización de petróleo en Argentina", en FIEL, *Propuesta de reformas del sector público argentino*, noviembre.
- Artana, D. y Soto, L. (1987), "Desregulación en el área petróleo y gas", en ADEBA, 5ª Convención de Bancos Privados Nacionales. Buenos Aires, agosto.
- Averch, H. y Johnson, L. (1962), "Behavior of the firm under regulatory constraint", *American Economic Review*, págs. 1052-69.
- Bohi, D. y Toman, M. (1985), "Analyzing nonrenewable resource supply", *Resources for the Future*, Washington D.C.
- Borcherding, T.; Pommerehne, W. y Schneider F. (1982), Comparing the efficiency of private and public production: The evidence of five countries, *Nationalekonomik, Journal of Economics*, primavera.
- Dasgupta, P. y Heal, G. (1979), *Economic theory and exhaustible resources*, Nisbet, Cambridge.
- Demsetz, H. (1968), "Why regulate utilities", *Journal of Law and Economics*, abril.
- Erickson, E. y Spann, R. (1971), "Supply response in a regulated industry: the case of natural gas", *Bell Journal of Economics and Science*.
- Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (1987), *El Fracaso del Estatismo. Una propuesta para la Reforma del Sector público Argentino*. Sudamericana-Planeta. Buenos Aires, agosto.
- Harberger, A. (1964), "The measurement of waste", *American Economic Review*, pp. 58-76.
- Harberger, A. (1974), *Taxation and Welfare*, University of Chicago Press.
- Intriligator, M. D. (1978), *Econometric Models, Techniques and Applications*. Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 638 p.
- Kalt, J. (1981), "The Economics and politics of oil price regulation", MIT Press Series on the Regulation of Economic Activity.
- McAvoy, P. y Pindyck, R. (1975), *The economics of the natural gas shortage (1960-1980)*, *Contributions to Economic Analysis*, North Holland.
- Mikesell, R. (1984), "Petroleum company operations and agreements in the developing countries", *Resources for the Future*, Washington DC.
- Nellor, D. y Robinson, M. (1984), "Binding future governments: tax contracts and resource development", UCLA Department of Economics Working Paper.

³³ Ver Artana y Soto (1986).

- Nellor, D.; Clark, R.; Trengrove, C.; Hocking, D. y Parish, R. (1982), *Taxation of the Australian Resource Sector*, Centre of Policy Studies, Monash University, abril.
- Ramsey, J. (1980), *Bidding and oil leases*, JAI Press.
- Robinson, M. (1984), "Oil lease auctions: reconciling economic theory with practice", UCLA Department of Economics Working Paper.
- Solow, R. (1974), "The economics of resources or the resources of economics", *American Economic Review*, Paper and Proceedings, págs. 1-14.
- Soto, L. (1984), "The economics of exhaustible resources" (mimeo).
- Spann, R. (1979), The supply of natural resources: The case of oil and natural gas, *Energy in the American Economy*.
- Vickers, J. y Yarrow, G. (1985), "Privatization and the natural monopolies", Public Policy Centre, London.
- Virmani, A. (1985), "Tax and contractual arrangements for the exploitation of natural resources", World Bank Staff Working Papers Nº 752.