olade
ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

Circulación restringida
OLADE-I-0136depe-032/89

POLITICA DE PRECIOS DE LA ENERGIA EN ARGENTINA 1970-1986

precio de petróleo y derivados

Documento preliminar de uso interno de la Secretaría Permanente de OLADE elaborado por el Instituto de Economía Energética, Instituto Consultor del Departamento de Política y Planificación Energética.
Las opiniones expresadas en el presente informe son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no reflejan necesariamente la posición oficial de la Secretaría Permanente o de los Países Miembros.

POLITICA DE PRECIOS DE LA ENERGIA EN ARGENTINA 1970-1986:

PRECIOS DEL PETROLEO Y DERIVADOS

(Versión Preliminar)

H. Pistonesi
F. Figueroa de la Vega
S.M. Torres

PROGRAMA COOPERATIVO DE INVESTIGACION
EN ENERGIA Y DESARROLLO (COPED)

INSTITUTO DE ECONOMIA ENERGETICA
(Asociado a Fundación Bariloche)
- 1988 -

INDICE

I. Marco de referencia general

1. Consideraciones preliminares

El objetivo del presente trabajo es el análisis de las politicas de precios de la energía aplicadas en la Argentina en el periodo 1970-1986.

Este análisis, que supone examinar el comportamiento de los precios y tarifas de las principales fuentes que integran el balance energético argentino, requiere de un marco de referencia general relativo a los aspectos salientes de las políticas socioeconómicas y energéticas propuestas y/o implementadas en el mencionado período.

Esta necesidad se deriva principalmente del enfoque teórico-metodológico propuesto para el análisis de la política de precios, cuyos lineamientos se presentan en esta seccion introductoria y junto con otras consideraciones de carácter general.

1.1. Enfoque adoptado para el análisis (*)

El análisis y la evaluación de una política concreta de precios y tarifas de las energía no puede limitarse a examinar la evolución de los precios y las tarifas de las diferentes fuentes relacionada con los cambios en la composición del consumo de energía o con las variaciones de cierto tipo de costos asociados con su producción.

Si se pretende extraer criterios útiles para la adecuación o reformulación de esa política, el análisis debe abarcar un conjunto más amplio de aspectos descriptivo-explicativos y la evaluación no debe limitarse a los restrictivos criterios normativos de dudoso fundamento teórico y de carácter esencialmente microeconómico, usualmente propuestos, como son aquellos que relacionan las tarifas con los costos marginales.

Ese conjunto de aspectos descriptivos debe aportar elementos para el análisis de la racionalidad interna de las políticas de precios y tarifas implementadas concretamente. Dicho análisis supone la contrastación de los objetivos planteados dentro de las políticas socioeconómicas y energéticas con los impactos resultantes de las políticas de precios concretamente aplicadas.

(*) Para una discusión más detallada del enfoque propuesto para el análisis de una política concreta de precios y tarifas de la energía veáse H. Pistonesi "Política de precios de la energía. Aspectos Descriptivos y prescriptivos" IDEE, S.C. de Bariloche, abril de 1987.

En el estudio de esos impactos pueden distinguirse tres niveles. En primer lugar, deben considerarse los efectos de la política de precios sobre los actores sociales que participan en el proceso de producción de las diferentes fuentes de energía. Este análisis requiere, por una parte, de la especificacón de los aspectos materiales (flujos de energía primaria y secundaria) y de los aspectos institucionales (entidad jurídico-política de los actores) que caracterizan a cada cadena energética. Por otra parte, implica identificar con precisión el tipo de operaciones, transacciones y precios que se realizan o establecen en los diferentes eslabones de esas cadenas. Esta identificación adquiere especial relevancia en la medida en que esos precios son fijados o regulados por el poder público. Sin embargo, resulta evidente que la decisión de la autoridad pública de no intervenir en la fijación o regulación de los precios de la energía constituye también un rasgo definido de la política de precios.

El análisis de este tipo de impactos de la política de precios está dirigido a poner en evidencia las consecuencias que la misma ha tenido sobre las diferentes etapas de producción-transporte-comercialización de las cadenas energéticas y sobe la situación económico-financiera de los actores sociales que actúan en ellas.

El segundo tipo de impactos está relacionado con el consumo de energía. El examen de tales impactos, implica la necesidad de identificar los diferentes tipos de usuarios de cada fuente, especificando los principales usos en que esos usuarios la emplean, y de determinar las variaciones de consumo que pueden asociarse con cambios en los precios. Aún cuando no se excluye el uso de los métodos econométricos para el análisis de este tipo de impactos por medio de la estimación de elasticidades, dada la naturaleza del método y la información usualmente disponible, es frecuente que esas elasticidades tengan un carácter espurio de modo tal que puede dar lugar a conclusiones erróneas de la naturaleza de los cambios analizados.

El tercer tipo de efectos de la política de precios se relaciona con aspectos socioeconómicos más globables tales como los impactos sectoriales y regionales, sobre el sector externo, la distribución del ingreso, las cuentas fiscales y el ritmo inflacionario.

Una cuestión que reviste especial importancia dentro de este análisis y que puede pertenecer a cualquiera de los tres niveles planteados es el que se refiere a la distribución de la renta de los recursos naturales utilizados en la producción de energía. Aunque la determinación precisa de la naturaleza y el nivel de esas rentas plantea serios problemas de carácter teórico y metodológico, no hay duda alguna de que todo cambio en los precios fijados en las diferentes etapas de cada cadena energética implican modificaciones en los patrones de apropiación de las rentas. Esas modificaciones en la apropiación de las rentas puede afectar tanto a los agentes pertenecientes a los eslabones de producción, transporte y comercialización de la fuente considerada, como a los usuarios, los gobiernos provinciales o al Tesoro de gobierno federal.

Tal como se ha dicho, el análisis de la racionalidad interna de toda política concreta de precios y tarifas de la energía requiere la contrastación de todos esos impactos con los objetivos planteados dentro de las políticas socioeconómica y energética. Esta contrastación permitirá analizar el grado de coherencia existente entre unos y otros.

Los objetivos que deben ser considerados para este análisis son todos aquellos que se explicitan dentro de las propuestas de políticas socioeconómica y energética y que se relacionan directa o indirectamente con la política de precios. Cuando se hace referencia a las propuestas de política, especialmente a nivel socioeconómico, se incluye tanto a aquellas que se formulan para el largo plazo como las que tienen un carácter más coyuntural y que se plantean como reacción a ciertas situaciones socieconómicas concretas.

El enfoque planteado implica necesariamente recurrir al análisis histórico, además de las comparaciones sincrónicas o intratemporales (entre diferentes precios, costos, impuestos, etc.). A este respecto resulta particularmente importante tener en cuenta que las estructuras de precios heredadas por cada nuevo proyecto de política económico-social y energética constituye una restricción para la implementación de una política de precios que suponga modificaciones drásticas a partir de esa estructura.

Todas las cuestiones anteriores, referidas al estudio de la racionalidad interna de la política de precios y tarifas de la energía y a los efectos atribuíbles a la particular estructura tarifaria vigente y a su evolución, constituye la base indispensable para realizar una evaluación de esa política desde una perspectiva normativa.

Esa evaluación supone abordar dos tipos de cuestiones. Se trata por una parte de la discusión acerca de la pertinencia de los objetivos que se han propuesto para la política de precios, tanto en el área estrictamente energética como en la esfera más amplia del sistema económico-social. Esa discusión implica responder interrogantes del siguiente tipo: ¿es pertinente utilizar la política de precios de la energía como instrumento para promover una redistribución social del ingreso o como medio de la política antinflacionaria?

Por otra parte, una vez establecidos los objetivos pertinentes, se trata de deducir la forma específica que deberían adoptar los precios y las tarifas como instrumento eficaz para alcanzarlos. Con estos criterios normativos puede realizarse la evaluación de las políticas concretas.

Resulta evidente que esas dos cuestiones están íntimamente relacionadas y que las soluciones que se adopten no podrán estar exentas de juicios de valor dado el carácter esencialmente normativo que caracteriza a la discusión sobre la pertinencia de los objetivos. En la Economía del Bienestar se proponen cierto tipo de soluciones con pretensiones de aplicación universal, dentro de las que se da prioridad al objetivo de

asignación "eficiente" de los recursos. Sin embargo, y al margen de la dudosa validez teórica de esas soluciones (*) ellas son demasiado restrictivas como patrón de referencia para juzgar una política de precios y como base para la reformulación de la misma.

Dentro del enfoque utilizado en este trabajo se admite que la asignación de recursos en el sistema de abastecimiento energético se realiza esencialmente al definir la política de inversiones en funcion de los recursos naturales disponibles internamente y de acuerdo con los objetivos de largo plazo de la política de desarrollo (**). En consecuencia, dentro de esta concepción los precios de las diferentes fuentes de energía tienen que tener un carácter esencialmente instrumental tendiente a convalidar la asignación de recursos que se pretende plasmar a través de esa política de inversiones asegurando al mismo tiempo las viabilidad financiera de las empresas y el cumplimiento de otros objetivos de la política de desarrollo económico-social.

De acuerdo con este enfoque no existe entonces un principio normativo de validez universal a partir del cual se pueda juzgar una política concreta sino un conjunto de principios generales, como los planteados, que deben ser complementados y especificados a partir del análisis de los sistemas socioeconómico y energético concretos. Para esto último resulta esencial el análisis de la racionalidad de las políticas de precios concretamente implementadas de acuerdo con los lineamientos propuestos.

1.2. Justificación del período considerado

Para la determinación del período elegido para realizar el análisis de las políticas de precios y tarifas de la energía aplicadas en la Argentina se utilizaron tres tipos de consideraciones. Dos de ellas están referidas al plano socio-económico y energético interno y la restante a la situación energética internacional.

Por una parte, en lo que respecta al plano internacional, el período 1970-1986 presenta situaciones muy variadas en los niveles de los

---

(*) Para una presentación y discusión de las mismas, véase H. Pistonesi "Precios y Tarifas de la energía. Un análisis de las propuestas neoclásicas". IDEE, 1986.

(**) Por supuesto las expectativas sobre la evolución futura de los precios internacionales de las energías comercializables desempeñan también un rol importante en la definición de esa política pero ellas no pueden constituirse en el factor determinante.

precios de los recursos energéticos comercializables que repercutieron en mayor o menor medida en los precios de las restantes fuentes y provocaron impactos considerables tanto en las economías de los países importadores como exportadores de petróleo. Es precisamente a partir de las bruscas alzas del precio del petróleo en la década del 70, que los precios de la energía adquieren especial importancia dentro del análisis y la planificación energética. Aún cuando la Argentina presenta una situación de autoabastecimiento energético que le permite desvincular su política de precios y tarifas de las alternativas del mercado internacional, será interesante analizar en qué medida esa política refleja las bruscas variaciones observadas en los precios del petróleo y sus derivados durante el período considerado en dicho mercado.

Por otra parte, durante el mencionado período se produce una substancial modificación dentro del balance energético argentino, tendiendo hacia una progresiva diversificación. Tales cambios se relacionan principalmente con las fuentes utilizadas en la generación eléctrica y con las sustituciones ocurridas en los usos calóricos en los diferentes sectores de consumo. Esas transformaciones han formado parte de los enunciados de la política energética, pero ¿en qué medida la estructura de los precios y las tarifas ha sido compatible con dichos cambios, impulsados desde el sistema de abastecimiento, o con las necesidades de financiamiento de las inversiones correspondientes?.

Por último, los proyectos económico-sociales que tuvieron vigencia durante el lapso elegido para realizar el análisis de la política de precios y tarifas de la energía han sido también muy variados. Ya se ha destacado la importancia que la naturaleza de esos proyectos tienen para el análisis de la política de precios y tarifas y para la política energética en su conjunto.

En tal sentido, no sólo importan los objetivos de la política socioeconómica de largo plazo sino también las respuestas de corto plazo frente a las alternativas de la coyuntura.

Durante el perído 1970-1986 se han alternado en la Argentina gobiernos civiles constitucionales y militares de facto. Los proyectos de política económico-social propuestos en los períodos correspondientes a cada uno de esos gobiernos, muestran diferencias substanciales e incluso se suceden políticas de signo totalmente opuesto.

De este modo a los efectos del análisis de la política tarifaria se tomaron en cuenta los subperíodos correspondientes a cada proyecto de gobierno. Sin embargo, la sola consideración de esos proyectos resulta insuficiente a los fines propuestos, puesto que no existe dentro de los mencionados subperíodos una total uniformidad en las políticas concretas implementadas.

Esto se debe principalmente a las cambiantes situaciones coyunturales que cada gobierno debió enfrentar. Estos cambios de rumbo dentro de las políticas en el corto plazo han sido muy frecuentes en los diferentes gobiernos que se sucedieron en el período considerado y la política de precios y tarifas de la energía ha sido generalmente sensible a los mismos a tal punto de llegar a perder su coherencia con los objetivos planteados dentro del proyecto de gobierno al comienzo de cada subperíodo.

Las cambiantes condiciones en lo que se refiere a los tres aspectos mencionados (precios internacionales del petróleo, composición del balance energético y proyectos de políticas económico-sociales y energéticas) hacen que el período escogido presente ventajas especiales para el análisis de la racionalidad de la política de precios y tarifas de la energía.

1.3. Fuentes cuyas tarifas se analizan

Este estudio se propone analizar en etapas sucesivas las políticas de precios y tarifas correspondientes a cada una de las principales cadenas energéticas que integran el sistema energético argentino: petróleo y sus derivados, gas natural y gas licuado, electricidad. El carbón mineral y los combustibles vegetales tienen una importancia mucho menor (*) y las fuentes no convencionales presentan aún una aplicación muy limitada en sistemas aislados.

En lo que se refiere a las fuentes tradicionales, que hemos incluido dentro de la denominación general de "combustibles vegetales", la leña y el carbón de leña sólo tienen cierta relevancia en algunas regiones del norte argentino.

Por otra parte, puesto que no se dispone de estadísticas oficiales sobre precios de las fuentes tradicionales, el esfuerzo de construir series para tales precios escapa totalmente a las posiblidades de este estudio.

(*) Hacia fines de la década del 70 los combustibles vegetales y el carbón mineral representaban alrededor del 4,7 y 2,5 respectivamente del consumo nacional total, de acuerdo con las estimaciones oficiales. Sin embargo, es posible que la participación de los combustibles vegetales sea superior ya que en las mencionadas estimaciones seguramente subestiman el consumo en áreas rurales y en algunas agroindustrias.

En lo que respecta a las fuentes que se incluyen en el estudio, el análisis de la política de precios se extiende a cada una de las instancias de comercialización pertenecientes a las diferentes cadenas. Esto implica la necesidad de especificar las características institucionales prevalecientes en cada cadena energética. Por otra parte, la inclusión de dichas instancias dentro del análisis constituye un requisito indispensable para examinar el impacto de las políticas de precios y tarifas sobre las empresas públicas y privadas que operan en cada cadena. Esto permitirá además, vincular la política de precios y tarifas con las relativas a las inversiones en el sistema de abastecimiento y al financiamiento. Sin embargo, solo se realizarán referencias aisladas o puntuales a los costos, debido principalmente a la falta de información sistemática y confiable sobre los mismos.

En consecuencia, se considerarán los precios a nivel de usuarios, los impuestos incluídos en los mismos y todos aquellos precios que se establecen dentro del sistema de abastecimiento donde, en muchos casos no se puede hablar de un único precio al productor.

El análisis de los impuestos, que se incluyen dentro de los precios y tarifas de la energía entregada a los usuarios, reviste una especial importancia debido a la relevante participación de los mismos en el financiamiento del gasto público global y en la constitución de fondos especiales, destinados al financiamiento de las inversiones del sistema energético.

La evaluación del impacto de la política de precios y tarifas de la energía sobre los diferentes tipos de usuarios, así como sobre ciertas magnitudes macroeconómicas tales como distribución del ingreso, nivel general de precios, cuentas externas, etc. requiere en el caso de cada fuente una descripción de los usos a los que es aplicada en el consumo.

Por último en lo que se refiere al orden de exposición, se ha adoptado, tal como se ha dicho, el criterio de abordar sucesivamente el análisis de la política de precios de cada cadena energética para realizar luego un examen de conjunto. El orden que se ha adoptado es el siguiente:

a) Petróleo y derivados

b) Gas natural y gas licuado

c) Energía eléctrica.

Este orden aparece como el más natural si se tiene en cuenta la participación de los derivados del petróleo y el gas natural en la generación térmica de electricidad y en el abastecimiento de energía primaria.

Por tanto, en la primera parte de este estudio se realiza el análisis de la política de precios del petróleo crudo y sus derivados.

1.4. Procedimientos Generales Utilizados

Dentro del período considerado, la economía argentina ha experimentado altísimos niveles de inflación, especialmente desde 1975. A partir de ese año y hasta 1986, el ritmo de crecimiento de los precios supera de manera muy significativa los niveles medios registrados desde fines de la segunda guerra mundial.

En efecto, mientras que en el período 1949-1974 el ritmo medio anual de crecimiento de los precios fue de alrededor del 28 por ciento, en el período 1975-1986 ese mismo promedio anual se elevó a 269 por ciento. Dentro de este último período, solamente en dos años (1980 y 1986) se registraron tasas anuales inferiores al 100 por ciento, mientras que en los años que median entre 1981 y 1986, se tuvieron niveles de inflación de entre 250 y 650 por ciento anual.

En este contexto altamente inflacionario, parece muy dudoso que los usuarios se hayan encontrado en condiciones de realizar elecciones entre fuentes energéticas alternativas, para los diferentes usos, en base a señales transmitidas por los precios relativos, de dichas fuentes como de los correspondientes equipos de utilización. A partir de 1975, los reajustes en los niveles nominales de las tarifas fueron muy frecuentes. En algunos años, esos ajustes se practicaron con una periodicidad casi mensual y al no ser uniformes para las diferentes fuentes, los niveles relativos fueron modificándose constantemente y no siempre en un sentido definido en el mediano plazo.

A causa de estos cambios tan frecuentes en los niveles de los precios y tarifas, la determinación de datos anuales a moneda corriente y su transformación en términos de moneda constante, requirió especial atención.

En efecto, la construcción de las series anuales supuso la necesidad de procesar la información contenida en las numerosas resoluciones de ajuste tarifario, tomando en cuenta los correspondientes períodos de vigencia.

El primer paso del procedimiento general utilizado, consistió en determinar el nivel mensual para cada precio o tarifa, expresado en términos de moneda constante. La necesidad de obtener este promedio surge del hecho, muy frecuente, de la vigencia de dos o más niveles tarifarios dentro de un mismo mes. Estos promedios mensuales se obtuvieron utilizando los días de vigencia como ponderadores.

A continuación, se obtuvieron los niveles anuales medios, expresados en moneda corriente, promediando los niveles medios mensuales.

Por último, las series anuales expresadas en moneda constante se obtuvieron utilizando como deflactor al promedio anual del índice de Precios Implícitos con base en 1970 (*).

En el caso del gas natural y la electricidad, donde la tarifa se define por medio de cargos fijos y niveles por escalas de consumo, el procedimiento general propuesto requirió un paso previo, consistente en la determinación de los niveles unitarios (en m^3 ó Kwh) correspondiente a cada reajuste tarifario, empleando niveles medios de consumo para los diferentes tipos de usuarios.

Los aspectos particulares de los procedimientos empleados para la obtención de las series referidas a las tarifas de electricidad y gas natural, serán tratados al abordar el análisis de la política tarifaria referida a esas cadenas energéticas.

Las comparaciones internacionales de los niveles absolutos de las tarifas de las diferentes fuentes, plantea serias dificultades, debido a las distorsiones que se observan en las tasas de cambio en la mayor parte de los países en desarrollo. Esas distorsiones han sido especialmente significativas en la Argentina durante el período considerado. Durante buena parte del mismo, la moneda argentina estuvo fuertemente sobrevaluada respeto del dólar de acuerdo con la cotización oficial.

Esta circunstancia resta validez a toda comparación internacional de niveles absolutos de precios. Para obviar esta dificutlad en algunos casos se consignan al mismo tiempo los precios nacionales traducidos a dólar por medio de la tasa de cambio oficial, la tasa libre y la tasa de paridad teórica elaborada por la CEPAL para la Argentina. En otros casos sólo se utiliza esta última tasa. En todos los cuadros comparativos de este tipo se especifican cuáles son las tasas consideradas.

2. Políticas socioeconómicas y energéticas

Tal como se ha expresado en la sección precedente, el análisis de la racionalidad y la evaluación de la política de precios y tarifas de la

---

(*) Este índice resulta de un promedio ponderado del siguiente tipo: 0,67 (Indice de Precios al Consumidor) + 0,33 (Indice de Precios Mayoristas Nivel General).

energía, no puede ser realizado sin una referencia explícita a los rasgos salientes de los proyectos de política económico-social y energética propuestos en cada período. También se destacó la importancia de tomar en cuenta las principales características de las políticas concretas implementadas, especialmente en la medida en que se apartan de la filosofía de esos proyectos de gobierno, puesto que en ellas pueden encontrarse muchos de los elementos explicativos para analizar el comportamiento de las tarifas.

Es por ello, que en esta sección se realizará una presentación esquemática de los proyectos de política económico-social y energética, propuestos por los diferentes gobiernos que se sucedieron durante el período considerado, haciendo también breves referencias a los cambios en implementación de tales políticas; motivados por las situaciones coyunturales que cada gobierno debió enfrentar y a los resultados de las políticas efectivamente implementadas.

De este modo, a los efectos del análisis de la política se tomarán en cuenta los siguientes subperíodos:

- 1970-1972 que corresponde al gobierno militar que se inicia con el golpe de estado de junio de 1966.
- 1973-1975, perteneciente al gobierno constitucional peronista.
- 1976-1983, correspondiente a los gobiernos militares que se suceden a partir del golpe de Estado de marzo de 1976.
- 1984-1986, pertenecientes al actual gobierno constitucional radical.

2.1. Las propuestas de política socioeconómica

Escapa totalmente al objetivo del presente trabajo la discusión detallada de las propuestas de política socioeconómica y de su implementación. Se trata solamente de realizar una descripción esquemática de dichas propuestas en sus aspectos más generales y de los cambios más significativos en su instrumentación.

a) El período 1970-1972

Aún cuando el perído que se ha escogido para el análisis de la política tarifaria se inicia en 1970, es necesario remontarse a 1966 que es cuando se produce el golpe de Estado, con el que se implanta el régimen militar autodenominado de la "Revolución Argentina", que culmina con la asunción del gobierno constitucional peronista en mayo de 1973. Durante el gobierno de la "Revolución Argentina", no existió uniformidad en el manejo de la política económica. Sin embargo, el proyecto que se destaca con mayor claridad y definición fue el formulado por el ministro Krieger Vasena en marzo de 1967, durante la presidencia del general Onganía. En el transcurso del breve gobierno del general Levingston, se intentó sin éxito un cambio de rumbo significativo respecto de esa política y en el último período del gobierno militar, el manejo de la economía fue mucho más pragmático, mucho más supeditado a la instancia política y, por tanto, más abierto a la presión de los diferentes grupos sociales.

En el plano de la política de precios e ingresos, se suspendió el régimen de convenciones colectivas de trabajo, se congelaron los salarios quedando en manos del Estado la facultad de realizar ajustes periódicos, se estableció un acuerdo de precios con las empresas líderes y se dispuso un incremento en las tarifas de los servicios públicos para luego congelarlos. Todas estas medidas tienden, junto con la política cambiaria a establecer un nuevo sistema de precios relativos y a contener el ritmo inflacionario.

A nivel de la política fiscal, se procuró un mayor equilibrio presupuestario. Para ello, por una parte, se dispuso un fuerte incremento de los impuestos y las cargas sociales que, junto con el incremento de las tarifas implicaron una importante transferencia de ingresos al sector público. Por otra parte, se intentó contener el gasto corriente, mediante una racionalización del sector público, incluyendo el reordenamiento de las empresas del Estado. Esto significó en algunos casos pasar parte de las actividades del sector público al privado otorgando a este último facilidades especiales. Al hacerlo se pretende lograr un mayor margen para que el Estado pueda incrementar sus inversiones en infraestructura, complementarias de las del sector privado.

En el plano monetario y financiero, se practicó una política de altas tasas de interés y luego de 1968 una deliberada expansión del crédito al sector privado para financiar la demanda de bienes de consumo durable. Esta política estaba claramente destinada al capital más concentrado en detrimento de las empresas medianas y pequeñas de capital nacional que operaban en los sectores tradicionales.

En el corto plazo, esta política tuvo un significativo éxito en la reducción de la tasa de inflación sin recurrir a un proceso recesivo. El producto se incrementó hasta los límites de capacidad plena, debido principalmente a la demanda de bienes de consumo durable y especialmente para la inversión pública. Pero la disminución del ritmo inflacionario, se vió favorecida por la declinación del precio de la carne vacuna. Sin embargo, no se consiguió atraer inversiones directas de capital extranjero y no se lograron avances significativos en materia de exportaciones no tradicionales. En 1970, los precios internos incrementaron su ritmo de crecimiento y reaparecieron los problemas del balance de pagos. Esta situación se vió agravada por los reclamos de los sectores que se vieron mas afectados por la política implementada, y, para enfrentar estas presiones el régimen militar se vió obligado a modificar su estrategia económica.

Pero el intento de cambio de rumbo, fue un ensayo de muy corta duración. Se pretendió revertir el proceso de extranjerización de la economía, principalmente mediante el uso del importante poder de compra del Estado, incremento de la demanda interna por medio de aumentos en el salario real, la redistribución del crédito bancario en favor de los empresarios nacionales y medidas restrictivas al capital extranjero.

Esta tentativa se vió frustada por falta de sustento, tanto en el plano económico como en el político y ya hacia fines de 1970, la economía argentina entró en un nuevo período recesivo e inflacionario.

El último período de la "Revolución Argentina" que se extiende desde marzo de 1971 hasta mayo de 1973, no puede ser identificado con ninguna orientación precisa. El plan de corto plazo lanzado hacia fines de 1971, tiene más el propósito de obtener créditos externos para el financiamiento de inversiones públicas y la solución de problemas de balance de pagos que la decisión de dar una dirección definida a la economía. De cualquier modo la preocupación fundamental de la propuesta era evitar cambios bruscos en las condiciones estructurales a fin de minimizar tensiones en el plano político donde se estaba intentando una solución negociada a la finalización del régimen militar.

De cualquier modo, el comportamiento de la economía se apartó significativamente de los objetivos que se plantearon dentro del programa coyuntural. Es así que se profundizó la situación recesiva; se produjo una caída mayor en el salario real; el ritmo inflacionario se acentuó, llegando a niveles cercanos al 65% anual; el déficit del sector público se incrementó, tanto porque los ingresos no pudieron reajustarse al ritmo de la inflación como por el desborde del gasto; las dificultades del sector externo se agravaron al punto que debió recurrise a un estricto control de las importaciones. Dentro de este contexto coyuntural asumen el gobierno las nuevas autoridades constitucionales de mayo de 1973.

b) <u>El período 1973-1975</u>

El nuevo gobierno constitucional peronista intenta reeditar en 1973, un proyecto de política económica que se propone una transformación de la estructura económica tendiendo a una mayor capacidad de decisión nacional y una distribución más justa del producto social (*).

(*) Para una exposición y análisis detallado de la propuesta, véase "Política Económica y Social: ruptura de la dependencia. Unidad y reconstrucción nacional con justicia social para la liberación". Secretaría de Prensa y Difusión de la Presidencia de la Nación, Buenos Aires 1973; A. Ferrer op.cit. A. Canitrot "La viabilidad económica de la democracia: un análisis de la experiencia peronista 1973-76" CEDES, 1978 y "La experiencia populista de redistribución de ingresos", Desarrollo Económico Nº 59, 1975; R. Frankel "Las recientes políticas de estabilización en Argentina: de la vieja a la nueva ortodoxia" CEDES, Bs. As. 1980 y R. Lavagna "Aldo Ferrer y la política económica en la Argentina de postguerra" Desarrollo Económico Nº 68, 1978.

Los objetivos fundamentales declarados por la política inaugurada hacia mediados de 1973 son: a) Alcanzar un ritmo autosostenido de crecimiento eliminando la acción de los monopolios internacionales y promoviendo la presencia nacional en las áreas estratégicas del desarrollo; b) aumentar la participación de los asalariados en el producto social y c) lograr una mayor integración regional.

Como instrumento principal para el logro de estos objetivos se propone un acuerdo de "Compromiso Nacional" suscripto por la Confederación General del Trabajo, la Confederación General Económica, representativa del empresariado nacional, y el Estado. A este respecto, queda clara la exclusión del capital multinacional y de los intereses ligados a la gran propiedad agropecuaria de la región pampeana.

Para el logro de estos objetivos fundamentales, se propusieron una serie de acciones en el corto y mediano plazo en las diferentes áreas de política económico social.

Así en el plano de la política de precios e ingresos, se incrementaron los salarios nominales con la prohibición de que sean trasladados a los precios, lo que supone una reducción de la tasa de ganancia; se intentó un reacomodamiento de los precios relativos a favor de los consumidores de menores ingresos y se dispuso el congelamiento de la totalidad de los precios; en el caso particular de las tarifas de los servicios públicos, se planteó la eliminación de los subsidios a los consumos no deseados y realización de ajustes diferenciales para contribuir a una más justa distribución del ingreso. Dentro del mediano y largo plazo, se propuso que los incrementos de productividad se traduzcan en incrementos de salarios reales y se trasladen a los precios a fin de promover el consumo interno; se plantearon también planes de vivienda y de inversiones en infraestructura, dirigidos a los grupos sociales de menores ingresos. Esta política de precios e ingresos se complementaba con una política de empleo que se planteaba como objetivo la ocupación plena.

A nivel de la política fiscal se propuso anular la regresividad del sistema impositivo y la utilización del mismo para estimular la inversión, la producción, el consumo y el desarrollo regional. Por el lado del gasto, se planteó que el mismo deberá acompañar la expansión de la economía, dentro de un marco de austeridad, y una redistribución del mismo para atender las necesidades sociales más perentorias. En el plano institucional, se creó la Corporación de Empresas Nacionales con la finalidad de ejercer la conducción de las empresas del Estado en favor de los objetivos nacionales. Las principales funciones que se le asignaban son: aprobar y coordinar la política de inversiones y de investigación y desarrollo; coordinar los programas financieros; consolidar la política de compras, existencias y precios y mejorar la

d de gestión. Al mismo tiempo, se propone recuperar y asegurar el lio del Estado en ciertas áreas estratégicas como el sector ético (*).

relación al sector agropecuario, se propuso la aplicación de un esto a la renta normal potencial de la tierra, el acceso a la iedad de los productores con tenencia precaria, la expansión de la tera agropecuaria y el crecimiento de la producción, cuya colocación asegurada por el Estado. Con estas medidas se pretendía mejorar la ción social de la propiedad, al mismo tiempo que una mejora en la tribución del ingreso y un incremento en los excedentes agrícolas.

n respecto al sector industrial se planteó un sistema de promoción uyos beneficios se reservaron a las empresas de capital nacional y con l que se intentaba revertir el proceso de desnacionalización de la conomía, incentivar el desarrollo de tecnología nacional, acelerar el esarrollo de las industrias básicas y de bienes de capital, y la expansión y transformación de la industria existente aumentando su productividad y eficiencia. Al mismo tiempo, dispuso la creación de la Corporación de la Pequeña y Mediana Empresa con objeto de lograr el desarrollo técnico, económico, financiero comercial y de gestión en ese tipo de empresas.

En el plano del sector externo, propuso una política agresiva de exportaciones compatibilizada con una protección efectiva de la producción industrial y una definida orientación de financiamiento externo y de inversiones extranjeras. Para ello se dispuso un estricto control de las importaciones, la promoción de las exportaciones no tradicionales y recuperación de las tradicionales, la nacionalización del comercio exterior de carnes y granos, la utilización de la Corporación de Empresas Nacionales y la Corporación de la Pequeña y Mediana Empresa, para coordinar compras y ventas al exterior y la apertura de nuevos mercados y el control sobre el mercado cambiario. Estas medidas se complementaron con un régimen de inversiones extranjeras en el que se imponía prohibiciones a ciertas radicaciones, prioridad muy estricta para la admisibilidad y fuertes limitaciones a las transferencias de beneficios.

Por último, la política monetaria y financiera estaba dirigida a la disminución del costo del dinero y la reasignación del crédito hacia la pequeña y mediana empresa de capital nacional. Para esto se procedió a la nacionalización de los depósitos bancarios que supone la disposición absoluta del crédito por el Banco Central. Al mismo tiempo, en el corto plazo se proponía erradicar las expectativas inflacionarias, principalmente por medio del "Compromiso Nacional" y el control de precios.

(*) Cuando se describa la política energética correspondiente a este período se realizará una exposición más detallada de esta política.

En suma, este proyecto de política económico social se proponía, en el largo plazo, un proceso de desarrollo donde la acumulación fuera liderada por el Estado y las empresas de capital nacional y que se caracterizara por una distribución más equitativa del producto social. En el corto plazo pretendía mejorar la distribución del ingreso, por medio de un nuevo sistema de precios relativos, reactivar la economía en un clima de estabilidad de precios, todo ello sin comprometer el equilibrio de la cuentas externas y la eficiencia del sector público.

Sin embargo, las condiciones de partida, la evolución de la situación económica internacional, la presión del poder económico excluído del "Acta de Compromiso Nacional" y el rápido deterioro del poder político del gobierno, especialmente luego de la muerte de Perón, atentaron muy pronto contra las posibilidades de éxito de la propuesta.

Durante la segunda mitad de 1973 y 1974 se logra un incremento de la actividad económica y una relativa estabilidad de precios. Sin embargo, los signos de la crisis que se desata a partir de la primera mitad de 1975 comienzan a evidenciarse a mediados de 1974. El pacto social comienza a ser desbordado por la acción de las empresas y los sindicatos y la espiral precios-salarios reaviva el proceso inflacionario al mismo tiempo que aparecen problemas de desabastecimiento. Hacia mediados de 1975, la crisis se manifiesta con toda claridad: recesión en el nivel de actividad, aceleración del proceso inflacionario, serias dificultades en el balance de pagos y un crecimiento explosivo del déficit público.

Frente a esta situación se produce un brusco cambio de orientación en la política económica, pretendiéndose la aplicación de un programa ortodoxo de estabilización: limitación al incremento de salarios, liberación de precios y tasas de interés, fuerte devaluación del tipo de cambio, disminución de las retenciones a la exportación de los productos agropecuarios, limitación del gasto público, incremento de las tarifas y restablecimiento de garantías para la expansión de la esfera de acción de las empresas multinacionales. Sin embargo, ante la resistencia de los sindicatos, el ritmo inflacionario alcanza niveles sin precedentes (*), el déficit fiscal se vuelve insostenible debido al rápido deterioro de los ingresos (**) y la actividad financiera especulativa adquiere una vigencia inédita. Dentro de este contexto se produce el golpe de Estado de marzo de 1976.

(*) En los tres primeros meses de 1976, las tasas de crecimiento de los precios al consumidor fueron 19,5; 28,6 y 54 por ciento respectivamente.

(**) Los ingresos tributarios financiaron un 25% del gasto público total en 1975 y en el primer trimestre de 1976 ese porcentaje se redujo al 20% (A. Ferrer op. cit.).

c) El período 1976-1983

En abril de 1976, se inicia un nuevo intento de transformación de la estructura económica argentina desde la perspectiva de la nueva ortodoxia liberal con fuerte apoyo del poder militar. Sin embargo, en este caso se pretendió realizar un cambio mucho más profundo en el funcionamiento del sistema económico argentino. Esto se evidencia especialmente en la "Reforma Financiera" de 1977 y en la "Apertura económica" ensayada desde fines de 1978 (*).

El 2 de abril de 1976, el Ministro de Economía A. Martínez de Hoz puso en marcha un programa económico cuyos lineamientos fundamentales se mantuvieron incluso luego de su alejamiento en 1981. El propósito declarado fundamental, fue el de elevar el nivel de eficiencia de la economía argentina, restableciendo el libre juego de las fuerzas del mercado en la asignación de recursos y la distribución del ingreso restringiendo la ingerencia del Estado en el proceso económico (**). Aún cuando la implementación de las medidas anunciadas no fue simultánea y tampoco tuvieron el mismo énfasis a lo largo del período 1976-81, lo que obliga a distinguir etapas, todas ellas responden a los objetivos centrales de la propuesta.

Dentro de la política de precios se dispuso: la supresión de las convenciones colectivas de trabajo, la intervención de los gremios y ajustes de salarios por debajo del nivel inflacionario, buscando la disminución del salario real a niveles mucho más bajos a los vigentes hasta 1975 (***); la eliminación de todos los controles de precios, buscando el libre funcionamiento de los mercados y un progresivo acercamiento a los precios internacionales; el incremento en los precios de los servicios públicos tendiendo hacia un "sinceramiento de precios" de acuerdo con los costos.

(*) Para una discusión detallada de esta política puede encontrarse en A. Canitrot "La disciplina como objetivo de la política económica. Un ensayo sobre el programa económico argentino desde 1976" CEDES, Bs. As., 1979 y "Teoría y Práctica del liberalismo. Política anti-inflacionaria y Apertura Económica en la Argentina, 1976-1981", Desarrollo Económico Nº 82, 1981; R. Cuello "Callejón con única salida" El Cid Editor, Bs. As., 1983; A. Ferrer "El retorno del liberalismo: Reflexiones sobre la política económica vigente en la Argentina", Desarrollo Económico Nº 72, 1979; R. Frankel, op. cit. y J.V. Sourrouille "Política económica y procesos de desarrollo. La experiencia en la Argentina entre 1976 y 1981" CEPAL, Bs. As. 1983, L. Beccaria y R. Carciofi "The recent experience of stabilishing and opening up the Argentinian economy" Cambridge Journal of Economics, Nº 6, 1982.

(**) A. Ferrer afirma que al margen de los objetivos declarados existe un objetivo latente o real: la concentración del poder económico.

(***) El salario real hacia mediados de 1978 estaba un 44% por debajo de los niveles de 1975.

La política relativa al sector externo se planteó como objetivo lograr una mayor apertura de la economía entendiendo por tal, fundamentalmente, una mayor exposición del mercado interno a la competencia externa. Las principales medidas fueron: la eliminación de las retenciones a las exportaciones tradicionales con el objeto de mejorar los ingresos del sector agrario y lograr un estímulo para su crecimiento; la eliminación de los subsidios a las exportaciones industriales y la progresiva rebaja de los aranceles de importación con el propósito de mejorar el nivel de eficiencia en el sector industrial; la liberación del mercado cambiario. Esta política se complementó con un nuevo régimen de inversiones extranjeras que cambia diametralmente la actitud hostil de la ley sancionada por el gobierno peronista; sin embargo, los resultados a este respecto fueron muy pobres ya que solo ingresaron capitales de corto plazo atraídos por la política cambiaria y financiera.

Las medidas relativas al sector público y la política fiscal tenían el propósito fundamental de redimensionar la participación del Estado en la economía, en base al principio de subsidiariedad. Para ello se propuso la reducción del gasto, el empleo y el déficit del gobierno; la reprivatización de las empresas caídas en poder del Estado y la ampliación de la participación de la actividad privada en el área de acción de las empresas públicas.

Con el objeto de la reducción del déficit se dispuso un incremento en los impuestos, ampliando la participación de los indirectos; un aumento en las tarifas de los servicios públicos, pretendiendo que reflejaran los costos y la eliminación de las prestaciones sociales deficitarias (salud, vivienda). Se pretendió al mismo tiempo, que el déficit de la Administración Central y de las empresas públicas se financiara recurriendo al mercado de capitales interno y externo y no por medio de los adelantos del Banco Central.

El propósito fundamental de la política financiera y monetaria fue la generación de un mercado libre de capitales. Para esto el instrumento fundamental fue la "Reforma Financiera" que, complementada con la política cambiaria, dio lugar a un mercado financiero "libre" y "abierto". El nuevo régimen financiero anuló el sistema de la nacionalización de los depósitos, eliminó todo tipo de créditos subsidiado y dirigido y estableció la libre formación de la tasa de interés. La política monetaria fue cambiando de acuerdo con los diferentes enfoques que se adoptaron en la lucha contra la inflación.

Tal como se ha dicho, si bien los propósitos fundamentales de esta política económico-social se mantuvieron incluso más allá del alejamiento del Ministro Martínez de Hoz, el énfasis en el uso de los diferentes instrumentos fue cambiando a lo largo del período 1976-1981, especialmente a causa de la persistencia de altos niveles inflacionarios. En tal sentido pueden distinguirse dos subperíodos: marzo 1976-marzo 1978 y abril 1978-marzo 1981. El período que se abre a partir de entonces y hasta fines de 1983 muestra características diferentes en cuanto a las políticas ensayadas.

i) Subperíodo 1976 - 1978

Las políticas aplicadas durante este subperíodo tuvieron predominantemente las características de un programa de estabilización inspirado en la vieja ortodoxia y su propósito central era resolver los problemas del balance de pagos, disminuir el déficit del sector público y reducir la inflación. La persistencia del ritmo inflacionario motivó el uso de recursos heteredoxos como la tregua de precios acordada con las empresas líderes aplicada en el segundo trimestre de 1977. Pero, en general y hasta la Reforma Financiera de julio de 1977, la política monetaria fue pasiva. A partir de allí y hasta el fin de este subperíodo se practicó una política de contracción de la oferta monetaria, dando lugar a altas tasas de interés que motivó una brusca caída en el nivel de actividad en el primer trimestre de 1978. Durante todo este subperíodo la mayor parte de las variables se mantuvieron indexadas con el ritmo de la inflación salvo los salarios que se reajustaron a un ritmo inferior.

ii) Subperíodo 1978 - 1980

En las políticas que se ponen en marcha a partir de 1978, prima el enfoque de la nueva ortodoxia monetarista. A partir de abril de 1978, se intenta la desindexación de la economía y se libera totalmente el mercado cambiario y desde diciembre de ese año se practica un retraso tarifario y cambiario, mediante incrementos pautados decrecientes, con la finalidad de quebrar el elevado ritmo de la inflación. Aún cuando el retraso cambiario fue utilizado como instrumento anti-inflacionario, sus efectos, junto con la rebaja progresiva de los aranceles a la importación, eran perfectamente compatibles con la estrategia de largo plazo de apertura de la economía. Las consecuencias de esta estrategia fueron la destrucción de un segmento significativo de la actividad industrial y un fuerte endeudamiento por la toma de créditos de corto plazo, en divisas, tanto del sector público como del privado, favorecido además por la situación financiera internacional. En el caso particular de las empresas públicas la situación es particularmente grave. El retraso tarifario que les fue impuesto junto con el rápido crecimiento de los costos, a causa de los altos niveles de inflación, las obligó a recurrir de manera significativa a esos préstamos de corto plazo en divisas lo que habría de comprometer fuertemente su situación financiera posterior, especialmente a partir del cambio de la política de retraso cambiario.

El comportamiento de la economía durante el período 1976-1981 fue cambiante, de acuerdo con las políticas que se aplicaron sucesivamente. El producto mostró fuertes oscilaciones, pero el sector industrial muestra un franco retroceso; el balance de pagos mejoró hasta 1979 pero luego, a causa de las medidas de apertura de la economía y los servicios del endeudamiento externo creciente, comenzó a mostrar signos negativos; el déficit del sector público se redujo a un nivel de alrededor de un 5% del PBI pero a costa de la drástica disminución en los salarios y una caída en la inversión pública; a pesar de todas las políticas ensayadas la inflación se mantuvo en niveles superiores al 100% anual.

iii) Subperído 1981-1983

Desde abril de 1981 hasta la asunción del nuevo gobierno constitucional a fines de 1983, se sucedieron varios ministros de economía en períodos de corta duración, cuya gestión estuvo centrada casi exclusivamente en la política coyuntural, sin alterar de modo significativo los lineamientos básicos del proyecto lanzado en 1976.

Las sucesivas medidas de política económica que se implementaron en este período constituyeron en todos los casos respuestas aisladas a los problemas más urgentes que planteaban los desequilibrios externos e internos (*).

La política implementada durante el año 1981 se orientó fundamentalmente a corregir la relación entre precios interno y externo y a atenuar los desequibrios en el balance de pagos, mediante devaluaciones sucesivas y el mantenimiento de altas tasas de interés y el otorgamiento de ventajas para el ingreso de capitales de corto plazo.

Al mismo tiempo el gobierno y las empresas del Estado mantuvieron una activa política de endeudamiento externo, originado tanto en las necesidades de financiamiento de la tesorería como en el propósito de detener la caída en las reservas naturales. Sus tarifas de los servicios públicos fueron reajustados a un ritmo superior a la inflación, salvo durante el segundo trimestre, debido al agravamiento de la situación financiera de las empresas.

Las principales medidas aplicadas durante el año 1982 estuvieron destinadas a introducir reformas al sistema financiero con el propósito fundamental de licuar el endeudamiento interno del sector privado. Complementariamente, se establecieron diferentes mecanismos tendientes a frenar la salida de divisas y a incentivar el endeudamiento externo del sector privado. El uso de esos mecanismos implicó una estatización de la deuda privada externa. Todas estas medidas de carácter financiero y cambiario descargaron gran parte de sus efectos sobre el presupuesto del Estado incrementando su déficit para cuyo financiamiento se recurrió a la emisión monetaria. Al mismo tiempo, se congelaron los salarios y prestaciones sociales, se redujeron las erogaciones de inversión pública y se incrementaron los impuestos. Sin embargo, durante buena parte del año las tarifas de los servicios públicos se mantuvieron constantes en su nivel corriente.

(*) J.M. Fanelli, R. Frenkel, C. Winograd "Stabilization and Adjustment Policies and Programmes. Country Study 12: Argentina". WIDER, Helsinki, 1987.

Hacia fines de 1982 se elaboró un programa de estabilización como resultado de las negociaciones con el FMI originados en la renegociación del endeudamiento externo. Sin embargo, ante el fuerte debilitamiento político del gobierno y creciente clima de incertidumbre, ese programa perdió rapidamente su viabilidad. Frente a esta situación se adoptó una política de indexación de las principales variables (salarios, tipo de cambio, tasa de interés reguladas y tarifas de los servicios públicos) y reajustando a algunas de ellas (especialmente las tarifas) por sobre el ritmo de inflación.

Ante la falta de organicidad de las políticas aplicadas durante este subperíodo, los desequilibrios internos y externos, originados en gran medida en las decisiones de política adoptada a partir de fines de 1978, se agravaron notablemente. En efecto, la recuperación de las tarifas de los servicios públicos, junto con las medidas de orden tributario y el recorte de las inversiones públicas no resultaron suficientes para remediar el descontrol del déficit presupuestario y del desequilibrio financiero de las empresas del Estado. El crecimiento explosivo del endeudamiento externo y su estatización al mismo tiempo que reforzaron el desequilibrio de las cuentas públicas, agudizaron notablemente los desajustes en el balance de pagos (*), al punto que hacia fines del período debió apelarse a una severa restricción de las importaciones. Las sucesivas devaluaciones, los incrementos reales en las tarifas de los servicios públicos y la creciente puja distributiva aceleraron el ritmo inflacionario (**) dentro de un clima de marcada especulación financiera.

d) <u>El período 1984-1986</u>

El nuevo gobierno constitucional encontró a la economía argentina desenvolviéndose en un estrecho cauce entre la cesación de pagos externos a causa de la deuda, el desorden financiero con altas tasas de interés y marcado clima especulativo, un estado virtual de hiperinflación, fuertes desequilibrios en el sector público y masivos reclamos salariales.

La renegociación de la deuda externa se convierte en condicionante de la gestión económica, especialmente teniendo en cuenta que la mayor parte de los compromisos recaen sobre el Gobierno y las Empresas del Estado, lo que implica la necesidad de incrementar las transferencias del sector privado al sector público.

Hasta junio de 1985, el gobierno radical practica una política gradualista sin una línea doctrinaria claramente definida, quedando por tanto sujeto a las presiones de los diferentes grupos sociales,

---

(*) A pesar del saldo favorable del balance comercial en 1982 (u$s 2.287 millones) y en 1983 (u$s 3.320 millones).

(**) El ritmo de crecimiento de los precios pasó de alrededor de 100% en 1980 a más del 340% en 1983.

produciéndose en consecuencia un agravamiento de la situación preexistente. En este contexto, se produce una fuerte aceleración en el ritmo inflacionario (*), cuyo control pasa a ser una de las preocupaciones centrales de la gestión económica. El "Plan Austral", que se pone en marcha en ese momento, es un programa de estabilización que centra su atención en la contención del proceso inflacionario. No contiene en cambio medidas relativas al mediano y largo plazo que definan la orientación del gobierno en materia de crecimiento y distribución (**). Es decir, que el "Plan Austral" apunta fundamentalmente a corregir las expresiones monetarias de la crisis, sin pretender alterar las condiciones estructurales del sistema socioeconómico (***). Este programa de estabilización opta por una metodología de shock tendiente a desindexar la economía dentro de una concepción heteredoxa.

En el plano de la política de precios e ingresos, se dispuso la congelación de los precios vigentes al momento de la aplicación del plan y el control de la totalidad de los mismos. No existe ningún intento en el cambio de los precios relativos, salvo en lo que respecta a las tarifas de los servicios públicos que se incrementan sensiblemente en términos reales, intentando atenuar por ese medio, el abultado déficit de las Empresas del Estado. Los salarios también fueron congelados luego de un ajuste que sólo representaba el 90% del crecimiento de los precios en el mes de mayo. De este modo, el salario real se deteriora tanto a causa del procedimiento utilizado en el ajuste como por los posteriores deslizamientos en los precios.

En lo que se refiere al sector externo, se aplicó una paridad fija de cambios, luego de practicar una devaluación. Las retenciones a la exportación y el incremento de los aranceles de importación tienen un propósito fundamentalmente fiscalista.

(*) Los precios mayoristas registran un incremento de 346% en 1983, de 651% en 1984 y, sólo en los primeros seis meses de 1985, el aumento fue de 269%. La tasa mensual de mayo alcanzó al 31%.

(**) El propio Ministro Sourrouille había dado a conocer en enero, siendo titular de la Secretaría de Planificación, los lineamientos de desenvolvimiento de la Economía en el mediano plazo. Partiendo de la hipótesis de que la Argentina debía hacer frente al pago de los intereses de la deuda externa, el documento concibe un crecimiento moderado impulsado fundamentalmente por las exportaciones. Sin embargo, este "ejercicio" no se traduce luego en medidas concretas.

(***) Para una discusión de esta cuestión véase C.A. Abalo "El Plan antiinflacionario del radicalismo. Ajuste monetario y ajuste productivo" Véase también J.M. Fanelli, R. Frenkel y C. Winograd, op. cit.

Dentro de la política monetaria y financiera se practicó un desdoblamiento del mercado al disponer que una parte de los créditos deberían concederse a tasas reguladas cuyo niveles nominales fueron reducidos a niveles compatibles con la inflación esperada; el resto de los créditos debían negociarse a tasa libre. Esto tiene por finalidad contener la expansión de la oferta monetaria. Esta medida se complementa con el compromiso de no emitir para financiar el déficit fiscal; la circulación monetaria, por nueva emisión, sólo se incrementará en la medida en que se acrecienten las reservas internacionales, ligando así el nuevo signo monetario con el dólar. Al mismo tiempo se introdujo un nuevo signo monetario, con el objeto de modificar las expectativas inflacionarias, y se dispusieron mecanismos de "desagio" tendientes a desindexar los contratos a fin de no generar transferencias indexadas de ingresos.

En lo que respecta a la política fiscal, el plan se propuso una drástica reducción del déficit. Sin embargo, ante la carga que significa el pago de los intereses de la deuda, las medidas dispuestas aparecerían como insuficientes como para atender a ese propósito. A fin de incrementar los ingresos fiscales, se dispuso una contribución bajo la forma de ahorro forzoso y un aumento de las tarifas de las Empresas Públicas en término reales. Para la disminución del gasto se dispuso una reducción en la inversión pública. Esta medida fue luego complementada por el deterioro deliberado de los sueldos pagados por el sector público y un programa de retiro voluntario. Para la financiación del déficit, dado el compromiso de no hacerlo con emisión, se propuso la obtención de recursos externos.

Luego de una leve recuperación de las actividades económicas hacia fines de 1985 y hasta mediados de 1986, la economía volvió a mostrar síntomas recesivos al mismo tiempo que volvía a manifestarse una aceleración del ritmo de inflación. De este modo el éxito inicial del Plan Austral daba lugar progresivamente a la necesidad de nuevos ajustes.

2.2. La política energética

Según sea el período que se analice, la política energética en Argentina aparece como respuesta a dificultades cuyo origen se remonta a desequilibrios estructurales del sector que han sido visualizados con ópticas diferentes.

Se intentará en consecuencia, en esta parte, caracterizar la política energética de cada período, buscando destacar los aspectos más relevantes dentro de los alcances de este trabajo y luego se emitirán observaciones sobre los aspectos destacables por su inconsistencia o incompatibilidad con la política de precios. Pero debe advertirse que entre el plano del discurso, las intenciones muchas veces no concordantes con aquel y los hechos, se dan toda una gama de interpretaciones en las que no siempre es posible discriminar el enfoque central.

a) Período 1970-1972

En junio de 1970, el gobierno militar emite un documento sobre política nacional (*). En los considerandos del mismo se indicaba que las políticas enunciadas respondían a los objetivos nacionales contenidos en el "Acta de la Revolución Argentina" que encuadraba el accionar del gobierno asumido en 1966 y que las decisiones adoptadas eran de cumplimiento obligatorio para el sector público y orientativas para el sector privado. Los principales aspectos energéticos contenidos en este documento de políticas se orientan a delinear directivas de tipo general por el lado del abastecimiento.

En este sentido se indicaba la necesidad de fomentar la explotación de los recursos naturales en todos los casos que resultara económicamente conveniente o cuando lo aconsejara el interés nacional, de acuerdo con la estrategia de reservas que se determinara.

En petróleo y gas natural las explotaciones debían ser compatibles con las posiblidades de absorción de los mercados interno y externo y para este último, debían aprovecharse las oportunidades que presentaba la situación internacional para la exportación de esos productos. En Uranio se indicaba la necesidad de alcanzar el autoabastecimiento sin perjuicio de eventuales exportaciones y promover la investigación avanzada en el campo de la energía nuclear a fin de incrementar su utilización pacífica, entre otras, en centrales nucleoeléctricas que utilizaran uranio nacional.

(*) "Políticas Nacionales" Junta de Comandantes en Jefe, Decreto Nº 46 Buenos Aires, julio 1970. Rectificado por Decreto 558 de agosto del mismo año.

Respecto a la Hidroenergía se proponía una explotación racional y coordinada a nivel nacional de los recursos hídricos para su aprovechamiento eléctrico.

En base a estos enunciados se desarrolla el Plan Nacional de Desarrollo (*) que establece los objetivos y política a instrumentar para el sector energético.

El Plan en su breve diagnóstico no hace referencia a las características del consumo de energía ni establece una relación causal entre las variables socioeconómicas y el consumo directo de energía por el sector doméstico, que permita inferir la orientación de una política en este sentido. No obstante, se plantea a nivel de los consumos indirectos reformar la estructura de precios y tarifas de los combustibles para uso industrial y generación de electricidad, teniendo en cuenta la situación de las zonas productoras, los costos de transporte y las necesidades de promoción de las regiones con menor grado de desarrollo.

Respecto a las tarifas eléctricas, se propone formular una política acorde con los costos de generación y transporte que incluya una tasa de rentabilidad adecuada en las regiones desarrolladas que contemple a la vez criterios promocionales para las regiones de menor desarrollo y los sectores prioritarios. Los enunciados de política respecto al consumo pueden interpetarse como destinados a cubrir los objetivos macro de desarrollo de ciertas actividades localizadas y de financiamiento de las explotaciones energéticas. No hay evidencias que se haya tenido una concepción de preservación de los recursos energéticos escasos.

En consecuencia, se observa en el Cuadro Nº 2.2.1, que entre 1970 y 1973, se producen sustituciones en el consumo de petróleo, carbón y combustibles vegetales por gas natural e hidroelectricidad destinados básicamente a las actividades intermedias. La intensidad del consumo respecto a los recursos disponibles crece en petróleo, gas natural y combustibles vegetales poniendo en evidencia que las fuentes sustituídas -petróleo y combustibles vegetales- no lo han sido en la medida necesaria como para preservar el recurso y que la sustitución por gas natural fue demasiado intensa (ver Cuadro 2.2.4.).

Por otro lado, el objetivo de autoabastecimiento se concentra en la actividad petrolera, señalándose la necesidad de intensificar la exploración en tierra y costa afuera a fin de mantener una adecuada relación reservas-producción. También en explotar las reservas gasíferas evaluadas con el fin de abastecer todas las regiones del país, y en el aprovechamiento de la capacidad potencial en recursos hídricos y nucleares para la generación de energía eléctrica.

(*) "Plan Nacional de Desarrollo y Seguridad 1971-1975". Cap. XI. Buenos Aires, mayo 1971.

Estos objetivos debían complementarse con medidas tendientes a reducir los problemas derivados de la insuficiente capacidad de transporte, almacenaje y distribución de combustibles y la ampliación del sistema interconectado de electricidad.

En ese período también se produjeron los debates sobre el tipo de centrales nucleares en vista de la necesidad de mantener autonomía respecto al insumo básico. Se toman decisiones relativas a la construcción de centrales del ciclo de uranio natural moderado con agua pesada y se lanza la construcción de la primera central atómica que se inauguraría en 1974 (*).

Los resultados alcanzados muestran, en el Cuadro Nº 2.2.2., una mayor participación de la producción de gas e hidroelectricidad. Sin embargo el objetivo de autoabastecimiento energético, que prácticamente se había alcanzado en 1970, hacia el fin del período analizado se deteriora.

La producción de petróleo y carbón mineral es insuficiente aumentando la brecha con el consumo y la relación reservas producción de petróleo disminuye. La producción de gas natural se ventea en volúmenes importantes por falta de medios de transporte y se importan volúmenes importantes de gas licuado. Del resto de los energéticos se consume lo que se produce.

b) Período 1973-1975

A mediados de 1973 el Ministro de Hacienda y Finanzas, señala que la estructura de la oferta energética no respondía a la disponibilidad de los recursos energéticos y que, en consecuencia, la erogación de divisas por importaciones tenía tendencia a aumentar debido a la declinación de la producción de petróleo consecuencia de la baja intensidad de las tareas de exploración e implementación de proyectos de recuperación secundaria, aumento de los precios del petróleo y gas licuado en origen y el alza de los fletes (**).

(*) Central Atucha I.

(**) Mensaje del Ministro de Hacienda y Finanzas J.B.Gelbard. Segunda Reunión de Gobernadores. 31 de julio 1973.

En el mensaje se destacan dos líneas centrales de política que tienen por finalidad dar respuestas. Por un lado a la definición de objetivos específicos en materia energética y por otro a los aspectos institucionales para instrumentar los primeros.

La política energética tenía como objetivo mejorar sustancialmente el aprovechamiento de los recursos naturales a partir de una oferta de energía a precios razonables. Este aprovechamiento se obtendría mediante una modificación progresiva de la composición de la oferta de energía mediante el incremento de la participación de la hidroelectricidad, la energía nuclear y el carbón mineral.

En el corto plazo se concentrarían los esfuerzos en la expansión de la oferta y uso del gas natural con la finalidad de sustituir el consumo de fuel oil, aumento de las reservas de petróleo en áreas nuevas con el objeto de frenar la declinación de la producción, aumento de la producción y consumo de carbón mineral y puesta en marcha de los proyectos hidroeléctricos aprobados. A largo plazo se incrementarían la generación hidroeléctrica y termoeléctrica en base a carbón nacional y uranio.

El propósito de lograr una oferta de energía a precios razonables, tenía por objeto inducir a un desarrollo socioeconómico regional armónico y asegurar el incremento de la producción nacional de energía que satisfaciera las necesidades con criterios de mayor equidad social.

El contenido del discurso difiere del enfoque del período anterior aún cuando pueden aparecer objetivos comunes. La distinción se refiere a la introducción del concepto de sustitución entre fuentes energéticas en el consumo doméstico minimizando el consumo de petróleo, estimulando la conservación de los recursos no renovables escasos y priorizando la explotación de los abundantes y renovables.

El segundo lineamiento central de la política energética se refiere a los aspectos institucionales que también introducen una modificación sustancial respecto a las propuestas del período anterior, esto es, establecer el monopolio estatal y afirmar el control del Estado en las decisiones en materia de energía.

El monopolio estatal se obtendría a partir de la nacionalización de los recursos energéticos, su explotación y comercialización en las áreas de petróleo, gas, carbón y recursos hidroeléctricos. Mientras que con el control del Estado en las decisiones del área energética se buscaba alcanzar independencia de ingerencias externas en especial de las empresas internacionales (*).

(*) Estos enunciados son luego la base para la formulación del "Plan Energético 1974-77" que se integra al "Plan Trienal para la Reconstrucción y Liberación Nacional", junio 1974.

Sin embargo, jurídicamene el monopolio estatal ya existia a partir del momento en que la propiedad de recursos como el petróleo ya estaba definida como del Estado por la Ley de Hidrocarburos y además que éste a través de la Secretaría de Energía fijaba los precios y los niveles de producción de todas las etapas de la cadena productiva en las áreas de petróleo, gas y carbón y de las principales empresas de electricidad: nucleares, térmicas e hidroeléctricas. En consecuencia, estos enunciados eran una expresión de intenciones vinculadas a los aspectos institucionales que después debían instrumentarse en una nueva Ley de Hidrocarburos. No obstante, el corto lapso que implicó este período y los cambios políticos que se producen en el mismo dificultan las posibilidades de concretar las propuestas en todos estos aspectos.

En este período se advierten cambios tales como una sustitución diversificada en el consumo de petróleo por gas natural, carbón, hidroelectricidad y energía nuclear como se muestra el Cuadro Nº 2.2.1. A su vez, la intensidad del consumo respecto a los recursos es consistente con la política enunciada toda vez que disminuye en petróleo y combustibles vegetales y aumenta en las fuentes más abundantes, y aún cuando se advierte una penetración constante de la hidroelectricidad esta se debió al correlativo aumento del potencial de esta fuente.

La sincronización entre el consumo y la producción de petróleo no fué suficiente para acompañar la evolución del primero ampliándose la brecha respecto al autoabastecimiento, mientras que se redujo en carbón mineral dentro de las expectativas del programa.

En este período se ponen en operación la represa El Chocón y la central nuclear Atucha I que aumentan significativamente el abastecimiento de energía eléctrica.

c) <u>Período 1976-1983</u>

En abril de 1976, el Ministro de Economía en su primer mensaje dirigido al país expone el programa económico dentro del cual se hacía especial referencia a la política energética (*).

El mensaje señalaba que el abastecimiento energético era deficitario y que estaba en progresivo deterioro. Se fijaban, en consecuencia, objetivos energéticos que debían acompañar el programa económico.

(*) Mensaje del Ministro de Economía J.A. Martínez de Hoz. Bs.As. 2 de abril 1976.

También se advierten en el discurso dos líneas centrales de política. La primera destinada a la definición de objetivos energéticos y la segunda de carácter institucional relativa a la instrumentación de los primeros.

En materia energética se indicaba la necesidad de un incremento urgente de la producción de petróleo para alcanzar el autoabastecimiento en el más breve plazo y en energía eléctrica la previsión de un adecuado suministro para satisfacer los requerimientos que generara la expansión económica. Se indicaba asimismo la necesidad de sustituir combustibles fósiles por fuentes de energía renovables y la conservación y racionalización de energía.

El objetivo se centra ahora en el autoabastecimiento a partir de la producción y expansión de reservas de petróleo. Se alentaba además la producción de gas natural con el objeto de incentivar su uso en el consumo doméstico, petroquímico y siderurgia y se proponía impedir su uso en centrales térmicas de electricidad. Respecto a las otras fuentes de energía se indicaba que debía acelerarse la ejecución de los proyectos en marcha para incrementar la oferta de hidro y nucleoelectricidad que sustituya requerimientos de derivados de petróleo. Estos aspectos son luego expuestos con mayor detalle por el Secretario de Energía (*) y en el Plan Energético (**).

Se evidencia en esta formulación de políticas un cambio de dirección respecto al período anterior, producción de petróleo en función de un consumo creciente de derivados estimulado por una política de bajos precios de los derivados de petróleo y gas natural cuyo objetivo fué anti-inflacionario y que se extiende hasta fines de 1979. Luego entre 1980 y 1983 esta política se modifica como consecuencia de cambios en la conducción política. Pero el cambio más sustantivo respecto a la política anterior, se verifica en lo institucional, que también se aparta de los esquemas del período 1970-72.

Este cambio institucional parte de la base conceptual que la actividad del Estado debe ser subsidiaria, esto es que le cabe a la actividad privada desarrollar todas aquellas actividades que quiera y pueda sin regulaciones ni interferencias del Estado. Se modifica en consecuencia el contexto en el que actúan el consumo y la producción respecto al período anterior. El poder vuelve a manos militares, igual que en 1970-72, pero en este caso se abandonan los argumentos de priorizar la intervención del Estado en aquellos aspectos de la producción que se consideran estratégicos para su seguridad.

(*) Mensaje del Secretario de Energía G. Zubarán .Bs.As. 1976.

(**) "Plan Energético Nacional 1977-1985" Secretaría de Energía. Junio 1977.

En este período la participación privada se incrementa brindándosele beneficios y libertades que las empresas estatales nunca habían tenido y que por el contrario se le restrigen aún más.

La circunstancia notable en este contexto es que en los hechos la acción monopólica del Estado persiste a partir de la fijación de precios políticos y de la producción que garantizan el abastecimiento interno y que resultan de un elevado costo para el Estado como consecuencia de los mayores precios otorgados a la actividad privada para incentivar su participación en la producción. Esto implicó que las empresas públicas se endeudaran por una política de precios oficiales de los energéticos que no cubrían sus costos, entre ellos los de las contrataciones con el sector privado y que resulta incompatible con la posibilidad de generar excedentes para financiar sus inversiones.

Los resultados al cabo del período, debido al cambio de orientación en 1980, permiten apreciar una sustitución en el consumo de petróleo, carbón y combustibles vegetales, por gas natural, hidroelectricidad y energía nuclear (ver cuadro 2.2.1.).

La intensidad del consumo de petróleo respecto a las reservas aumentó a niveles similares a los que se había alcanzado en el gobierno del período 1970-72, como consecuencia del bajo nivel de reservas alcanzado, y bajó a su vez en gas natural como consecuencia del descubrimiento del yacimiento Loma La Lata, el mayor de Argentina. Lo mismo ocurrió en Carbón y Combustiles vegetales como consecuencia de la sustitución en los consumos. En Hidro y Nuclecelectricidad se evidenció un importante crecimiento de la intensidad producto de la sustitución de la generación de centrales térmicas por estas fuentes.

En el período entran en operación las centras hidroeléctricas. Cerros Colorados, Salto Grande y Futa Leufú, el Yacimiento mencionado de Loma La Lata, la expansión de la red de gasoductos troncales mediante el gasoducto Centro Oeste que transporta gas de este último y el gasoducto que cruza el Estrecho de Magallanes que se conecta con el gasoducto Sur que transporta el gas de los yacimientos australes.

Entre 1976 y 1980 maduraron, en consecuencia, inversiones cuya decisión se había tomado en períodos anteriores y que permitieron neutralizar los negativos efectos de la política instrumentada de subsidios al consumo a través de los bajos precios de los energéticos. No obstante, no se contrarrestó el endeudamiento que la misma generó. El concepto de subsidiariedad del Estado explícito en el discurso de este período terminó por ser reemplazado por su antitesis al utilizarse al Estado en favor del sector privado que en el período incrementó su participación y beneficios a partir de la transferencia de rentas que generaron las empresas energéticas del estado.

d) Período 1983-1986

Al asumir el gobierno constitucional inicia su gestión con un sector energético autoabastecido en petróleo y un estado financiero de las empresas estatales de endeudamiento sin precedentes.

La situación económica general heredada, tiene características inusuales por tasas de inflación que no tienen comparación a nivel internacional, deterioro generalizado de ingresos por una redistribución regresiva durante casi una década, estancamiento generalizado de la actividad económica y una posición de deuda internacional que se encuentra entre las más elevadas del mundo. Estos hechos condicionan fuertemente los objetivos y políticas que se implementarían luego en el sector energético.

Como el sector externo manifiesta una situación apremiante agravada no solo por el deterioro de los términos de intercambio sino también por los servicios de la deuda externa se plantea la necesidad de consolidar el autoabastecimiento energético profundizando las tareas de exploración de petróleo. Por el lado del consumo se plantea la necesidad de producir cambios estructurales mediante políticas de sustitución que acompañen a los planes de desarrollo sectoriales. La sustitución de los consumos de derivados de petróleo por otras fuentes de energía, principalmente, gas natural e hidroelectricidad, tiene en este contexto un objetivo adicional vinculado al sector externo, cual es, la generación de excedentes exportables que permitan atemperar los problemas señalados en el balance de pagos.

El abastecimiento de energía se concibe como necesariamente diversificado y en función de la abundancia relativa de los recursos, dando preferencia al uso de las renovables sobre los no renovables y a la intervención de nuevas fuentes de energía con el objeto de lograr una mayor participación de estas en el abastecimiento. La conservación de energía es un tema que toma vigencia a la luz de las pérdidas que se observan en la producción, transformación y transporte.

El ensamble entre abastecimiento y consumo se plantea a partir de la necesidad de definir una estructura de precios de los energéticos que transmitan señales correctas para la orientación de las inversiones.

Desde el punto de vista institucional la política debía pivotear sobre las empresas del estado complementando su actividad con las empresas privadas que quisieran participar en los planes del gobierno.

El resultado de la política implementada permite observar hacia 1986 una fuerte caída en el consumo de petróleo producto de una creciente sustitución por gas natural, hidro nucleoelectricidad y carbón mineral y por la recesión económica.

Esta mayor participación de las fuentes sucedáneas se logra por la mayor captación de gas por mejoras en la red de transporte y distribución, la incorporación de la Central Hidroeléctrica de Alicurá, el completamiento del parque de turbinas de la represa de Salto Grande y la central nuclear de Embalse. Se comienzan obras como la represa de Piedra del Aguila y Yaciretá y los estudios de las represas del Paraná medio y Corpus. La tercera central nuclear Atucha II continúa con las obras pero todos estos proyectos se enfrentan con las dificultades de financiamiento derivados de la situación económica general y en consecuencia sufren los retrasos que produce esta situación. El gas natural tiene prioridad por las posibilidades a corto plazo de llegar a los usuarios y se inicia, en consecuencia, en 1987 el gasoducto troncal NEUBA que se pone en operación a mediados de 1988.

En derivados de petróleo se concluye también la planta de mayor conversión de la destilería Luján de Cuyo y se encuentra próxima a entrar en operación una planta de similares características en la destilería La Plata. Estas plantas permitirán obtener livianos con menores cantidades de crudo a procesar.

No obstante, en el aspecto institucional, se retoma la política de transferir al sector privado áreas petroleras sobre la base del argumento que el Estado no está en condiciones de financiar las inversiones que supone esa actividad entrando en contradicción con la política de precios oficiales de la energía que se mantienen en niveles bajos en función del objetivo anti-inflacionario del gobierno. La transferencia de áreas petroleras al sector privado supone por el contrario el reconocimiento de mayores precios y ventajas que las otorgadas a la empresa estatal.

d) Observaciones y comentarios a la política energética

Se ha ubicado el análisis de la política sobre el consumo y la producción de energía en el contexto más general de la estructura del sistema energético. A partir del análisis de la evolución de la estructura de éste último y de las relaciones de causa-efecto que ha sido posible detectar se han buscado identificar los rasgos predominantes que muestran la convergencia o divergencia entre los enunciados de la política y los resultados.

En general, puede decirse que la política ha sido consistente en cada período analizado con el objetivo de autoabastecimiento pero el mismo pudo alcanzarse solo en la medida que los recursos energéticos estuvieron disponibles. En el caso del petróleo, los recursos parecen haber alcanzado reducidas posibilidades de expansión debido a las limitadas inversiones realizadas en exploración. Por su parte, el costo de exploración supone en algunos períodos algún tipo de evaluación sobre cómo alcanzar igual objetivo de abastecimiento con fuentes alternativas.

En el período analizado, el enfoque de los gobiernos militares del período 70-72 y 76-83, fue suponer que los recursos estaban disponibles y presionaron sobre la producción de petróleo sin el correlativo esfuerzo en la exploración hasta reducir de 17 a 13 años el horizonte de reservas. La intensidad del consumo sobre las reservas se mantuvo elevada como consecuencia de suponer que este era una expresión inmutable a los precios oficiales y que estos últimos representaban el equilibrio en la asignación de recursos. No obstante generaron inflación y deuda externa a partir del déficit financiero de las empresas del estado que se cubría con emisión monetaria y préstamos internacionales.

El abastecimiento de petróleo fue tratado como un elemento estanco dentro del sistema y circunstancialmente tuvo contribuciones de otras fuentes como el gas natural, la hidro y nucleoelectricidad. Las contribuciones de estos últimos emprendimientos pueden más atribuirse al empuje aislado de las empresas que a decisiones del poder político que carecía de una visión integral del tema o al menos de la intención de llevar a cabo lo expuesto en el discurso como lo demuestran después los hechos. En estos períodos no se aprecian los efectos de una política energética integral sino las que derivan de la política petrolera en particular.

En lo institucional, en ambos períodos existen aspectos comunes relativos a la participación privada pero debe distinguirse el esquema del primer período militar del segundo. En el primero predominó un concepto más nacional y con una estrategia de abastecimiento basada en la seguridad nacional que tenía su soporte en las empresas estatales con acompañamiento del sector privado, mientras que en el segundo rigió el concepto de que las empresas estatales no debían hacer lo que podían los privados, lo que implicó la transferencia a "vil precio" de actividades en manos del Estado. No obstante, la Ley de Hidrocarburos fue realizada por el gobierno militar que se inicia en 1966 y termina en 1972, con una amplitud tal que dejó librado al criterio de los decisores políticos aspectos que posibilitaron los hechos del segundo gobierno militar.

En general, durante los gobiernos constitucionales 1973-75 y 1984 hasta el presente, el objetivo de abastecimiento también estuvo presente pero sobre la base de una disminución del consumo de petróleo basado en la sustitución de este por otras fuentes energéticas y de estas por las más abundantes y las renovables -gas natural, hidro y nucleo electricidad y carbón mineral-.

La política de precios de la energía estuvo en consecuencia dirigida a convalidar el proceso de sustitución. La efectiva reducción del consumo de petróleo en ambos períodos implicó inicialmente menores esfuerzos de inversión para el Estado pero en el primer período la producción disminuyó mas que el consumo, requiriéndose importar mayores volúmenes a los elevados precios que generó la crisis internacional de 1973 y en el último período los aún bajos precios oficiales en relación a los costos revirtieron sobre las empresas estatales generando déficits que luego debió cubrir el Tesoro Nacional.

El concepto difiere sustancialmente del aplicado durante los gobiernos militares pero en las instrumentaciones se pueden advertir problemas de sincronización y organización que tuvieron efectos negativos sobre el sector energético y también sobre el resto de la economía.

Desde el punto de vista institucional se advierten diferencias en las propuestas de ambos períodos constitucionales. Durante el gobierno peronista, 1973-75, el objetivo fue nacionalizar todas las etapas de la actividad y cambiar la Ley de Hidrocarburos. Durante el gobierno radical, 1984 hasta el presente, la actividad energética descansa inicialmente en las empresas estatales pero acompañadas de la actividad privada para luego deslizarse hacia el concepto de subsidiaridad del Estado.

Los resultados de un extremo a otro del período analizado muestran sin embargo un cambio estructural importante. La participación del consumo de gas pasa del 17% al 32%, en Hidroelectriciad de 1% al 13% en Nucleoelectricidad de 0% a 3% , en petróleo de 71% a 46% y disminuye en carbón mineral de 3% a 2% y en combustibles vegetales de 7% a 4%. La evolución de estos cambios puede observarse en el cuadro 2.2.1.

El concepto difiere sustancialmente del aplicado durante los gobiernos militares pero en las instrumentaciones se pueden advertir problemas de sincronización y organización que tuvieron efectos negativos sobre el sector energético y también sobre el resto de la economia.

Desde el punto de vista institucional se advierten diferencias en las propuestas de ambos períodos constitucionales. Durante el gobierno peronista, 1973-75, el objetivo fue nacionalizar todas las etapas de la actividad y cambiar la Ley de Hidrocarburos. Durante el gobierno radical, 1984 hasta el presente, la actividad energética descansa inicialmente en las empresas estatales pero acompañadas de la actividad privada para luego deslizarse hacia el concepto de subsidiaridad del Estado.

Los resultados de un extremo a otro del período analizado muestran sin embargo un cambio estructural importante. La participación del consumo de gas pasa del 17% al 32%, en Hidroelectriciad de 1% al 13% en Nucleoelectricidad de 0% a 3% , en petróleo de 71% a 46% y disminuye en carbón mineral de 3% a 2% y en combustibles vegetales de 7% a 4%. La evolución de estos cambios puede observarse en el cuadro 2.2.1.

CUADRO Nº 2.2.1.

ESTRUCTURA DEL CONSUMO APARENTE DE ENERGIA

	1970	1973	1975	1984	1986
Petróleo	71.1	68.2	61.9	49.3	45.8
Gas Natural	17.5	21.1	22.8	29.6	31.5
Carbón Mineral	3.0	2.1	3.1	1.3	2.3
Hidroelectricidad	1.4	2.6	4.3	12.8	13.1
Combustibles Veget.	7.0	6.0	6.0	4.5	4.3
Energía Nuclear	-	-	1.7	2.5	3.0
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Mill. de Tep.	29.8	34.2	35.2	44.1	45.5

Fuente: Secretaría de Energía.

CUADRO Nº 2.2.2.

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION DE ENERGIA

	1970(*)	1973	1975	1984	1986
Petróleo	68.1	65.3	61.6	51.7	48.7
Gas Natural	22.2	24.9	25.8	31.5	32.9
Carbón Mineral	1.2	0.8	0.9	0.6	0.5
Hidroelectricidad	1.4	2.6	3.9	9.8	10.8
Combustibles Veget.	7.1	6.4	6.1	4.1	4.2
Energía Nuclear	-	-	1.8	2.3	2.9
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Mill. de Tep.	29.7	31.8	32.2	47.9	47.1

Fuente: Secretaría de Energía.

CUADRO Nº 2.2.3.

ESTRUCTURA DE LAS RESERVAS Y POTENCIALES ENERGETICOS

	1966	1970	1973	1975	1984
Petróleo	29.9	23.2	19.0	13.1	11.2
Gas Natural	15.4	10.3	9.4	5.9	20.3
Carbón Mineral	17.1	10.7	9.3	6.3	5.8
Hidroelectricidad	21.4	28.5	40.2	59.4	53.8
Combustibles Veget.	3.4	2.1	1.5	1.1	2.0
Uranio	12.8	25.2	20.2	14.1	6.9
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Mill. de Tep.	1029	1479	1804	2720	2958

Fuente: Secretaría de Energía.

CUADRO Nº 2.2.4.

INTENSIDAD DEL CONSUMO DE ENERGIA
CONSUMO/RESERVAS

	1970	1973	1975	1984
Petróleo	6.2	6.8	6.1	6.5
Gas Natural	3.4	4.3	5.0	2.1
Carbón Mineral	0.6	0.4	0.6	0.3
Hidroelectricidad	0.1	0.1	0.1	3.5
Combustibles Veget.	6.7	7.6	7.1	3.4
Uranio	-	-	0.2	5.4

Fuente: Sobre la base de datos de la Secretaría de Energía.

II.- PRECIOS DEL PETROLEO Y SUS DERIVADOS

1.-La política petrolera

Habiéndose analizado la politica energética general en el apartado I.2.2. parece conveniente, por razones metodológicas, analizar la política petrolera dirigida a cada una de las etapas de la actividad y luego tratar de contrastar las medidas parciales con respecto a las generales y los resultados alcanzados.

El desarrollo realizado en este apartado no pretende ser exhaustivo. La falta de manifestaciones claras de la política petrolera en algunos períodos y la dispersión de enunciados exigiría un esfuerzo de recopilación que implica un trabajo en sí mismo. No obstante, se han relevado los enunciados principales difundidos por distintos medios.

También se ha buscado presentar los hechos a partir de un esquema de conjunto que permita a aquellos lectores que no esten compenetrados con las características singulares de este sector tener una rápida visión global de los aspectos más relevantes que en un estudio de precios del petróleo y sus derivados no puede ser evitado.

Los enunciados y sus interpretaciones han intentado ser fieles al discurso buscando identificar y caracterizar la concepción en cada período de gobierno para luego plantear los aspectos que aparecen como discutibles respecto a las propuestas.

Se advierte, sin embargo que el método empleado también tiene su desventaja toda vez que un análisis secuencial de los hechos que no tenga en cuenta la inercia de las decisiones pasadas puede dar lugar a imputar logros que son circunstanciales en el período que se alcanzaron.

La política petrolera argentina tampoco puede comprenderse sin un análisis de los planes de gobierno y las manifestaciones de las autoridades energéticas que han dado lugar a los instrumentos legales que luego han servido de soporte a las decisiones que se han tomado.

1.1.- La Ley de Hidrocarburos (*)

Durante el período 1970-86, el soporte legal de los gobiernos respecto a las decisiones en la actividad petrolera fué la Ley de Hidrocarburos. Su

---

(*) Ley Nro. 17319/67. Los fundamentos sobre la Ley pueden verse en el Mensaje del Secretario de Energía J.M. Gotelli de junio de 1967.

principal objetivo, a la luz de los argumentos de quienes la habían propuesto, fué posibilitar a breve plazo el autoabastecimiento de petróleo e independizar al país de las fuentes externas de abastecimiento, abriendo el sector a la participación de empresas privadas nacionales y extranjeras. Para ello se establecía un nuevo régimen de exploración-explotación y los principios que regulaban la refinación y la comercialización de petróleo y derivados.

Exploración-Explotación

La Ley establece que el dominio de los yacimientos se mantiene en el patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional (*). También prevé la actuación de la empresa estatal y el concurso de la actividad privada en la exploración y explotación de hidrocarburos a través de contratos para el desarrollo de las áreas otorgadas a YPF o mediante concesiones temporales con plazos determinados.

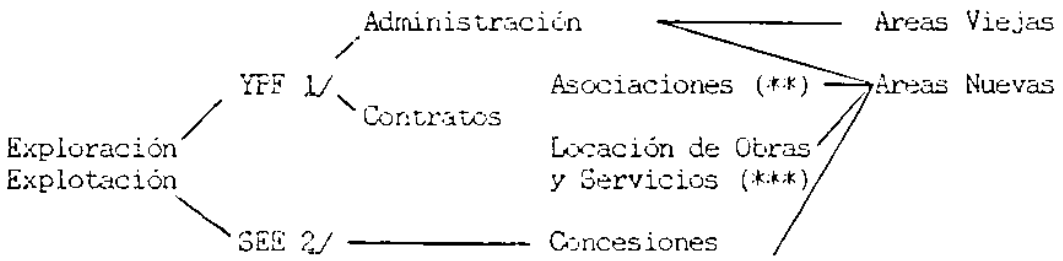
La empresa estatal puede realizar su actividad en forma directa (Administración) o mediante contratos (Locación de Obras o Asociaciones) quedando a cargo de YPF, para su exploración y explotación, las áreas inicialmente reservadas que se estimaba incluían prácticamente todas las áreas exploradas y comprobadas.

La actividad privada, por su parte, mediante el régimen de contratos y concesiones tendría la posibilidad de explorar la plataforma continental y el territorio no cubierto por las reservas estatales. Las empresas privadas afrontarían las inversiones y los riesgos de la exploración-explotación tanto en calidad de contratistas como concesionarios reconociéndoseles los beneficios que se generaran en los yacimientos comercialmente explotables que descubrieran.

(*) "La declaración de que los yacimientos corresponden al dominio público del Estado Nacional, persigue conceder al Poder Ejecutivo el máximo de determinación política respecto al uso de los yacimientos. La Ley le franquea al Poder Ejecutivo todas las posibilidades de actuar y determinar la dimensión deseada de las explotaciones correspondientes al Estado o a los particulares. Esta es posiblemente la más grande diferencia que puede señalarse con las regulaciones precedentes en materia de producción...La Ley 17319 se limita a señalar procedimientos liberando al Poder Ejecutivo de normas estrictas u obligatorias en su actuar...A este poder le corresponderá dentro de márgenes de actuación amplios fijar las directivas concretas" E. Pigretti "Los hidrocarburos antes y después de la Ley 17319". Esto fué ratificado por la Suprema Corte de Justicia en el caso de la Provincia de Mendoza contra la Nación. Agosto de 1988.

El Estado, a su vez, se beneficia con los cánones y las regalías que pagarían los permisionarios y los concesionarios (*). La conducción política de la actividad se ubica en el gobierno central y no en las provincias productoras, que participarían exclusivamente en el derecho a percibir regalías. Las empresas, estatal y privadas, pasan a ser las ejecutoras de los Planes de Acción o de sus Contratos respectivamente.

En resumen, se posibilitaban las siguientes alternativas:



1/Yacimientos Petrolíferos Fiscales
2/ Secretaría de Estado de Energía.

(*) La participación del Estado se preveía del 55% en los beneficios de los concesionarios y un régimen tributario específico para los contratistas.

(**) Si la asociación es bajo la forma de sociedades mixtas, Ley 12161, o de asociación simple que no haga perder a YPF su identidad, la actuación de la Sociedad podrá orientarse a la explotación de las áreas reservadas al Estado. Si la asociación da lugar a una persona jurídica diferente será tratada como una persona particular y en consecuencia deberá dirigir su actividad a las otras áreas destinadas a la explotación particular. E. Pigretti "Op.cit.".

(***) YPF queda autorizada a suscribir este tipo de contratos de igual modo que lo hizo con la Ley 14773, estando limitada al perímetro que el Poder Ejecutivo determine como área reservada a esta. E. Pigretti "Op.cit.".

Aparentemente, por el espíritu del discurso YPF trabajaría sobre las áreas viejas (reservas descubiertas) y áreas nuevas (reservas no descubiertas) y las empresas privadas exclusivamente sobre áreas nuevas (*). Esto en los hechos posteriores, dada la amplitud de la Ley, tuvo otros desarrollos.

Comercialización de crudos

YPF mantiene la propiedad del petróleo en áreas que explota con personalidad jurídica propia y los particulares son igualmente dueños del petróleo extraído en sus concesiones. En consecuencia, la propiedad de tales productos permite a los particulares intervenir en el mercado interno, pero el Poder Ejecutivo podrá fijar los criterios que regirán las operaciones en el mismo a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país. Se excluye así la posibilidad de convenios entre los oferentes o la competencia entre estos (**).

Las importaciones y exportaciones deben ser también reguladas por el Poder Ejecutivo. Las importaciones deberán tener como objetivo satisfacer las necesidades del país en el caso que no pueda hacerlo con sus propios yacimientos. Las exportaciones solo podrán ser autorizadas cuando no se requieran los hidrocarburos para las necesidades internas.

Precios del crudo

El Poder Ejecutivo queda autorizado a establecer los precios del petróleo crudo, este valor debe ser semejante al del petróleo crudo internacional. Excepcionalmente la Ley autoriza, en casos de sobrevaloración de los precios internacionales, a fijar el valor del petróleo crudo nacional.

Respecto a los precios de exportación, la Ley establece que deberán fijarse precios comerciales razonables, sin especificar los alcances de este último término.

Refinación

Se establece la obligatoriedad del consumo de petróleo de origen nacional en las refinerías del país, mientras razones técnicas no impongan lo contrario y el autoabastecimiento no se haya producido.

(*) Las expresiones de deseo precedentes fueron extraídas del Mensaje del Secretario de Energía y Minería L.M. Gotelli sobre la nueva Ley de Hidrocarburos. Rev. Petrotecnia. IAP. Bs.As. Junio 1967.

(**) En base a E. Pigretti "op.cit.".

Observaciones sobre la Ley de hidrocarburos

Desde el punto de vista jurídico institucional la Ley de Hidrocarburos centraliza y delega atribuciones que de YPF pasan al Poder Ejecutivo y permite una política legal más flexible para que YPF establezca relaciones con entidades privadas con control del Poder Ejecutivo (*).

Desde el punto de vista económico-financiero aparecen inconsistencias importantes. En primer lugar los precios de frontera no garantizan el funcionamiento del mercado interno en condiciones de competencia como hubiera sido probablemente el deseo de quienes promovieron la Ley. Este esquema, aún sin otras regulaciones no garantiza el libre juego del mercado interno ya que, la diferencia entre el precio que se obtendría en el mercado interno y el internacional que es la referencia para los precios oficiales de los crudos nacionales determina una renta excedente que la Ley no establece como se distribuirá. En consecuencia, los oferentes pudiendo vender al precio internacional no resignarán esas rentas.

En segundo lugar, la fijación de un precio interno menor al internacional también implica una regulación que puede determinar puntos de equilibrio negativos en explotaciones que pudiendo producir a costos por debajo del precio internacional pero mayores que el precio oficial deben o deberían cesar su producción. Esto lleva a que, ante la alternativa de importar a mayor precio que el interno, se deban subsidiar algunas explotaciones mediante precios diferenciales o mediante desgravaciones impositivas, pagos de regalías y cánones o bien mediante aportes directos del Tesoro Nacional (**).

A esto hay que agregar las distorsiones que se introducen en el sistema económico por permitirle al Poder Ejecutivo la distribución de áreas sin fijar criterios precisos que permitan definir la conveniencia económica para el país, por ignorar entre otros los impactos futuros sobre el balance de pagos y distribución de beneficios entre las partes intervinientes (Particulares, YPF, Estado) en donde además concurren factores tales como el poder de negociación de las partes que en el caso argentino se caracterizan por ser inexistentes al elegirse la mejor oferta restringida a unos pocos parámetros que no revelan esos impactos (***).

(*) E. Pigretti "op. cit."

(**) Esto obliga a que un precio menor que el internacional deba tener como piso el costo medio ponderado de largo plazo de las explotaciones y no el marginal como postulan los economistas ortodoxos neoclásicos, si se tiene en cuenta que la referencia en este caso es la Empresa Estatal cuyo objetivo no es maximizar beneficios sino abastecer el consumo bajo condiciones de calidad y seguridad en la prestación.

(***) Esto puede verse en las condiciones establecidas en las Licitaciones que carecen del soporte de un análisis previo de los impactos de cada proyecto sobre el país, la empresa estatal y las finanzas públicas.

O las regulaciones introducidas en la distribución de crudos sobre la base de principios de equidad cuyo contenido es de dudosa y difícil cuantificación, existiendo razones técnicas y de orden económico-financiero que hubieran permitido una asignación más eficiente que las que establece la Ley.

Por último, cuando se habla de riesgo minero como restricción casi fatal -desde el punto de vista financiero- para no encomendar a YPF la exploración de todas las cuencas sedimentarias del país, se olvida que precisamente en ese riesgo minero se basan las ganancias nada despreciables que brinda la industria petrolera a nivel mundial (*).

Estos aspectos, jurídicos y económico financieros, sumados a un contexto de inestabilidad política, donde la confrontación de las ideas difícilmente pudo concretarse, explican por sí los hechos posteriores, donde los particulares entraron en colisión con el Estado por penetrar en sus áreas bajo el argumento de la mayor eficiencia privada.

En ese contexto, también cabe preguntarse si las soluciones propuestas por los organismos internacionales sobre asignación de recursos mediante "precios de eficiencia" serían viables, al margen de la discusión que suscitan al interior de las propuestas sus propias inconsistencias (**).

(*) V. Bravo "Legislación de los Hidrocarburos en Argentina" Fundación Bariloche 1971.

(**) H. Pistonesi "Precios y Tarifas de la Energía - Un análisis de las propuestas marginalistas" IDEE. Bariloche. 1986.

1.2.-Política Institucional

Entre 1970-72 el gobierno enunciaba la necesidad de reservar para el Estado aquellas actividades que no resultaran de interés para la actividad privada o que requirieran su intervención por razones de interés nacional. Se mantendría a cargo del Estado, bajo control mayoritario y absoluto, a Yacimientos Petrolíferos Fiscales sin perjuicio de eventuales privatizaciones de unidades independientes que no afectaran su estructura (*).

A partir del cambio de autoridades producido en 1970, tanto la Secretaría de Energía como en YPF, se nota un retorno al ciclo de la política energética que acentúa la participación de YPF que ha dado en llamarse de sentido nacional y que estuviera interrumpida desde junio de 1966 (**).

En 1973 el Ministro de Hacienda y Finanzas del reciente gobierno constitucional señalaba que la grave situación que el país enfrentaba en infraestructura obligaba a la rápida elección de una estrategia que se definía en favor del sector energético. Institucionalmente el funcionamiento del sector se consolidaría a partir del monopolio estatal mediante la nacionalización de los recursos energéticos, su explotación y comercialización, estableciendo además que los mismos son propiedad inalienable e imprescriptible de la Nación.

Se enunciaba asimismo que, dentro de ese marco, se estaba elaborando una nueva Ley de Hidrocarburos que tenía por finalidad que la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de petróleo, gas natural y derivados sean realizados exclusivamente por YPF y Gas del Estado o sus agentes (***).

Se buscaba de este modo afirmar el control del Estado en las decisiones en materia de energía con independencia de ingerencias externas y en especial de las empresas internacionales (****).

(*) Decreto 46/70 y 558/70 y Plan Nacional de Desarrollo y Seguridad 1971-75. Bs. As. 1971.

(**) V. Bravo "Legislación de los Hidrocarburos en Argentina" Fundación Bariloche 1971.

(***) Mensaje del Ministro de Hacienda y Finanzas J.B. Gelbard el 31 de julio de 1973.

(****) Según el Acta de Coincidencias firmada por los partidos políticos que participaban de estos objetivos.

La actividad empresaria privada quedaba subordinada al Estado a través de las empresas públicas de energía. Las empresas privadas actuarían como contratistas locatarias de obras y servicios, pactados a precio cierto y fijo expresados en moneda argentina, que no impliquen en los hechos consecuencias similares a las de una concesión y que no importen delegar prerrogativas y facultades inherentes al servicio público (*). Se centralizaba además, la planificación y la definición de políticas de energía en la Secretaría de Energía.

Al asumir en 1976, el Ministro de Economía expone al país su programa de gobierno (**). La concepción enunciada que enmarca su política institucional era que el Estado no debía ejercer su actividad más que en forma complementaria y subsidiaria del individuo y de las organizaciones sociales intermedias (***). Lo expuesto significaba que el Estado no debía intervenir en la actividad de la empresa privada, anulando los mecanismos de mercado o sustituirlo por complicadas reglamentaciones oficiales.

En líneas generales se planteaba que, en las empresas que debieran mantenerse en el área estatal, debería exigirse una reorganización legal, financiera, administrativa y contable para ponerlas en condiciones de actuar en el mismo nivel de eficiencia y agilidad que las empresas privadas (****).

Con este marco de referencia y las medidas enunciadas por el Secretario de Energía se intentaba poner a YPF en competencia con las empresas privadas con el objeto de convertirla en una empresa eficiente en modo análogo a estas. Se establecía además que tanto la empresa estatal como las privadas serían las ejecutoras de la política petrolera dictada por el Estado Nacional (*****). En 1977 se emite el "Plan Energético Nacional" que se desarrolla sobre estas premisas (******).

(*) Plan Trienal para la Reconstrucción y Liberación Nacional-Plan Energético 1974-77. Junio 1974.

(**) Mensaje del Ministro de Economía J.A. Martinez de Hoz denominado "Programa de Recuperación, Saneamiento y Expansión de la Economía Argentina". 19 de abril de 1976.

(***) Esto fué ratificado por las Bases Políticas del Proceso Militar. Diciembre 1979.

(****) En 1977 se transforma el régimen jurídico de YPF que pasa de Empresa del Estado a Sociedad del Estado -Ley 20705 y Decreto 1080/87-. Esto implicaba que a partir de ese entonces la Sociedad debía regirse por sus Estatutos y cumplir con la Ley de Sociedades.

(*****) Mensaje del Secretario de Energía G.O. Zubarán. Mayo 1976.

(******) Secretaría de Energía "Plan Energético Nacional 1977-1985" Junio 1977.

En 1982 el Ministro de Economía eleva a la consideración del Poder Ejecutivo un Anteproyecto de Ley sobre producción y comercialización de hidrocarburos (*) que intenta plasmar legalmente la concepción privatista del gobierno. Esta se fundamentaba en que la regulación del Estado había provocado precios políticos que fomentaron el sobreconsumo y el despilfarro energético y en consecuencia proponía liberar los precios de las distintas etapas del proceso productivo y las restricciones legales que impedían la libre entrada de empresas privadas interesadas en la actividad petrolera.

El período 1984-86 se inicia con pautas provenientes de los enunciados en la plataforma política que condiciona inicialmente la acción del nuevo gobierno. Dentro de estos el Estado debe asumir la función de formular la política energética sobre la base del argumento que dicha función ha sido reconocida por los países europeos, especialmente a partir del embargo petrolero. La autoridad política debe, en consecuencia, tener amplias facultades operativas, de control y policía sobre la ecuación energética.

En este contexto la actividad privada tendría su inserción a partir de la industria proveedora nacional de equipamientos y servicios. También desarrollaría una actividad complementaria a la emprendida por YPF (**). YPF sería la empresa líder en petróleo con el apoyo del gobierno para que alcance la fortaleza técnica y económica necesaria que garantice el autoabastecimiento (***).

Como se advierte, en este contexto de enunciados existen entre períodos de gobierno posiciones contrapuestas, que incluso llegan a manifestarse al interior de cada período analizado. Esto puede comprenderse mejor si se tiene en cuenta la inestabilidad institucional que entre 1970 y 1986 tuvo la conducción del Estado y la cantidad de personas que intervinieron, desde presidentes de la República hasta Presidentes de YPF, como se ilustra en el Gráfico Nro. 1.1. No obstante, por razones de simplicidad se han omitido los Ministros de Economía y de Obras y Servicios Públicos, Presidentes del Directorio de Empresas Públicas, Secretarios de Energía y Sindicatura de Empresas Públicas que en cada período y según fuera la organización del Estado han intervenido o influído en las decisiones de la empresa estatal.

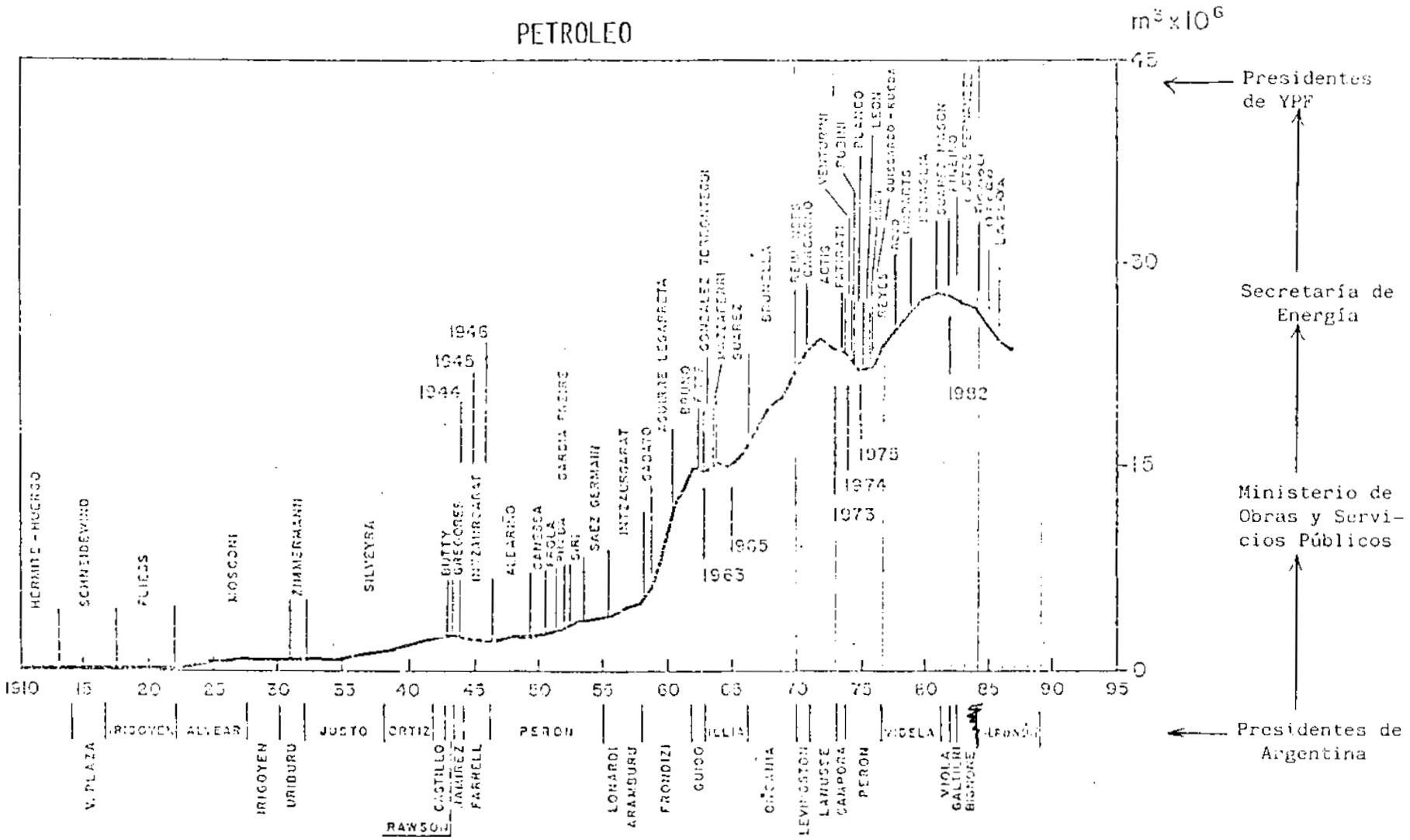
Por el contrario las empresas privadas muestran estabilidad institucional y un crecimiento en número y resultados importante que pueden imputarse más que nada a la estabilidad mencionada y no como suele argumentarse tan frecuentemente a la eficiencia privada, ya que en el período analizado también han sido numerosos los casos de quiebras fraudulentas, vaciamientos e incumplimientos contractuales de estas empresas.

(*) Publicado en el Cronista Comercial el 22 de marzo de 1982.

(**) También fué manifestado por el Presidente R. Alfonsín en su exposición en el IAE, en su segundo aniversario, donde destacó que YPF es en definitiva uno de los pivotes sobre los cuales la actividad petrolera privada proveedora de bienes y servicios deberá ordenadamente basar su crecimiento.

(***) Entrevista al Secretario de Energía C. Storani. Petrotecnia. Julio 1984.

PRODUCCION HISTORICA



YPF – GERENCIA DE MINERIA Y GEOLOGIA DE EXPLOTACION – CARTOGRAFIA 1982

1.3.-Politica de Exploración - Explotación

Entre 1970-72 el gobierno enunciaba la necesidad de mantener actualizado el relevamiento de los recursos naturales complementando la acción del Estado con la del Sector Privado. Se reconocía la necesidad de realizar importantes esfuerzos exploratorios debido a que el nivel de reservas era limitado (*).

A fines de 1970 el volumen de reservas comprobadas era de 250 millones de metros cúbicos estimándose que las ubicaciones disponibles para pozos de explotación alcanzaban para satisfacer los incrementos del consumo de los próximos dos años. El esfuerzo exploratorio debía en consecuencia incrementar las reservas comprobadas entre 12 y 15 años la relación reservas-producción (**).

Los resultados sin éxito de los permisos de exploración otorgados bajo el régimen de la Ley de Hidrocarburos a empresas privadas requería, en el corto y mediano plazo, la urgente necesidad de incrementar las reservas comprobadas a través de YPF a fin de no hacer depender el autoabastecimiento del grado de receptividad de las empresas privadas a los concursos de áreas. En el largo plazo las empresas privadas complementarían el esfuerzo de la empresa estatal como resultado de su incursión en las etapas de riesgo de la exploración (***).

Para lograr un mayor aporte a la producción, en el mediano plazo se recurriría a procesos de recuperación secundaria previéndose licitar áreas ya explotadas por métodos primarios de rendimientos muy bajos o nulos esperándose para 1975 que entre el 30% al 35% de la producción nacional fuera cubierta por crudos provenientes de esas explotaciones (****).

No obstante lo expuesto, entre 1967 y 1972, se evidencia una acción de las empresas privadas que da lugar a la transferencia de áreas de YPF violando el espíritu de la Ley de Hidrocarburos al realizarse contratos de exploración-explotación en las cuales seguramente ya había realizado trabajos la empresa estatal (*****).

(*) Decreto 46/70 y 558/70 y Plan Nacional de Desarrollo y Seguridad 1971-75. Buenos Aires. 1971.

(**) Conferencia de Prensa del Secretario de Energía J.F. Haiek. Bs.As. 27 de enero 1971.

(***) J.F. Haiek "op. cit."

(****) En 1976 se había alcanzado apenas el 10.8%. Boletín de Combustibles. Secretaría de Energía.

(*****) De los cinco contratos realizados cuatro resultaron positivos.

Los resultados pueden sintetizarse en el siguiente diagrama:

			Período	Nº	Producción Miles m^3 1970	Producción Miles m^3 1972	Pozos5/ 1970	Pozos5/ 1972	Producción m^3/día/pozo 1970-72
Exploración Explotación	YPF	Administración			15380	17583	4055	4044	11.2
	YPF	Contratos	A 1967	4 1/	5302	5476	974	1151	18.9
			1967-72	5 2/	1919	1953			
	SEB	Concesiones	A 1967	4 3/	197	181	294	274	1.8
			1967-72	21 4/	-	-			
			Producción 6/		22798	25193	5323	5469	12.2
			Reservas7 7/		392494	394311			
			Res/Prod.		17.2	15.7			

1/ Amoco (Cerro Dragón); Amoco (Meseta Catorce y El Escorial); CADIPSA (El Valle); Cities Service (La Ventana V. Muerta). Son contratos de explotación que se originan en el año 1958 bajo el régimen de la Ley 13774

2/ Ver Cuadro Nº 2.1.2. Son básicamente contratos de explotación que se originan bajo el régimen de la Ley 17319/67.

3/ SHELL CAPSA; ASTRA S.A.; Petroquímica E.N.; El Sosneado. Son las viejas concesiones otorgadas en 1935 bajo el régimen del Código de Minería.

4/ Ver Cuadro Nº 2.1.1. Son permisos de exploración susceptibles de convertirse en concesiones al amparo de la Ley 17319/67

5/ En producción efectiva al fin de cada año.

6/ Total País

7/ Remanentes Recuperables

Estos resultados fueron producto del enfoque de adaptación de la producción al consumo, sobre la base de que este no podía ser modificado. El esfuerzo productivo fué absorvido por YPF que incrementó la producción a un ritmo del 6.6% acumulativo anual en el período mientras que los contratistas, que tenían pozos de mayor rendimiento, incrementaron la producción en 1.4%. De todos modos la política instrumentada partía de una información de reservas recuperables menor que la que se conoce actualmente para la misma época. Los enunciados relativos a incrementarlas no tuvieron su correspondencia con las inversiones realizadas como se observa en la caída de la relación reservas producción en el período.

En el período 1973-75 se modifica la política de corto plazo del abastecimiento petrolero por una concepción integral introduciéndose los conceptos de sustitución entre fuentes (derivados de petróleo por gas natural). Esto llevará a estimar menores necesidades de crudo y simultáneamente a adoptar medidas tendientes a aumentar las reservas de petróleo en áreas nuevas con el objeto de frenar el proceso de declinación de la producción.

En el largo plazo se profundiza el proceso de sustitución a partir de los cambios estructurales en los equipamientos de abastecimiento (hidro y nucleoelectricidad y carbón) (*) mientras que por el lado del consumo se preveía favorecer el transporte colectivo de personas y el transporte de cargas por ferrocarril con el fin de disminuir el parque automotor y modificar su estructura mediante una disminución progresiva de su potencia. El elemento dinamizador de esta política eran los precios relativos de los combustibles.

La política de contratación se orienta hacia la modalidad de la locación de obras y servicios, con preferencia con empresas de capital nacional, respetándose los contratos existentes y no autorizándose para el futuro el otorgamiento de concesiones. En el período analizado se verifica la siguiente evolución:

			Período	Nº	Producción Miles m^3 1973	Producción Miles m^3 1975	Pozos 5/ 1973	Pozos 5/ 1975	Producción m^3/día/pozo 1973-75
Exploración Explotación	YPF	Administración			17326	16824	4084	4326	11.1
	YPF	Contratos	A 1967	4 1/	5305	4631	1222	1220	14.7
			1967-72	5 2/	1645	1554			
			1973-75	-	-	-			
	SEE	Concesiones	A 1967	4 3/	165	159	274	274	1.6
			1967-72	21 4/	-	-			
			1973-75	-	-	-			
			Producción 6/		24441	22368	5580	5820	11.4
			Reservas 7/		398683	389979			
			Res/Prod.		16.3	17.0			

1/ Amoco (Cerro Dragón); Amoco (Meseta Catorce y El Escorial); CADIPSA (El Valle); Cities Service (La Ventana V. Muerta). Son contratos de explotación que se originan en el año 1958 bajo el régimen de la Ley 13774

2/ Ver Cuadro Nº 2.1.2. Son básicamente contratos de explotación que se originan bajo el régimen de la Ley 17319/67.

3/ SHELL CAPSA; ASTRA S.A.; Petroquímica E.N.; El Sosneado. Son las viejas concesiones otorgadas en 1935 bajo el régimen del Código de Minería.

4/ Ver Cuadro Nº 2.1.1. Son permisos de exploración susceptibles de convertirse en concesiones al amparo de la Ley 17319/67

5/ En producción efectiva al fin de cada año.

6/ Total País

7/ Remanentes Recuperables

(*) J.B. Gelbard "op. cit".

Como consecuencia de la política del período 1973-75 la estructura del consumo de petróleo se modifica en forma significativa quebrando la tendencia con lo cual la producción de crudo acompañó esta situación. Sin embargo, las dificultades de sincronización de esta política en tan corto lapso determinaron que la caída de la producción fuera mayor que lo esperado lo que llevó a la necesidad de importar petróleo disminuyendo así el grado de autoabastecimiento que se había alcanzado en el período anterior.

Simultáneamente, en el otro extremo de la cadena se realizó en los primeros años de gobierno una agresiva política de sísmica marina y terrestre así como perforaciones de pozos de exploración cuyos resultados tampoco podían visualizarse a corto plazo. A todas estas tareas concurrió la actividad privada mediante contratos de servicios.

La falta de descubrimientos de buen rendimiento determinó que estos disminuyeran en el período, en particular, en los yacimientos explotados por empresas privadas. Pero la política de sustitución del consumo de derivados por otras fuentes mejoró la relación reservas-producción del período.

Entre 1976 y 1983 se modifica la política de exploración-explotación retornándose al análisis del abastecimiento energético a partir de la producción de petróleo, donde además el tratamiento de las fuentes energéticas se analiza en compartimentos estancos, sin interrelaciones ni influencias mutuas. Se proyectan así los consumos futuros ignorándose los procesos de sustitución de las fuentes en los usos energéticos, aún cuando se plantea la necesidad de sustituir combustibles fósiles por fuentes de energía renovables, los objetivos se centran al nivel del abastecimiento.

Los incrementos en la producción de petróleo estaban destinados a la urgente necesidad de lograr el autoabastecimiento. Estos incrementos, partían de una primera prioridad cual era acelerar la recuperación secundaria para frenar la caída de la producción así como la concentración de esfuerzos en la exploración para contrarrestar la caída de reservas (*).

La causa de la necesidad de incrementar la producción interna, para el gobierno recientemente asumido, radicaba por un lado en las dificultades de abastecimiento que generaba el embargo petrolero de los países de la OPEP y en los impactos que este generaba a través de los mayores precios de las importaciones sobre el balance de pagos (*).

(*) J.A. Martínez de Hoz "op.cit.".

Los actores de este proceso serían básicamente los particulares produciéndose así otro cambio sustancial respecto a la política institucional del período anterior. YPF en consecuencia, debía llamar a licitación para la contratación de empresas privadas que debían tomar a su cargo las tareas de, recuperación secundaria, extracción primaria en áreas con exploración ya finalizada y que YPF no estuviera en condiciones de encarar de inmediato, la operación de yacimientos de baja producción que fueran anti-económicos para YPF o empresas privadas grandes y subcontratar en los yacimientos en operación la mayor cantidad de tareas transfiriendo las dotaciones de personal (*).

La política de aumento de la producción comienza a concretarse por dos vías: YPF y Secretaría de Energía. Con respecto a YPF a partir de la autorización expresa del Poder Ejecutivo para extender a los contratistas de explotación, hasta un máximo del 100%, las áreas en operación en zonas aledañas a estas. En segundo lugar, se anuncia el llamado a licitación pública a empresas argentinas para hacerse cargo de las áreas de menor productividad que YPF no operaba por su localización dispersa o alejada. Para ello se transferirían los equipos e instalaciones existentes en el lugar. En tercer lugar, se anuncia la licitación pública internacional de YPF por varias áreas de mayor envergadura para su explotación mediante recuperación secundaria sobre la base del argumento que las tareas superaban la capacidad de las empresas nacionales (**).

Con respecto a las acciones que desarrollaría la Secretaría de Energía, ésta licitaría internacionalmente la operación de importantes áreas en tierra explorando o complementando la exploración realizada antes de iniciar la producción, mediante contratos de riesgo, que implicaban que el contratista asumiría el riesgo minero y que obligatoriamente debería asociarse con YPF que mantendría una participación mínima en el capital. La otra acción se refería a la exploración y eventual explotación de la cuenca marina Austral mediante licitación pública internacional que permitiera asociaciones de empresas de reconocido prestigio internacional con YPF (*). Las asociaciones de empresas internacionales con YPF y empresas privadas argentinas tenían como objetivo la incorporación de tecnología y mayor control del Estado en las operaciones.

(*) G.O. Zubarán "op.cit".
(**) J.A. Martínez de Hoz "op.cit.".

Los resultados obtenidos en el período analizado fueron los siguientes :

			Período	Nº	Producción Miles m^3 1976	Producción Miles m^3 1983	Pozos 9/ 1976	Pozos 9/ 1983	Producción m^3/día/pozo 1976-83
Exploración Explotación	YPF	Administración			17090	19367	4465	5353	10.2
		Contratos – Explotación	A 1967	4 1/	4557	3913			
			1967-72	5 2/	1307	966	1252	2888	9.4
			1973-75	-	-	-			
			1976-83	25 3/	-	3525			
		Contratos – Riesgo	1976-83	8 4/	-	91	-	10	9.1
				6 5/	-	-			
	SEE	Concesiones	A 1967	4 6/	193	612	274	274	4.0
			1967-72	21 7/	-	-			
			1973-75	-	-	-			
			Producción 10/		23147	28474	5991	8510	9.8
			Reservas 11/		380402	389519			
			Res/prod.		16.4	13.6			

1/ Amoco (Cerro Dragón); Amoco (Meseta Catorce y El Escorial); CADIPSA (El Valle); Cities Service (La Ventana V. Muerta). Son contratos de explotación que se originan en el año 1958 bajo el régimen de la Ley 13774

3/ Ver Cuadro Nº2.1.3. Son contratos de explotación amparados por la Ley 17319/67.

4/ Ver Cuadro Nº 2.1.4. Son contratos de exploración terrestres amparados por la Ley 21778/78.

5/ Ver Cuadro Nº 2.1.5. Son contratos de exploración marinos amparados por la Ley 21778/78.

6/ Ver Cuadro Nº 2.1.2. Son básicamente contratos de explotación que se originan bajo el régimen de la Ley 17319/67.

7/ SHELL CAPSA; ASTRA S.A.; Petroquímica E.N.; El Sosneado. Son las viejas concesiones otorgadas en 1935 bajo el régimen del Código de Minería.

8/ Ver Cuadro Nº 2.1.1. Son permisos de exploración susceptibles de convertirse en concesiones al amparo de la Ley 17319/67

9/ En producción efectiva al fin de cada año.

10/ Total País

11/ Remanentes Recuperables

Los resultados de la política petrolera aplicada en este período muestran un retorno al enfoque de adaptación de la producción al consumo con criterio similar al del período 1970-72. A partir de 1979 con la entrada en operación de proyectos de abastecimiento con fuentes alternativas, cuyas decisiones se habían tomado en períodos anteriores, el consumo de derivados disminuye generándose excedentes exportables. La política de expansión de la producción sin el correlativo crecimiento de las reservas lleva a que disminuyan los rendimientos de las explotaciones, siendo más acentuado el efecto en los yacimientos de contratistas.

Estos resultados, a la luz fría de los números presentan un discutible éxito, que se explica por los fundamentos mismos del método empleado (*). En efecto, se expandió el área operada por empresas privadas pero violando nuevamente el espíritu de la Ley que, con la amplitud de facultades que otorgaba al Poder Ejecutivo en manos de un gobierno no constitucional, permitió discrecionalidad en el manejo de los activos de la empresa estatal transfiriendo áreas en explotación, de buen rendimiento y rentabilidad a los precios oficiales vigentes y que luego de transferidas implicaron que YPF pagara mayores precios por ese petróleo (**). El resultado, en consecuencia, fué sustituir producción de YPF por producción de contratos con pérdidas para la empresa estatal, que ante sus reclamos, se transfirieron al Tesoro Nacional a partir de la creación de un sistema compensatorio de estos mayores costos (***).

Por su parte, durante la gestión del último Secretario de Energía de este período (****), prosperan las propuestas del sector privado referentes a la necesidad de ajustar los precios de los contratos de explotación (*****). Los resultados de la renegociación de 1983 llevaron a que el precio promedio ponderado entre el 1/1/79 y 31/3/83 de 33.13 U$S/$m^3$ pasara a 73.72 U$S/$m^3$ entre el 1/4/83 y 30/6/86 estimándose que por dichos cambios YPF pagó en el último lapso 407 millones de dólares adicionales a los contratistas (******). El precio anterior a la renegociación había sido pactado libremente con los contratistas debiendo suponerse que de haber habido ajustes estos habrían sido marginales. Los contratistas por su parte al argumentar sobre la caída de rentabilidad tenían como referencia un esquema patrón dólar. Al producirse las devaluaciones de la moneda argentina posteriores a 1980 naturalmente la rentabilidad en dólares cayó, pero esto se justificaría si las explotaciones hubieran estado en manos de compañías extranjeras y no como ocurría, que la mayoría de las firmas eran argentinas y que por las características de las explotaciones no requerían insumos de bienes y servicios importados ni afrontaban riesgos mineros.

(*) En esto ha jugado un importantísimo papel lo que el Secretario de Energía G.O. Zubarán ha dado en llamar "nacionalismo de fines" por oposición a "nacionalismo de medios" que atribuía a la política del período anterior y que pone de relieve la ideología dominante en el período que se analiza. Mensaje de mayo de 1976.

(**) Esto fué reconocido por nota del Secretario de Energía D. Brunella al Ministro de Economía J.A. Martínez de Hoz. Nota SEE Nro. 63833/81. Expte 683.419/81.

(***) Decreto 836/82 .

(****) Secretario de Energía A. Guadagni-julio 1982 a diciembre 1983.

(*****) Por el Decreto 836/82 se autoriza a YPF,"ad referendum" del Poder Ejecutivo, a renegociar los contratos petroleros con cada uno de los titulares de los convenios de explotación vigentes al 1ro. de octubre de 1982 en lo atinente a precios y condiciones de cada uno de ellos. La renegociación fué aprobada por los Decretos 1289 a 1307 de 1983 disponiéndose que el nuevo gobierno, próximo a asumir, dispondría de 120 días para rectificarlos o ratificarlos.

(******) Centro de Estudios del Petróleo Hipólito Yrigoyen "El negocio petrolero en Argentina" 1986.

No obstante, la empresa estatal incrementó su producción en casi el 2% anual compensando los incumplimientos respecto a lo programado en los contratos.

Si se analizan los resultados relativos a la explotación secundaria se observa que estos fueron poco significativos a la luz de las intenciones y que en este caso la empresa estatal prácticamente duplica la producción.

Producción Secundaria
Miles de m3

	1976	1983	Var %
YPF	1294	2448	89.2
Contratistas	1210	1691	39.8
Total	2504	4139	65.3
% s/Prod. total	10.3	14.5	

Fuente: Secretaría de Energía

Por su parte, los resultados provenientes de los contratos de riesgo (*) seguramente también tuvieron sus vicios por la falta de una clara escala de valoración de los grados de riesgo imputables a cada una de las áreas ofrecidas en licitación.

En lo que respecta a la producción de las viejas concesiones, el resultado de librar sus precios al nivel internacional permitieron reactivar viejos yacimientos inactivos, pero el salto en la producción induce a pensar en que el estímulo (**) fué probablemente en exceso cuando los costos en yacimientos con operación normal se encontraban en esa época por debajo de la mitad de dicho precio.

(*) Ley 21778/78. Ver V. Bravo "La política petrolera" y "Los Contratos de Riesgo" Realidad Económica 1981.

(**) Resolución ME 684/79.

La política permitió alcanzar en consecuencia el autoabastecimiento pero a un costo que implicó un endeudamiento del orden de los 5000 mil millones de dólares (*) que de haberse aplicado a la empresa estatal en exploración y explotación seguramente hubieran permitido obtener excedentes exportables que probablemente hubieran repagado, a los precios del crudo de esa época, si no toda por lo menos gran parte de la deuda contraída.

Al iniciarse el período 1984-86 el Secretario de Energía (**) manifestaba que el principal condicionamiento de la política nacional en el abastecimiento de combustibles líquidos se encontraba en el nivel de reservas de petróleo y en la necesidad de un aprovechamiento intensivo de gas natural. El objetivo que se planteaba era alcanzar un nivel de reservas que asegurara el autoabastecimiento y la generación de saldos exportables de subproductos. Dentro de este esquema YPF constituía la herramienta principal del gobierno. En consecuencia, debía fortalecerse a YPF resolviendo los inconvenientes heredados respecto al nivel de tarifas, situación impositiva y endeudamiento, que permitirían realizar inversiones en exploración y explotación. En caso contrario se corría el riesgo de importar petróleo por un monto equivalente a 1060 millones de dólares. Por su parte, las empresas privadas desarrollarían una actividad complementaria, en este campo, a la de YPF.

Los contratos de explotación, cuyos precios se habían renegociado en el período anterior serían reemplazados por contratos de locación de obras y servicios y revisadas las condiciones pactadas ya que se traducían en una caída de la producción de petróleo. Se preveía que el precio a fijar en los contratos sería único y constante durante la vigencia de los contratos y susceptible de ser revisado cada tres años en función de las inversiones propuestas. También se establecía una desvinculación total respecto del precio internacional del petróleo, excluyéndose además cualquier referencia al dólar en las variaciones de los costos.

(*) Ver Balances de YPF del período analizado así como las numerosas notas de YPF a la Secretaría de Energía y Ministerio de Economía que acompañan a la Nota P.1.0 Nro.21/83, del Presidente de YPF Bustos Fernández, al Juez M. Anzoátegui en la Causa 41409 por averiguación de irregularidades respecto de Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

(**) C. Storani "op. cit." julio 1984.

En los primeros meses de 1985 se replantea la política petrolera ante las dificultades que tenía la empresa estatal para financiar, a los precios oficiales, la exploración. El Presidente de la República convoca en Houston (*) a las compania petroleras, allí representadas, a participar activamente en contratos de exploración de petróleo, dentro del marco jurídico establecido por las Leyes de Hidrocarburos y Contratos de Riesgo, que permitan ampliar las reservas con vistas no solo a satisfacer el consumo interno, sino también, para lograr niveles de producción que permitan exportar y consolidar así el balance comercial.

Se concreta así el llamado Plan Houston que pretende fijar la política de mediano y largo plazo de exploración y explotación y que luego se formaliza con un Convenio tipo (**) que fué aceptado en general como satisfactorio por empresarios petroleros locales (***). En abril de 1987 se introducen modificaciones y flexibilizaciones al Convenio tipo (****) con la intención de lograr que los contratos sean más competitivos a nivel internacional.

Con posterioridad, al cierre de este trabajo, se habían registrado nuevas medidas de política en exploración-explotación que sintéticamente describiremos en el siguiente diagrama.

(*) Discurso del Presidente de Argentina R. Alfonsín en Houston, Texas en Marzo de 1985.

(**) Decreto 1443/85

(***) "Política de Hidrocarburos: Opinión Empresaria" Petrotecnia. Septiembre 1985.

(****) Decreto 623/87.

- Exploración / Explotación
  - YPF
    - Exploración: Plan Comodoro Rivadavia (*)
    - Explotación: Plan Huergo (**)
  - Contratos
    - Exploracion: Plan Houston (***)
    - Explotacion: Plan Olivos I(****), Plan Olivos II (*****) y PETROPLAN (******)

También se han iniciado estudios tendientes a la desregulación de la actividad petrolera.

(*) Apunta a encontrar reservas en las propias áreas de YPF. H. Formica. Subsecretario de Combustibles. Tecnoil. Diciembre 1987.

(**) Decreto 1758/87, Decreto 631/87, Res. SE 39/88, Res SE 80/88. Busca aumentar la producción de YPF reconociéndole un precio que se referencia al valor internacional, del orden del 76% y que significa un 45% de aumento respecto al que venía recibiendo meses atrás. H. Formica. "op. cit.".

(***) Decreto 1443/85, Decreto 623/87 Define la política de exploración de largo plazo para la actividad privada.

(****) Decreto 1812/87 Busca incrementar la producción de contratistas. Establece para el pago de la producción incremental el 80% del precio internacional. H. Formica "op. cit."

(*****) Se origina en la necesidad de expandir la producción de las áreas marginales de YPF. Genera discrepancias entre el Ministro de Obras y Servicios Públicos Terragno y el Secretario de Energía Lapeña dando origen a la renuncia de este último. La discrepancia proviene del enfoque institucional. En este caso si la expansión se realizaría con la empresa estatal o con la empresa privada, prosperando la segunda alternativa. Surge así el PETROPLAN.

(******) Ofrece amplias facilidades a la actividad privada que quedan expresas en el modelo de contrato, Unión Transitoria de Empresas (UTE) que incluye un régimen muy flexible y liberal que se estima muy atractivo para el capital privado nacional e internacional.

Resumiendo, entre 1984 y fines de 1986 las definiciones de política más relevantes fueron la ratificación de la renegociación de los contratos petroleros y el Plan Houston que reorienta y activa, a partir de la gestión del Presidente de la República, la política de exploración a realizar por la actividad privada. Mientras tanto YPF se debatía en un conflicto de enfoques entre el Secretario de Energía y el Presidente de YPF por problemas del financiamiento y orientación de la política petrolera (*) que termina con la renuncia de éste último y la ocupación de su cargo por el primero, reteniendo también la Secretaría de Energía.

La ratificación de la renegociación de los contratos de explotación petrolera tuvo seguramente por objeto no correr riesgos a corto plazo con la producción que generaban los contratistas. No obstante, la historia de las renegociaciones ha creado mucha polémica y suspicacia (**). El problema que se le atribuye a la ratificación del año 1984 es que esta empeoró para el Estado la renegociación de 1983 al eliminar el límite del 60% del precio internacional para los precios pactados lo que permitió que el precio que luego percibieron los contratistas superara el precio internacional, además de convalidar aumentos de precios que más que duplicaron los de la situación anterior a la renegociación.

Esto es consistente con los enunciados del Secretario de Energía (***) respecto a la desvinculación total con el precio internacional y que después, en los hechos, con la caída del precio internacional favoreció a los contratistas quienes tienen un horizonte, a partir de la ratificación de los contratos, de aproximadamente 12 años en los yacimientos que explotan (****).

La política de mediano plazo, pasa a su vez por el Plan Houston sobre el que se argumenta que el grado de riesgo involucrado en las áreas que se entregan y el bajo costo de la documentación que se ha entregado (*****) ofrece flancos muy discutibles y además que las flexibilidades otorgadas a los contratistas tiene costos sobre el país que aparentemente no fuéron evaluados (******) como lo demostrarían los trámites y concepción del Plan Houston (****).

(*) El Secretario de Energía era en ese momento J. Lapeña y el Presidente de YPF, Otero.

(**) Al respecto puede verse una buena síntesis en Energeia. Octubre 1982. También en los fundamentos del Proyecto sobre Contratos Petroleros del Diputado A. Cassia. Energeia. Enero 1984.

(***) C. Storani "op. cit."

(****) Centro de Estudios del Petróleo Hipólito Yrigoyen "El negocio Petrolero en la Argentina" 1986.

(*****) C. Suárez "La actual política Petrolera, la falta de información y de memoria de los argentinos" IDEE. Octubre 1987.

(******) V. Bravo "El problema petrolero en la Argentina Hoy" Conferencia dictada con el auspicio de ALAFE. Agosto 1985.

Los resultados del periodo fueron los siguientes:

			Periodo	Nº	Producción Miles m³ 1984	Producción Miles m³ 1986	Pozos 11/ 1984	Pozos 11/ 1986	Producción m³/dia/pozo 1984-86
Exploración Explotación	YPF	Administración		1/	18250	16856	5757	5767	8.3
		Contratos	Explotación A 1967	4	2/ 3465	3565			
			1967-72	5	3/ 1203	933			
			1973-75	-	-	-	2908	2583	8.0
			1976-83	25	4/ 3645	3184			
			1984-86		5/ -	-			
		Contratos — Riesgo	1976-83	8	6/ 11	39	-	12	5.6
			1976-83	6	7/ -	-			
			1984-86	-	-	-			
		Asociación	1984-86	23	8/ -	-			
	SEE — Concesiones		A 1967	4	9/ 703	596	277	322	5.9
			1967-72	21	10/ -	-			
			1973-75	-	-	-			
			1976-83	-	-	-			
			1984-86	-	-	-			
			Producción 12/		27838	25179	8942	8684	8.2
			Reservas 13/		373407	355056			
			Res/Prod.		13.4	14.1			

1/ Se crean los Planes Huergo Decreto 1758/87 y Comodoro Rivadavia (1987).

2/ Amoco (Cerro Dragón); Amoco (Meseta Catorce y El Escorial); CADIPSA (El Valle); Cities Service (La Ventana V. Muerta). Son contratos de explotación que se originan en el año 1958 bajo el régimen de la Ley 13774

3/ Ver Cuadro Nº 2.1.3. Son contratos de explotación amparados por la Ley 17319/67.

4/ Ver Cuadro Nº 2.1.2. Son básicamente contratos de explotación que se originan bajo el régimen de la Ley 17319/67.

5/ Explotación de yacimientos marginales en el contexto del Petroplan.

6/ Ver Cuadro Nº 2.1.4. Son contratos de exploración terrestres amparados por la Ley 21778/78.

7/ Ver Cuadro Nº 2.1.5. Son contratos de exploración marinos amparados por la Ley 21778/78.

8/ Ver Cuadro Nº 2.1.6. Son los contratos firmados en el marco del Plan Houston. Decreto 1443/85 y Decreto 623/87.

9/ SHELL CAPSA; ASTRA S.A.; Petroquímica E.N.; El Sosneado. Son las viejas concesiones otorgadas en 1935 bajo el régimen del Código de Minería.

10/ Ver Cuadro Nº 2.1.1. Son permisos de exploración susceptibles de convertirse en Concesiones al amparo de la Ley 17319/67

11/ En producción efectiva al fin de cada año.

12/ Total País

13/ Remanentes Recuperables

Producción Secundaria
Miles de m3

	1984	1986	Var %
YPF	2281	2165	- 5.1
Contratistas	1929	2274	17.9
Total	4210	4439	5.4
% s/Prod. total	15.1	17.6	

Fuente: Secretaría de Energía

Entre 1984 y 1986 la producción se redujo en casi un 10% (YPF 7.6%, Contratistas 9% y Concesiones 15.2%). YPF produjo a los precios oficiales 72.80 U$S/$m^3$ (*), los contratistas a 74.91 U$S/$m^3$ (**) y los concesionarios al precio internacional 146.10 U$S/$m^3$ (*). En 1987 el país importó, por primera vez desde 1983, 230 millones de dólares y entre 1984 y 1986 pagó un excedente, por la ratificación de la renegociación de contratos de 1983, de aproximadamente 497 millones de dólares.

Las operaciones que se han concertado con empresas internacionales suponen flexibilidades que implicarán, a su vez, que en el futuro se remesen utilidades y amortizaciones del capital invertido en divisas y servicios importados que implicarán un impacto sobre las cuentas externas que habrá de sumarse a los servicios de la deuda externa.

El Estado dejó de percibir los mayores costos entre producir por YPF y por contratos, que entre 1984 y 1986 fueron los 497 millones de dólares mencionados, sin contar los de períodos anteriores. Dejará de percibir recursos por las flexibilidades en los contratos que implicarán excensiones fiscales (inversiones extranjeras, impuesto, derechos de importación, servicios importados) y realizó aportes a YPF para financiar la brecha entre precios y costos originada en precios oficiales fijados políticamente que comprometieron el autoabastecimiento en 1987, aún cuando la recesión de la economía se encuentra en el valle de la crisis. Esto significa que si el país hubiera crecido normalmente, las importaciones se hubieran anticipado y los montos por este concepto hubieran sido mayores.

(*) Ver Cuadro Nro. 3.1.3.1.
(**) Ver Cuadro Nro. 3.1.4.1.

1.4.- Política de comercialización de crudos

Entre 1970 y 1972 la política se enunciaba en el sentido de asignar a YPF suficiente crudo como para que pudiera operar a pleno sus destilerías en la medida que el crudo disponible permita operar a las destilerías privadas a niveles normales de acuerdo a standards internacionales (*).

En 1970 YPF extraía el 99% del petróleo producido en el país, sus destilerías procesaron el 58% del crudo y participó con el 58% del mercado interno de productos terminados (**). En 1971, el cambio en la política petrolera provocaba una espectacular elevación del mercado de la empresa estatal que alcanzaba el mayor valor de los 22 últimos años. Este proceso era resultado de la utilización a pleno de la capacidad de procesamiento de las destilerías de YPF (***).

Respecto a las importaciones se indicaba que estas las efectuarían tanto las destilerías de YPF como las privadas a la luz de los requerimientos técnicos de sus procesos de elaboración. Estas importaciones se estimaba que no superarían el 3% del crudo a procesar (****). En 1971 la Secretaría de Energía dispone que YPF importe la totalidad de los crudos para completar el programa del segundo trimestre (*****). En los considerandos señalaba que al retirar la importación de las empresas privadas se promoverá su dedicación a la producción de crudos locales y que los precios de los crudos importados por la empresa estatal han sido inferiores a los importados por las empresas privadas.

Entre 1973-75 las destilerías de YPF tuvieron el crudo necesario para trabajar a plena capacidad. En 1974, con motivo de la "nacionalización" de las bocas de expendio, las destilerías privadas pasaron a procesar crudo por cuenta de YPF (******). No obstante, se generaron dificultades de interpretación de las reglamentaciones que dieron lugar a conflictos entre la empresa estatal y las empresas privadas (*******). La situación conflictiva radicaba en el precio que pretendían, ESSO especialmente, por procesar el crudo y entregar los derivados obtenidos (********).

(*) J.F. Haiek "op. cit."
(**) V. Bravo "op. cit."
(***) V. Bravo "Panorama de la Industria Petrolera" Fundación Bariloche. 1976.
(****) J.F. Haiek "op. cit."
(*****) Resolución SEE 121/71.
(******) Decreto 632/74.
(*******) La Comisión que estudió el tema en 1976, en el caso de ESSO interpretó esto en los siguientes términos: "YPF le entregaba el crudo sin cargo para ser procesado por cuenta y obra de la empresa estatal pero ESSO lo recibe como si lo adquiriera". Por tal motivo esta última empresa se negó a efectuar rendición de cuentas a YPF por los crudos elaborados salvo en lo refernte a los comercializados por bocas de expendio. Boletín Oficial 8 de junio 1977.
(********) V. Bravo "op. cit" 1976.

A partir de las disposiciones de importación de crudos de 1971, que concentraba en YPF las compras, en el período 1973-75 se repite la situación quedando excluidas las empresas privadas de realizar operaciones en el mercado internacional de crudos. No obstante, la política del gobierno lleva a modificar la estructura comercial externa pasando a ser Libia, Bolivia y Venezuela los principales proveedores (*).

Entre 1976-83 la comercialización de crudos estuvo controlada por la Secretaría de Energía, la que determinaba los porcentajes de crudo a procesar en la llamada "mesa de crudos". Como se observa en el Cuadro siguiente el crudo procesado en el período revierte la tendencia de los períodos anteriores favoreciendo las necesidades de las destilerías privadas.

En los primeros años de este período, la política de la Secretaría de Energía fué autorizar que cada empresa importara los crudos necesarios para sus necesidades. Luego la importación se centralizó en YPF bajo el argumento que la centralización de las compras permitía una mejor posición comercializadora (**).

El período 1984-86 muestra un intento inicial de reducir los porcentajes de crudo a procesar por las destilerías privadas. Hacia 1986, la distribución de crudos se estabiliza en niveles próximos al 31%. La posición inicial del gobierno fué muy cauta indicándose que a las alternativas de producción de derivados se ponían los intereses del Estado sobre los empresariales, de modo que la participación del sector privado dependería de la coordinación que tuviera con la empresa estatal (***).

Más recientemente se ha producido un vuelco en este sentido que parece responder al interés de las destilerías privadas por disponer mayores volúmenes de petróleo para procesar y que contaría con una posición compartida por el Presidente de YPF (****). Esto también es consistente con las posibilidades que en este sentido brinda el Petroplan dentro de la modalidad contractual de Unión Transitoria de Empresas. No obstante, los riesgos que implicaría obtener disponibilidad de medios de transporte y la colocación del crudo producido en el mercado interno y eventualmente en el externo, ha producido por parte de las empresas chicas algunas reacciones en contra de la cláusula de libre disponibilidad del petróleo producido. Estos argumentos no serían compartidos por las empresas refinadoras (*****).

(*) Ante la escasez de crudo en el mercado internacional, mediante la entonces controvertida "Operación Libia" se amplían las disponibilidades aunque a costos que superaron los precios en el mercado internacional al concretarse el convenio.

(**) Para evitar que las empresas cargaran con los mayores costos de importación se emite la Resolución ME 265/79 que compensaba los mismos por la diferencia entre el precio internacional y el interno.

(***) C. Storani "op. cit."

(****) D. Montamat. Revista Petroquímica. Marzo 1988.

(*****) Página 12. 26/7/88.

Petróleo Procesado por Destilerías Privadas
Porcentaje sobre el total procesado

	1970	1972	1973	1975	1976	1983	1984	1986
Nacional	36.9	27.3	24.4	20.8	21.9	32.0	29.6	30.8
Importado	4.3	2.1	3.1	3.8	4.3	-	-	-

Fuente: YPF

1.5.-Política de refinación

Entre 1970-72 el objetivo enunciado de operar a pleno las destilerías de YPF tenía por finalidad disminuir los costos unitarios y de este modo generar excedentes que permitieran disponer de recursos para financiar la exploración.

Esta política consiste en asignar crudos de producción nacional, extraídos directamente o por cuenta de YPF, a la empresa estatal para permitirle operar a plena capacidad sus destilerías. El excedente se distribuía entre las destilerías privadas en proporción directa a su capacidad de destilación (*). En 1971 la política fijada llevaba a que YPF procesara el 65% de los crudos nacionales.

En el período 1973-75 YPF operó sus destilerías a plena capacidad primero por decisión de la Secretaría de Energía en 1971 (**) y luego por la "nacionalización" de la comercialización que determinó que en los hechos las refinerías privadas pasen a desempeñarse como contratistas de YPF recibiendo en consecuencia el crudo excedente, luego de cargar las destilerías de la empresa estatal.

Esta medida despertó en su oportunidad protestas de las compañías internacionales ESSO y SHELL que operaban en su mayor parte crudos que producía YPF, además de los importados, aduciendo que en esas condiciones sus plantas trabajarían con un margen excesivo de capacidad ociosa.

En el período 1976-83 el gobierno excluye a ESSO y SHELL del decreto de nacionalización, volviéndose al régimen anterior (***). En consecuencia, las asignaciones de crudo en el período muestran un crecimiento en favor de las empresas privadas como puede verse en el Cuadro anterior.

(*) Resoluciones SE 2/71 y 120/71
(**) Resolución SE 125/71
(***) Decreto 1535/77 para ESSO y Decreto 1536/77 para SHELL.

De todos modos la confianza en la respuesta de la actividad privada para satisfacer los requerimientos de la industria petrolera no era suficiente al punto que en un informe de YPF se menciona que en 1979 se estaba preparando un proyecto para la construcción de una nueva destilería para cumplir con la demanda de combustibles (*). La capacidad de destilación se distribuía en esa época en 63.4% YPF y 36.6% la empresas privadas.

La respuesta al abastecimiento del consumo termina concentrándose en YPF. Ante la evidencia de un crecimiento sostenido del consumo de naftas y gas oil producto de la política de precios de la Secretaría de Energía, en 1981 se lanza un proyecto de mayor conversión en las Destilerías de La Plata y Luján de Cuyo que tenía por objeto convertir el fuel oil excedente en naftas y gas oil. El proyecto debía sustituir importaciones de estos derivados en función del objetivo de autoabastecimiento. Se embarcó así, a la empresa estatal, en un proyecto que tenía un costo inicial de 853 millones de dólares. A esto hay que agregar que como la Destilería de Luján de Cuyo era cautiva de los yacimientos de la Provincia de Mendoza y las estimaciones de producción posteriores evidenciaron caídas significativas una vez iniciadas las obras de mayor conversión, hubo que construir un oleoducto desde la Provincia de Neuquén cuyo costo en el proyecto original era de 118 millones de dólares.

La caída posterior del consumo por la recesión, la sustitución por otras fuentes de abastecimiento, la menor asignación de crudos a YPF, la política de precios más acorde con los costos y la posterior reducción del precio del crudo en el mercado internacional seguramente han dejado en este proyecto un ejemplo de un caso clásico sobre un gasto innecesario, al menos en la dimensión que fué planteado y que muestra la inconsistencia entre el discurso y los hechos.

Al iniciarse el período actual, 1984-86, el Secretario de Energía manifestaba que la capacidad de refinación era suficiente y que en el mediano plazo podrá satisfacer la demanda de combustibles líquidos sin mayores problemas. Su confianza radicaba básicamente en el proyecto de mayor conversión iniciado en el período anterior (**). En 1987 se inauguraban las plantas de mayor conversión de la Destilería Luján de Cuyo y se gestionaba en el Japón financiamiento para la terminación de las obras de la Destilería La Plata. Por lo tanto, en el período analizado estas unidades de proceso no participaron en la generación del abastecimiento de derivados.

(*) Informe de Operaciones Privatizadas. Gerencia de Planeamiento General. Junio 1981.

(**) "De no haberse encarado este proyecto, para obtenerse la misma cantidad de destilados con las instalaciones existentes, sería necesario procesar 6 millones de m3 de petróleo crudo". C. Storani "op. cit.".

1.6. Política de comercialización de derivados

La política entre 1970-72 se identifica con la disposición de la Secretaría de Energía tendiente a aumentar la participación de YPF en el mercado consumidor en forma proporcional a los esfuerzos que ha realizado en materia de producción, refinación y calidad de los productos que comercializaba, estimándose corregir gradualmente el desequilibrio existente en la distribución de estaciones de servicio y bocas de expendio de combustibles (*).

Entre 1973-75 YPF continuaba ganando mercado a expensas de las compañías particulares hasta que, el 28 de agosto de 1974, el gobierno decidía "nacionalizar" las bocas de expendio (**). Esta medida implicaba en los hechos la absorsión por parte de YPF del 100% del mercado.

La "nacionalización" consistió no solo en cambiar la bandera de las estaciones de servicios y de los camiones que efectuaban el transporte desde las destilería hasta las plantas de almacenaje y surtidores, sino también la apropiación por parte del Estado de la renta financiera que se generaba para las empresas privadas por retener impuestos (***).

El período 1976-83 se inicia con la creación de una Comisión (****) que debía dar solución al conflicto que se había suscitado con las empresas privadas en el período anterior con respecto a la nacionalización de las bocas de expendio (*****). En junio de 1977 se vuelve al régimen de comercialización anterior a 1973 debiendo pagarse a ESSO y SHELL importantes montos en compensación de acuerdo a lo dispuesto por los Decretos del Poder Ejecutivo.

(*) Resolución SE 125/71

(**) Decreto 632/74

(***) V. Bravo "op. cit.". ESSO y SHELL cuestionaron en su momento la constitucionalidad de la medida entre otras razones por violatoria de la libertad de comercio ya que implicaba el monopolio para la empresa estatal.

(****) Decreto 223/76.

(*****) La Comisión caracterizó la situación de ESSO en los siguientes términos : "En atención a que ESSO S.A.P.A. en ningún momento aceptó la legitimidad del Decreto 632/74 y de las Resoluciones Complementarias dictadas por la Secretaría de Energía, en los hechos YPF asumió la titularidad de todas las autorizaciones de bocas de expendio y estaciones de servicio, continuando su funcionamiento a cargo de los mismos expendedores. Los productos elaborados que eran comercializados fueron enajenados por cuenta y orden de YPF". Por su parte en lo referente a SHELL C.A.P.S.A. que ésta,... "en cumplimiento de Decreto 632/74, suscribió once convenios operativos que fueron refrendados por el Poder Ejecutivo como estaba pactado y que sirvieron para regir las relaciones provisionales entre ambas empresas. Como estos acuerdos no establecían sistemas para determinar la utilidad de cada servicio u operación SHELL la fijaba unilateralmente e YPF pagaba a cuenta de la liquidación definitiva. Por dichos convenios SHELL se convirtió en empresa de servicios para YPF a quién transfirió los activos de comercialización y parte del personal ocupado en actividad". Boletín Oficial 8 de junio de

La vuelta al régimen anterior se complementó con una política que tendió a favorecer la participación privada en el mercado que puede observarse en el siguiente cuadro, a partir de la aprobación en cantidad y localización de las bocas de expendio y estaciones de servicio que se correlaciona con la penetración en el mercado (*).

Esto pone en evidencia que la política oficial ha coincidido con la política comercial de las empresas privadas en el sentido de que estas buscan el mercado en función de la rentabilidad de la operación mientras que la política dirigida a YPF ha sido la de cubrir el abastecimiento de las áreas que la actividad privada no ha cubierto por los mayores costos que implican la dispersión y localización alejada.

De este modo la competitividad de la empresa estatal no ha sido viable por no haberse instrumentado las medidas de política que permitieran poner en pie de igualdad a esta.

En el período 1984-86 aumenta la penetración de las compañías privadas en naftas y kerosene, disminuye levemente en gas oil y cae significativamente en diesel y fuel oil. La política seguida en este período ofrece cambios importantes respecto al período anterior. Las intenciones manifestadas en el Plan Energético (**) de producir cambios estructurales en la demanda mediante políticas de sustitución tienen un principio de ejecución a partir de la sustitución de naftas por gas natural comprimido, la continuación del programa de alconafta y un importante crecimiento en la red de transporte de gas natural por gasoducto (***) a los centros de mayor consumo, tanto del Sector Doméstico como de la Industria y el propio Sector Energético en centrales eléctricas.

Participación de las Empresas Privadas en el Mercado de Derivados
%

	1970	1972	1973	1975	1978	1983	1984	1986
Naftas	43.8	37.7	26.7	-	34.3	42.1	42.1	43.2
Kerosene	45.5	25.6	16.5	-	12.3	19.9	18.9	21.6
Gas Oil	44.5	38.0	37.7	-	32.4	39.9	38.8	38.5
Diesel Oil	26.7	17.3	13.9	-	25.3	20.6	12.6	9.6
Fuel Oil	44.5	30.5	25.9	-	28.9	36.1	31.3	21.0

Fuente: YPF

(*) CEPHY "op.cit."

(**) Plan Energético Nacional 1986-2000. Secretaría de Energía. Julio 1986.

(***) En 1987 finaliza la construcción del gasoducto NEUBA II de 1400 Km. que une los yacimientos de la Provincia de Neuquén con Buenos Aires que permitirá incrementar el abastecimiento de gas natural en un 25%.

2. LA ESTRUCTURA DE LA CADENA PETROLERA

La actividad petrolera no puede tratarse como un conjunto homogéneo. Mientras que la actividad de refinación es un proceso industrial, la actividad de explotación es extractiva y se asocia con la minería. Esta distinción es muy importante cuando lo que se busca es diseñar una política de precios vinculada al sector. En el primer caso se produce con activos cuya capacidad de producción es constante a lo largo de su vida útil y en el otro el activo se agota con la producción. Esto supone funciones de producción que involucran problemas distintos, no sólo en el espacio sino también en el tiempo. Esto es, inversiones periódicas versus inversiones contínuas y localizaciones concentradas versus localizaciones dispersas, a lo que hay que agregar, riesgos que no aparecen en la actividad industrial.

Estas características son comunes aunque no iguales, en todos los países productores, no obstante, existen otras que también deben tenerse en cuenta y que los distingue cuando de comparaciones internacionales se trata. Entre estas características pueden citarse el grado de competitividad en el mercado, las relaciones institucionales entre la actividad pública y privada, las características del sector dentro del cual se encuentra la actividad, el servicio que prestan las empresas a la comunidad, las regulaciones existentes y los motivos que las determinan, etc.

Es evidente que cuando se habla de políticas de precios no pueden ignorarse los aspectos señalados ni obviarse el hecho de que una política de precios adecuada para el país también debe ser aceptable para los productores y consumidores lo cual implica necesariamente la inversa.

Esto pone de relieve que en la descripción de la estructura del sector petrolero, es necesario también identificar a los actores del sistema ya que el interés general debe también compatibilizarse con el interés particular de productores y consumidores para que el sistema funcione.

El análisis de la estructura debe, además, tratar de identificar los nodos de decisión dentro de la red de flujos petroleros (*). A estos nodos convergen, las presiones, tensiones y conflictos que se dan en todo sistema, y por lo tanto es imprescindible identificarlos si lo que se quiere es que las políticas sean un instrumento que permita concretar acciones tendientes a alcanzar los objetivos propuestos.

La descripción de los flujos y estructura del sector petrolero que se expone a continuación, tiene como referencia los aspectos señalados. El énfasis se pone necesariamente en describir los impactos tanto sobre la Empresa Estatal como sobre las Empresas Privadas, tratando de identificar las causas de las inconsistencias entre los objetivos y las políticas que se advierten en el sector energético en el período analizado.

(*) J.Girod, "Le Diagnostic du Systeme Energetique dan les Pays en Developpement" Institut Economique et Juridique de L´energie. Grenoble. Avril 1986.

2.1. Descripción de la estructura y organización institucional del abastecimiento y consumo

En el diagrama Nº 2.1.1 se ilustran los flujos de petróleo y derivados teniendo en cuenta la organización institucional -gobierno, empresa estatal y empresas privadas- existente en Argentina hacia 1986 (*).

Los flujos se inician a partir de los descubrimientos de petróleo que confirman recursos petroleros (reservas no descubiertas) o ajustes por reinterpretación de información que redimensionan las reservas recuperables originales (reservas descubiertas).

Esta actividad ha sido desarrollada básicamente por la empresa petrolera estatal y en menor medida por las empresas privadas, en áreas asignadas por la Secretaría de Energía.

A partir de 1967 con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos la asignación de áreas de exploración a la empresa estatal y privada fue distinta según el enfoque de cada gobierno. En el lapso 1967-72 la mayor participación privada se concreta con la firma de 21 contratos con la Secretaría de Energía, consistentes en permisos de exploración, que tuvieron resultado negativo. Intervinieron en estos contratos las empresas que se ilustran en el Cuadro Nº 2.1.1. Entre 1968 y 1972, también al amparo de la Ley de Hidrocarburos, YPF firma 3 contratos de exploración-explotación con las empresas que se identifican en el Cuadro Nº 2.1.2. Dos de estos contratos fueron positivos.

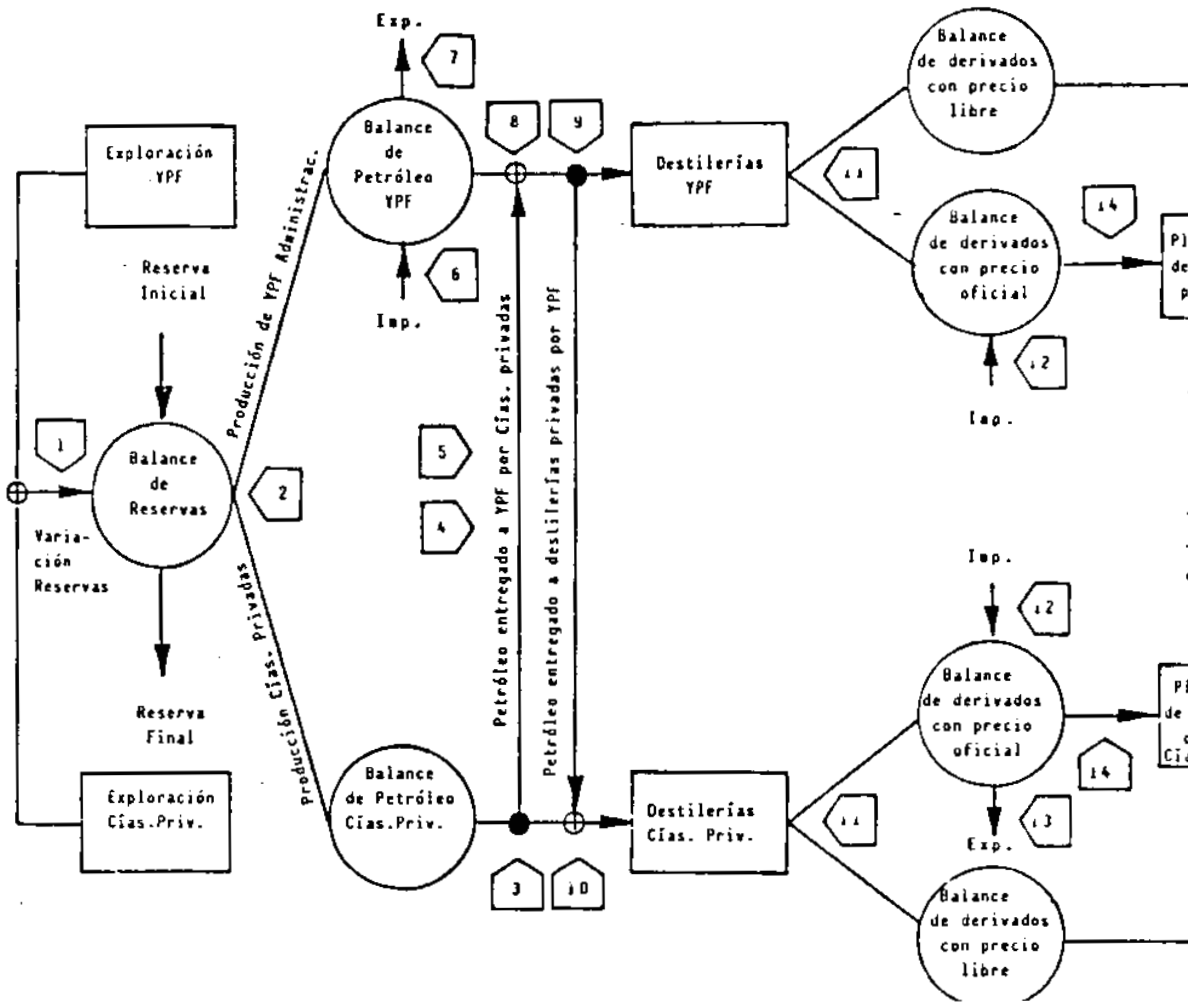
La modalidad de exploración estatal involucra, a su vez, tareas con equipos propios o mediante la contratación de servicios con terceros en tareas de sísmica, perforación, etc.

Entre 1973-75 la exploración fue realizada por YPF, con sus propios equipos o mediante contratos de servicios con terceros no habiéndose entregado áreas a la actividad privada. No obstante, se mantuvieron los contratos firmados con anterioridad.

(*) La estructura organizativa del gobierno en lo referido a energía sufrió varios cambios en el período analizado. Hasta 1973 la Secretaría de Energía dependía del Ministerio de Hacienda y Finanzas y Yacimientos Petrolíferos Fiscales -YPF- se regía por la Ley de Empresas Públicas. En el período 1973-77 YPF pasa a jurisdicción de la Corporación de Empresas Públicas. Entre 1977-81 vuelve a la jurisdicción del Ministerio de Economía y es transformada en Sociedad del Estado -Ley 20705, Decreto 1080/77-. Desde 1981 La Secretaría de Energía e YPF dependen del Ministerio de Obras y Servicios Públicos. La actividad petrolera está regulada por la Ley de Hidrocarburos -No. 17319/67- y disposiciones complementarias siendo la autoridad de aplicación la Secretaría de Energía.

DIAGRAMA N° 2.1.1.

FLUJOS ENERGETICOS DE PETROLEO Y DERIVADOS



A partir de 1976 y hasta 1982 se realizaron contratos bajo el régimen de la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Contratos de Riesgo (*). Dentro de la primera, YPF licitó 30 áreas con empresas privadas de las cuales 7 resultaron sin ofertas, 8 fueron de exploración-explotación y el resto de explotación. Las empresas intervinientes figuran en el Cuadro Nº 2.1.3. De estas 8 áreas de exploración 6 tuvieron resultado positivo, 1 resultó sin ofertas y existía 1 aún sin contratar a septiembre de 1985.

A su vez, dentro de la Ley de Contratos de Riesgo, YPF licitó 11 áreas terrestres y 7 marinas. De las terrestres 4 resultaron positivas, 4 negativas, 2 sin ofertas y 1 anulada. Las marinas tuvieron 1 resultado positivo, 6 negativas y 1 anulada. Las áreas y empresas intervinientes pueden verse en los cuadros Nº 2.1.4 y 2.1.5.

Desde 1985 con el Plan Houston (**) se firmaron con YPF contratos de exploración-explotación por 23 áreas cuyo avance, a mayo de 1988 y empresas intervinientes, se muestran en el Cuadro Nº 2.1.6, no disponiéndose aún de información sobre los resultados obtenidos en las áreas concedidas.

En el lapso indicado YPF realizó las tareas de exploración aprobados en sus Planes de Acción por la Secretaría de Energía.

Por su parte, la participación privada en la exploración de YPF ha sido fluctuante y de diversa entidad, no obstante siempre ha estado presente ya sea directamente bajo el control de áreas recibidas bajo alguna modalidad contractual o indirectamente mediante contratos de servicios (sísmica, perforación, etc.).

En 1986 las comisiones sísmicas privadas participaban con un 8% en la actividad exploratoria de YPF y con 13% en la exploración de las empresas privadas, mientras que YPF realizaba el 79% restante con equipos propios. Las empresas perforadoras privadas participaban con un 5,6% en la perforación de exploración de YPF y un 2,8% en la perforacion de exploración de las áreas en manos de la actividad privada el resto, 91,6%, lo realizaba YPF con equipos propios (ver cuadro 2.1.7).

La llamada 1 en el Diagrama 2.1.1 tiene por objeto poner de relieve la intervención estatal, en esta etapa, a través de la Secretaría de Energía mediante la fijación de políticas de expansión de reservas vía descubrimientos. En este sentido, en cada uno de los períodos analizados, excepto en el período 1973-75, los gobiernos nacionales han impulsado con mayor o menor énfasis la participación privada determinando que YPF transfiera áreas bajo distintas modalidades contractuales.

(*) Ley 21.778/78
(**) Decreto 1443/85 y Decreto 623/87

Esto ha llevado a que la empresa estatal entregue áreas con información y reservas detectadas que en la mayoría de los casos, más que contratos de exploración, fueron contratos de avanzada y desarrollo como puede advertirse por el elevado porcentaje de resultados positivos alcanzados, al menos, con los contratos celebrados en el marco de la Ley de Hidrocarburos (*). Debe destacarse que en este proceso de transferencia de áreas los gobiernos de las provincias productoras no fueron convocados a participar.

Como se advierte en el diagrama Nº 2.1.1 las reservas se han concentrado, sin discriminar entre YPF y Compañías Privadas. Esto se debe a que por la Ley de Hidrocarburos estas son propiedad del Estado Nacional. Existe, sin embargo, entre el Estado Nacional y los Estados Provinciales divergencias sobre la propiedad de los recursos energéticos. No obstante, las reservas en explotación por YPF representaban el 68% del total, el resto estaban en explotación por la actividad privada (**).

La explotación de las reservas petroleras (producción) es realizada tanto por la empresa estatal (Administración) como por empresas privadas (contratistas de YPF y Concesiones). Las empresa estatal produjo en 1986 el 67% de la producción total mientras que el 33% lo produjeron empresas privadas. De estos últimos los contratistas de YPF 30,7% y las Concesiones 2,3%. La nómina de empresas contratistas entre 1970 y 1986 se expone en los cuadros 2.1.1 a 2.1.5. Estas empresas son principalmente de capital nacional (***). La empresa estatal es a su vez una Sociedad del Estado que implica que legalmente funcione de acuerdo a sus estatutos y dentro de lo que establecen las disposiciones de la Ley de Sociedades Anónimas, siempre que no exista contraposición con la Ley de Sociedades del Estado (****).

El petróleo producido por contratistas de YPF es entregado a la empresa estatal en los puntos especificados contractualmente. Estas empresas están obligadas a entregar los volúmenes pactados -producción básica y excedente- y en caso de incumplimiento existen cláusulas punitorias. A su vez, YPF está obligada a recibir el crudo entregado a los precios establecidos en cada contrato. Por su parte, las empresas concesionarias pueden entregar el crudo producido a YPF o a refinerías privadas.

(*) Excepto el contrato en el Area I (marina) que reunía características más próximas a un Contrato de Exploración, aún cuando se tenían evidencias de la extensión de la formación en tierra hacia el mar y los contratos celebrados por la Secretaría de Energía en 1968.

(**) "El negocio petrolero en Argentina" Centro de Estudios del Petróleo Hipólito Yrigoyen. Bs., As. sep. 1987.

(***) Este tipo de contratos no es usual a nivel internacional. Por sus características particulares tiende a favorecer la participación de empresas nacionales debido a los bajos niveles de exigencia hacia los contratistas. El fuerte crecimiento de las empresas petroleras argentinas y su desarrollo en otros campos solo puede explicarse por los importantes beneficios obtenidos con estos contratos.

(****) Decreto 1080/77 y Ley 20.705

La llamada 2 del Diagrama No. 2.1.1 tiene por objeto identificar la intervención oficial en YPF, ya que a través de la Secretaría de Energía se ha inducido a esta empresa a entregar yacimientos para su explotación por contratistas privados, existiendo antecedentes en el período 1976-82 de la entrega de yacimientos en explotación con buenos rendimientos, reservas probadas y con volúmentes importantes, pozos productivos e instalaciones de superficie y rentabilidad por lo tanto garantizada. En años recientes se producen renegociaciones de contratos y a partir del Plan Olivos (*) nuevamente la intervención oficial mejora las condiciones a los contratistas ante las reiteradas reducciones de su producción.

La intervención oficial, en el caso de estos contratos, no establece ninguna compensación a YPF por las reservas transferidas ni por las tareas exploratorias realizadas, la que además debe amortizar pozos y equipos entregados en operación con ingresos corrientes que no se originan en esas operaciones.

En la etapa de explotación la programación de la producción en YPF se ha realizado en base a los Planes de Acción aprobados por la Secretaría de Energía. En 1987, ante los evidentes resultados negativos de la política de precios oficial en el pasado se lanza el Plan Huergo (**) que tiene por objeto compensar a la empresa estatal con un incentivo a la producción de petróleo. A su vez, dentro de la empresa estatal también existe una presencia muy importante de la actividad privada no solo de proveedores sino de contratistas de servicios de perforación, perfilajes, cementaciones, transporte, etc.

La llamada 3 del diagrama 2.1.1 indica un nodo de bifurcación de flujos en el que, según el período que se analice, aparecen intervenciones oficiales en el sentido de posibilitar que en el futuro los contratistas de YPF puedan vender el crudo a las refinerías privadas (***).

La llamada 4 se origina a partir de los requerimientos de YPF ante la Secretaría de Energía, relativos a la compensación que debía percibir la empresa estatal por compras de crudo a las Companias Concesionarias. Esta compensación se calculaba como la diferencia entre el precio pagado y el precio oficial (****).

La llamada 5 esta vinculada a la llamada 2 en lo referente a los mayores costos que representaban los precios de los contratos de explotación respecto al precio oficial, estableciéndose en 1982 una compensación a YPF que tiene por objeto cubrir esa diferencia. En febrero de 1988 la Secretaría de Energía eleva el precio oficial con el objeto de corregir las distorsiones señaladas (*****).

(*) Decreto 1812/87. La renegociación se produce en 1983 y en 1984 es convalidada por el Gobierno Radical.

(**) Decreto 1758/87.

(***) Estas intervenciones son producto de las presiones de los contratistas y refinadores privados con el objeto de lograr una mayor autonomía en el manejo de los crudos. Las mismas se concretan con el Plan Houston que permitiria el pago con crudo.

(****) El precio pagado en 1984 era aproximadamente el doble del precio oficial.

(*****) Decreto 836/82 y Resolución MOSP 59/88.

Las necesidades de crudo no cubiertas con producción nacional son satisfechas mediante importaciones que realiza la empresa estatal, aunque en años anteriores también estaban autorizadas las destilerías privadas (*). La llamada 6 indica la intervención del Ministerio de Economía en 1979 al crearse un mecanismo de compensación a las empresas importadoras por la diferencia entre el precio de internacional y el precio oficial interno (**).

Las exportaciones de petróleo se han realizado a través de la empresa estatal hasta la creación en 1986 de INTERPETROL. Estas son marginales a nivel internacional y coyunturales a nivel nacional toda vez que no se ha consolidado el autoabastecimiento. La llamada 7 indica la intervención oficial a partir de un mecanismo de recuperación, para el Ministerio de Economía, de los excedentes que se generaban como consecuencia de las diferencias entre los precios de exportación y el precio oficial interno.

Por su parte, las variaciones de sotcks y las pérdidas son fluctuantes y en ciertos períodos, estas últimas, muestran magnitudes significativas (***).

La llamada 8 indica la intervención oficial en lo referente a los "Valores Boca de Pozo" que hasta 1977 representaron estimaciones de los costos de extracción del crudo, sin incluir costos de tratamiento y transporte hasta Playa de Tanques. Este valor se calcula al solo efecto del pago de regalías a las Provincias productoras. Con posterioridad las regalías resultaron de estimaciones sobre la base del precio final de los derivados, descontando los costos de las etapas intermedias hasta el yacimiento (Net back) para luego a partir de 1980, establecer una relación con el precio internacional. Con la caída de los precios internacionales se establece en 1987 un nuevo método de cálculo (****).

El abastecimiento de petróleo para consumo interno, luego de deducir los consumos propios, se destina a las destilerías del país, estatales y privadas. La distribución de petróleo -mesa de crudos- pasa por la intervención de la Secretaría de Energía, este aspectó se indica en la llamada 9 del diagrama mencionado.

(*) A principios de 1986 se creó una "Trade" INTERPETROL con capital mayoritario privado (51%) para la comercialización de petróleo y derivados.

(**) Resolución ME 265/79.

(***) Las pérdidas se deben fundamentalmente a deficientes sistemas de medición y control.

(****) Ley 17319/67 Art. 59, Decreto 1671/69, Decreto 2227/80 y Decreto 631/87. Los mayores costos en que incurría la empresa estatal por regalías eran compensados de acuerdo a lo establecido por el Decreto 2227/80 y la Resolución 12/81.

Esta intervención, que en principio tuvo la finalidad de optimizar la asignación de crudos entre destilerías en función de sus capacidades operativas, sufrió también distintas presiones sectoriales dando lugar a que se desvirtuara el objetivo inicial (*).

El petróleo que se entrega a destilerías también es objeto de intervención, oficial en lo referente a su precio. Este es fijado por Resoluciones de la Secretaría de Energía -precios de venta de los crudos nacionales FOB Playa de Tanques- habiéndose verificado durante el período 1976-83 y desde 1984 hasta años recientes que era menor que el costo medio del crudo extraido.

En 1986, las destilerías de YPF recibian el 68,8% del crudo disponible y las privadas el 31,2% (**). El crudo entregado por YPF a refinerías, a precio oficial, que era empleado en la elaboración de productos con precio libre da lugar a la llamada 10 que indica que en 1982 se establece una compensación a la empresa estatal (***).

Las refinerías del país tienen capacidad para abastecer las necesidades internas de derivados. En particular las de Luján de Cuyo y La Plata de YPF, disponen de modernas y avanzadas unidades de conversión de pesados en livianos. No obstante, existe actualmente exceso de capacidad debido a las políticas de sustitución y conservación de energía que han deprimido el consumo efectivo en relación a los consumos esperados años atrás. La recesión económica interna también ha contribuído en gran parte a dicho exceso. Las refinerías de ESSO y SHELL son las empresas privadas con mayor capacidad, siendo las restantes de menor importancia relativa.

La llamada 11 en el Diagrama 2.1.1 advierte sobre la influencia que tiene la intervención de la Secretaría de Energía, esta vez, a partir de la fijación de precios de ciertos derivados (****). Esto determina, dados los precios oficiales del crudo, los márgenes de refinación a los que reaccionan sensiblemente las destilerías privadas. El crudo es el principal costo de estas refinerías y recíprocamente sus principales ingresos están dados por los derivados con precio oficial. La mezcla óptima de ventas se da fijando, en función de sus capacidades operativas, volúmenes que maximicen los ingresos netos, donde los productos con precios libres y de mayor penetración obviamente han sido los más convenientes.

(*) El Presidente de Shell refiriéndose a la necesidad de liberar la comercialización de crudos recientemente ponía como ejemplo el sistema comercial de Nigeria y proponía eliminar la mesa de crudos y el actual presidente de YPF opinaba sobre la necesidad de "quebrar la mesa de crudos, permitiendo la libre disponibilidad del petróleo producido por los privados" Rev. Petroquímica, No. 44 marzo 1988.

(**) SHELL 13,7%, ESSO 14,7%, ISAURA 2%, SOL 0,3% Y DAPSA 0,4%.

(***) Resolución MOSP 591/82.

(****) Nafta, Kerosene, Gas Oil, Diesel Oil, y Fuel Oil.

Las destilerías de YPF, que reciben el crudo asignado por la Secretaría de Energía, tienen un objetivo explícito de abastecimiento al mercado, debiendo cubrir en consecuencia los faltantes que puedan eventualmente generar las destilerías privadas (*).

La llamada 12 indica que el mayor costo de los derivados importados es reconocido a las empresas por el Ministerio de Economía en 1979 y por el Ministerio de Obras y Servicios Públicos en 1982 (**). No obstante, no se reconoce, pese a los reiterados pedidos de YPF a la Secretaría de Energía, el mayor costo por el precio de la gasolina importada de Bolivia respecto al precio interno.

La llamada 13 se refiere a la intervención del Ministerio de Obras y Servicios Públicos mediante la cual se reconoce a YPF una compensación por los mayores costos por ventas de crudo a las Compañías Privadas y que luego es exportado, transformado en derivados, a precio internacional (***).

La llamada 14 está indicando que la intervención de la Secretaría de Energía a la salida de destilerías se verifica a partir de la fijación del precio de los derivados (****) y en consecuencia de su valor relativo lo cual necesariamiente incide en las inversiones y en la estructura de la capacidad de refinación privada. Este precio al productor se denomina "Valor Tanque" y se computa FOB destilería. Este precio de transferencia se utiliza en la práctica como parámetro de referencia para gravar la actividad con la finalidad de crear un fondo que permita financiar parte de las grandes obras eléctricas (*****). El resto de los derivados tiene precio libre en el mercado. Los derivados a granel, que se consumen para transporte, calefacción y otros usos y en centrales eléctricas de generación térmica se distribuyen a Plantas de Despacho localizadas en función del mercado. Tanto la empresa estatal como las privadas tienen sus plantas, existiendo infraestructura en relación a los volumenes comercializados. No obstante, YPF también entrega derivados a compañías privadas que comercializan con su marca (******) debido a que refina mayores volúmenes que los que vende al mercado directo.

En 1986 YPF comercializó el 65% de los derivados -60% mercado interno y 5% exportación- y entregaba a compañías privadas (Astra, GGC) 3,9% del total de los derivados procesados. El resto 31,3% fue comercializado por el resto de las empresas privadas (*******).

(*) El crudo es transferido dentro de YPF sin que medie interfacturación entre las áreas de explotación e industrialización. No obstante, si esta existiera lo sería al precio oficial con lo cual se pondría en evidencia que este no guardaba relación con los costos. En un trabajo de YPF "Metodología para la determinación del Resultado de Explotación en el Presupuesto de YPF por Areas específicas funcionales" Gcia. de Planeamiento Económico Financiero 1981, se demostraba que el área de explotación era la que soportaba las principales pérdidas, debido a la estructura de precios oficiales a lo largo de la cadena petrolera.

(**) Resolución ME 265/79 y Resolución MOSP 510/82.

(***) Resolución MOSP 649/82.

(****) Decretos 6054/68, 19287/71 y 5941/71

(*****) La nacionalización de la etapa comercial por el Decreto 632/74 revirtió, entre 1974 y 1976, la dirección de los movimientos de derivados en un 100% hacia YPF.

(******) SHELL, ESSO, ISAURA, SOL, DAPSA.

La llamada 15 indica la intervención oficial a partir de Resoluciones de la Secretaría de Energía que fijan los Márgenes de Comercialización para los derivados con precio oficial. Este margen más el Valor Tanque es el precio al productor incluída la etapa de comercialización (*).

Los derivados son distribuídos a Estaciones de Servicio para su venta al público. A fines de 1986, existían en el país 5240 estaciones de servicio de las que el 55% comercializaban productos de YPF y el 45% productos de las compañías privadas evidenciándose una concentración de estas últimas en las regiones de mayor densidad problacional y de mayores ingresos. Por su parte, YPF está obligada a abastecer además a las regiones periféricas.

La llamada 16 indica la intervención de la Secretaría de Energía en la fijación del Margen de las Estaciones de Servicio denominado también "Bonificación a Expendedores" que sumado al "Margen de Comercialización" y al "Valor Tanque" determinan el precio de venta al público antes de impuestos o también "Valor de Retención". de YPF.

Finalmente, los derivados llegan al consumidor teniendo como destino el consumo final de derivados que realizan los sectores socioeconómicos-Doméstico, Agropecuario, Industria, Transporte, Comercial y Servicios- y los consumos intermedios de energía que realizan las Centrales Eléctricas de generación térmica.

En esta última etapa de la cadena petrolera la llamada 17 indica la intervención oficial de la Secretaría de Hacienda que establece los impuestos que gravan los combustibles -Naftas, Kerosene, Diesel Oil, Gas Oil y Fuel Oil- (**) y el Impuesto al Valor Agregado que afecta exclusivamente a Diesel Oil y al Fuel Oil (***). Estos impuestos sumados al "Valor de Retención" determinan el precio de venta al público. La llamada 18 indica que los derivados con precios libres pagan el Impuesto al Valor Agregado.

Aparte de los impuestos específicos mencionados, la intervención oficial se verifica a lo largo de toda la cadena petrolera a partir de los impuestos nacionales, provinciales y municipales.

(*) Sobre estos márgenes hubo períodos como el de 1976-83 en que también YPF bonificaba adicionalmente a expendedores de estaciones de servicio.

(**) Ley 16657/64, Ley 17597/68 y Decreto 1046/68

(***) A partir de la Ley 22016 YPF queda comprendida entre los sujetos pasivos del Impuesto al Valor Agregado. Las naftas, kerosene y Gas Oil no están gravados por el IVA de modo que las empresas no pueden resarcirse a través del precio de venta los costos por IVA de los mismos. Este concepto por IVA no recuperable tiene gran significación en los costos de las empresas en particular cuando están integrados verticalmente. El 65% de las Ventas de YPF están exentas de IVA, en consecuencia, no le es posible recuperar totalmente el Crédito Fiscal correspondiente a las adquisiciones que realiza.

En resumen, en 1986 la distribución aproximada de la actividad petrolera entre la empresa estatal y privada era la expuesta en el Cuadro Nº 2.1.7. Como se advierte, la participación de la empresa estatal es mayor en las actividades que involucran mayor riesgo y menor para las empresas privadas cuya participación aumenta en las últimas etapas de la cadena petrolera.

CUADRO Nº 2.1.7.
ESTRUCTURA DE LA ACTIVIDAD PETROLERA EN 1986
-En porcentajes-

	Reservas en explotación (1)	Exploración Sísmica (2)	Exploración Pozos (2)	Desarrollo y Explotación (2)	Producción (2)	Refinación (2)	Comercialización (2)	Estaciones de Servicio (3)
YPF	68.0	79.0	91.6	74.8	67.0	68.8	65.0*/	55.0
Empresas Privadas	32.0	21.0	8.4	25.2	33.0	31,2	35.0	45.0
Cont.YPF	30.0	8.0	5.6	11.3	30.7	-	-	-
Otras	2.0	13.0	2.8	13.9	2.3	31.2	35.0	45.0

*/ Exportación 5% y Mercado Interno 60%.

Fuentes:
(1) En base a "El negocio petrolero en La Argentina" Centro de Estudios del Petróleo Hipólito Yrigoyen. Bs. As. Sept. 1986.
(2) Revista Petroquímica No. 44. Bs. As. marzo 1988.
(3) Boletín de Combustibles 1986. Secretaría de Energía.

Por su parte, las intervenciones "oficiales" (*) que se identifican en el Diagrama 2.1.1 se pueden resumir del siguiente modo:

1. Distribución de áreas de exploración, donde se observa que las decisiones oficiales interfieren con la actividad de la empresa estatal al obligarla a transferir áreas que inicialmente le fueran concedidas y a intermediar entre las decisiones políticas y los operadores privados de contratos de explotación y riesgo. A esto se agregan, presiones de la Secretaría de Energía a la empresa estatal para la contratación servicios con terceros. Tal es el caso de la contratación de equipos de perforación para realizar tareas no programadas o que eventualmente pueden dar lugar a que se desactiven equipos de la propia empresa estatal.

(*) La expresión entre comillas pretende resumir la acción de todos los grupos de presión con interés en la actividad que se ha manifestado en acciones oficiales en favor o en contra de los mismos según el período que se analice.

2. Análogamente a lo expresado anteriormente, se observa la falta de normas para las empresas petroleras respecto a los yacimientos que tienen potencial de explotación. A partir de 1977 y hasta el presente, bajo el argumento de que las empresas privadas eran más eficientes que la estatal, se han transferido yacimientos de YPF en explotación a la actividad privada con rentabilidad reconocida a los precios oficiales del crudo. Tanto mayor ha sido esta rentabilidad cuanto que los precios pactados contractualmente fueron mayores que los oficiales. Estas intervenciones oficiales, han obligado a que YPF no solo no se resarza de las inversiones realizadas en exploración y desarrollo, sino que además, la Secretaría de Energía "regaló" (*) el crudo descubierto a las empresas contratistas.

3. Los precios pactados por el petróleo extraído en las áreas entregadas a contratistas tienen una intervención oficial directa, la Secretaría de Energía ha ejercido presiones, también en este aspecto sobre la empresa estatal, con el notable resultado de que los precios de contrato han sido en general superiores a los precios oficiales de venta a refinerías que percibe la empresa estatal. Estos contratos son convalidados no solo por la Secretaría de Energía sino también por el Poder Ejecutivo Nacional y con posterioridad se fijan mecanismos compensatorios de precios que constituyen soluciones parciales que no permiten recuperar las pérdidas pasadas o, que en todo caso, las transfiere al Tesoro Nacional.

4. La fijación de los "Valores Boca de Pozo" ha sido fluctuante y disociada del costo de extracción del crudo con lo cual el Estado Nacional en algunas épocas no ha respondido adecuadamente, mediante el pago de regalías, a los Estados Provinciales productores y en otras ha distribuido rentas en exceso en relación al valor del producto extraído por asociarlo al precio internacional generando costos para la empresa estatal que luego no era posible recuperar a partir de los precios oficiales de venta.

(*) Esta expresión puede ser tomada literalmente. Ninguna empresa en el mundo entrega gratuitamente a otra un yacimiento que tenga reservas comprobadas. Los yacimientos o sus derechos se venden al valor no solo de sus instalaciones sino también de sus reservas. Existen asimismo empresas que auditan reservas con el objeto de garantizar las estimaciones realizadas. En este caso las reservas pertenecen al Estado y no a la Empresa Estatal. La decisión de Secretaría de Energía, al autorizar esas transferencias gratuitas, se debió seguramente a otras razones que las de índole económica.

5. Los precios oficiales del crudo no han cubierto el costo medio de la actividad por utilizarse los criterios comerciales (Net back) antes que el costo de uso de los recursos. Esto ha generado cuantiosas pérdidas para la empresa estatal.

6. La intervención oficial en la distribución de crudos no responde a criterios de optimización de las capacidades instaladas que diera su origen a la "mesa de crudos" sino a criterios de distribución del mercado que es donde las empresas privadas han logrado mayor penetración relativa.

7. Simultáneamente, se fijan oficialmente los márgenes de refinación de los productos principales generándose señales que orientan las inversiones privadas a los productos de mayor rentabilidad debiendo cubrir la empresa estatal el abastecimiento del resto.

8. La intervención oficial en la fijación del precio de los derivados principales al refinador ha tenido por objeto fijar un margen para este pero en algunos periodos ha restado capacidad de financiamiento a las inversiones en destilerías.

9. La intervención oficial en la fijación de los márgenes de comercialización, como en el caso de los márgenes de refinación, inducen a orientar las inversiones del sector privado hacia los productos de mayor margen debiendo la empresa estatal satisfacer necesidades del mercado no cubiertas por este.

10. La intervención oficial en los márgenes de las estaciones de servicio y en el otorgamiento de una distribución desigual de la localización de las mismas favorece a la actividad privada.

11. La intervención oficial en la fijación de impuestos que implican una apropiación de rentas del sector petrolero, más allá de límites razonables como para permitir un genuino financiamiento de la inversión ha generado en la actividad estatal cuantiosas pérdidas debido a precios fijados para el petróleo que no eran consistentes con el sistema de precios fijados para las etapas posteriores.

12. La intervención oficial generando pérdidas con el IVA desconoce el principio de equidad que subyace en este impuesto y crea distorsiones en la asignación de los recursos.

Algunas de las anomalías señaladas se intentaron resolver con medidas parciales generándose una intrincada red de regulaciones y distorsiones de la función de la empresa estatal que se anuncian como ineficiencias de la misma sin discriminar las responsabilidades que competen a los organismos que las han impuesto.

La causa de las fluctuaciones en la política energética parece radicar en la extensa controversia entre privatistas y estatistas, que en el afán de imponer su planteo no encuentran puntos de contacto que permitan concertar una solución al problema petrolero del país.

Los efectos muestran el predominio de los intereses privatistas ya que la empresa estatal ha resignado áreas de exploración-explotación y mercado y además ha afrontado una política de precios en cada una de las etapas de la cadena petrolera que la han llevado a acumular pérdidas cuantiosas y el consiguiente endeudamiento.

Las empresas petroleras privadas en el mismo período, han logrado penetrar en las áreas de YPF y en el mercado y se han favorecido con una política de precios que contractualmente les reconocía cada vez mayor rentabilidad. Estos hechos han permitido un sostenido crecimiento de estas empresas, algunas de las cuales incluso han pasado a desempeñar el rol de multinacionales al participar en operaciones fuera de las fronteras argentinas.

No obstante, el problema petrolero argentino subsiste y a la luz de su existencia y permanencia se siguen esgrimiendo los mismos argumentos que hace dos décadas: empresa estatal ineficiente "vs" empresas privadas eficientes, relación que es obviamente falaz a la luz de lo expuesto a lo largo de este trabajo.

En los siguientes apartados se ilustrarán en cifras algunos de los aspectos más relevantes de la estructura petrolera para el período en estudio. Para evitar un exceso numérico se señalarán las situaciones a mediados de cada período de gobierno, excepto en aquellos casos en que la pertinencia de las series requieran mayor apertura. En los casos que la disponibilidad de información no ha permitido seguir los criterios expuestos se han tomado los datos más próximos a la fecha o evento que se desea mostrar.

Cuadro N° 2.1.1.

CONTRATOS CON LA "S.E.E" - LEY 17.319/67 - AÑO 1968

NOMBRE DEL AREA (o ubicación)	PROVINCIA/ CUENCA	SUPERFICIE Km2	CONTRATISTA	OBJETIVO	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
1) Magallánica (al S.O de Sta. Cruz Limitando con Chile	Santa Cruz Austral	6.977	Amoco-Superior-Signal	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
2) Samborombon I	Plataforma Marina / Salado	7.100	Kerr Mc Gee	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
3) Samborombon II	Plataforma Marina / Salado	8.753	Union Continental	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
4) Samborombon III	Plataforma Marina / Salado	9.629	Sun-Amerada-Marathon	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
5) Rio Salado II	Buenos Aires / Salado	6.924	Signal-Astra-Gulf	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
6) Rio Salado III	Buenos Aires / Salado	5.970	Signal-Astra-Gulf	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
7) Bahía Blanca I	Plataforma Marina / Colorado	14.983	Phillips-Agip	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
8) Bahía Blanca II	Plataforma Marina / Colorado	14.965	Hunt	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
9) Bahía Blanca III	Plataforma Marina / Colorado	10.149	Phillips-Agip	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
10) Golfo San Jorge I	Plataforma Marina/Golfo S/Jorge	2.668	Sinclair	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
11) Golfo San Jorge II	Plataforma Marina/Golfo S/Jorge	4.803	Agip-Phillips-Tenneco	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
12) Golfo San Jorge III	Plataforma Marina/Golfo s/Jorge	4.919	Agip-Phillips-Tenneco	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
13) Golfo San Jorge IV	Plataforma Marina/Golfo S/Jorge	4.958	Agip-Phillips-Tenneco	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
14) Rio Atuel I	Mendoza / Cuyana	4.335	Esso	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
15) Rio Atuel II	Mendoza / Cuyana	2.830	Gulf-Sinclair Union Rheinische	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
16) Rio Atuel III	Mendoza / Cuyana	3.707	Gulf-Sinclair Union Rheinische	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
17) Rio Atuel IV	Mendoza / Cuyana	6.334	Gulf-Sinclair Union Rheinische	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
18) Bermejo I	San Juan / Cuyana	3.640	C.Service-Sun-Amerada-Union-Signal	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
19) Bermejo II	San Juan / Cuyana	5.323	Shell	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
20) Bermejo III	San Juan Cuyana	5.577	Shell	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto
21) Ramblones I	Mendoza	3.274	Cities Service-Sun Amerada-Cabot	Permiso de Exploración	Negativo	Devuelto

Fuente: A. Bulgheroni "Análisis de los Contratos Petroleros en la República Argentina". Presentado en Jornadas de Política Petrolera. Fundación Sudamericana. Bs.As. Septiembre de 1985.

Cuadro Nº 2.1.2.

- CONTRATOS CON "YPF" - (LEY 17.319/67 - AÑOS 1967/72

NOMBRE DEL AREA (o ubicación)	PROVINCIA/ CUENCA	SUPERFICIE Km2	CONTRATISTA	OBJETIVO	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
1) Entre Lomas	Neuquén/ Neuquina	733,02	Petr. Perez Companc Apco/Allende y Brea	Exploración y Explotación	Positivo	En Explotación
2) El Sauce - Cerro Bandera	Neuquén/ Neuquina	56,20	Bridas - Ascot	Explotación Integral	Positivo	Devuelto
3) Lindero Atravesado	Neuquén/ Neuquina	511,50	Bridas - Astra	Exploración Integral y Desarr	Positivo	En Explotación
4) Chihuido del Medio	Neuquén/ Neuquina	2.125,00	Amoco - Bridas	Exploración y Explotación	Negativo	Devuelto
5) Catriel Oeste	Rio Negro/ Neuquina	84,00	Nav. Perez Companc/ Petr. Arg. S. Jorge	Explotación Integral	Positivo	En Explotación

Fuente: A. Bulgheroni "Análisis de los Contratos Petroleros en la República Argentina". Presentado en Jornadas de Política Petrolera. Fundación Sudamericana. Bs.AS. Septiembre de 1985.

Cuadro Nº. 2.1.3.

- CONTRATOS CON "YPF" - LEY 17.319/67 - AÑOS 1976/1982

NOMBRE DEL AREA (o ubicación)	PROVINCIA/ CUENCA	SUPERFICIE Km2	CONTRATISTA	OBJETIVO	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
1) Ramos	Salta / Noroeste	232,21	Pluspetrol/Tecnint/ Selva Oil/Socma	Explorac./Desarr./ Explotación	Positivo	En Explotación
2) Rio Tunuyán	Mendoza / Cuyana	21,00	Astra	Explotación Integral	Positivo	En Explotación
3) Chañares Herrados	Mendoza / Cuyana	41,00	Chañares Herrados	Explotación Integral	Positivo	En Explotación
4) Piedras Coloradas- Estruct. Intermedia	Mendoza / Cuyana	108,43	Alianza Petrolera	Explotac. Integral y Desarrollo	Positivo	En Explotación
5) Refugio Tupungato	Mendoza / Cuyana	27,40	Petr.Arg.S.Jorge Supur Comento/Dyopsa	Explotac. Integral y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
6) Cañadón Amarillo	Mendoza / Neuquina	1.026,00	Quitral-Co/A. Petrol./ Construct. Aragón	Explotac. Integral y Desarrollo	Positivo	En Explotación
7) Cacheuta	Mendoza / Neuquina	———	———	Desarr. y Explot.	Sin Ofertas	———
8) Medianera	Rio Negro / Neuquina	53,09	Vial del Sur Decavial	Explotac. Integral y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
9) 25 de Mayo - Medanito S.E.	Rio Negro-La Pampa Neuquina	300,02	C. N. Perez Companc Bridas	Explotac. Integral y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
10) Rinconada Puesto Morales	Rio Negro-La Pampa Neuquina	335,55	TECSA	Explotación Integral	Positivo	En Explotación
11) Centenario	Neuquén / Neuquina	206,20	Pluspetrol / Selva Oil	Explotac. Integral y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
12) Al Norte de la Dorsal	Neuquén / Neuquina	221,05	Quitral-Co/CADIPSA Cia. Química	Explor. Explot. Int. y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
13) Al Sur de la Dorsal	Neuquén / Neuquina	1.680,00	Bridas-Ascot	Explor. Explot. Int. y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
14) Neuquén del Medio	Neuquén / Neuquina	48,00	Petrolera Argentina El Carmen	Explotac. Integral y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
15) Antic. Campamento	Neuquén / Neuquina	320,72	Pluspetrol/CDEPESA/ Tecnicagua/Petrolar	Explotac. Integral y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
16) San Roque	Neuquén / Neuquina	———	———	Explotación	Sin Ofertas (1)	———
17) Cerro Tortuga / Las Flores	Chubut / Golfo S. Jorge	313,54	Auspetrol	Explotac. Integral y event. Desarr.	Positivo	Devuelto
18) Manantiales Behr	Chubut / Golfo S. Jorge	971,71	Amoco/C. N. Perez Companc Astra	Explor. Explotac. Integ. y Desarr.	Positivo	En Explotación
19) Pampa del Castillo- La Guitarra	Chubut / Golfo S. Jorge	120,73	C. N. Perez Companc Sade/Interamerican	Explor. Explotac. Integ. y Desarr.	Positivo	En Explotación
20) Cinturón Costero	Chubut/Costa Golfo S. Jorge	232,00	Buttes Oil y Gas Golfo Petrolera	Desarrollo y Explotación	Positivo	En Explotación
21) Restinga Alí	Chubut/Costa Golfo S. Jorge	———	———	Desarrollo y Explotación	Sin Ofertas	———
22) Piedra Clavada	Santa Cruz/ Golfo San Jorge	87,59	Bridas/C. Nav. Perez Companc	Explotac. Integral y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
23) Meseta Espinosa/ Cañadón Seco	Santa Cruz/ Golfo S. Jorge	303,64	Astra	Explotac. Integral y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
24) El Cordón	Santa Cruz/ Golfo San Jorge	69,68	Bridas/C. Nav. Perez Companc	Explotac. Integral y event. Desarr.	Positivo	En Explotación
25) Koluel Kaike - El Valle	Santa Cruz/ Golfo San Jorge	196,17	Cia. Naviera Perez Companc	Explor. Explotac. Integ. y Desarr.	Positivo	En Explotación
26) Cerro Wenceslao	Santa Cruz/ Golfo San Jorge	———	CADIPSA	Explorac. Explotac. y Desarrollo	———	Aún no concret
27) Meseta Guenguel	Santa Cruz/ Golfo San Jorge	———	———	Exploración y Desarrollo	Sin Ofertas	———
28) Los Perales Lomas del Cuy	Santa Cruz / Golfo San Jorge	———	———	Desarrollo y Explotación	Sin Ofertas (2)	———
29) Area I	Plat. Mar. T. del Fgo./Austral	10.665,00	Total Deminex Bridas	Explorac. Desarrollo y Explotación	Positivo	En Exploración
30) Area 2	Plat. Mar. T. del Fgo./Austral	———	———	Explorac. Desarrollo y Explotación	Sin Ofertas	———

NOTAS:

(1) Fué licitada 2 veces

(2) Fué licitada 2 veces. La primera adjudicada y rescindida

Fuente: A. Bulgheroni "Análisis de los Contratos Petroleros en la Rep. Argentina". Presentado en Jornadas de Política Petrolera. Fundación Sudamericana. Bs.As. Septiembre 1985.

Cuadro Nº 2.1.4.

- CONTRATOS CON "YPF" - LEY 21.778/78 - AÑOS 1978/1981

CONTRATOS DE RIESGO "TERRESTRES"

NOMBRE DEL AREA (o ubicación)	PROVINCIA/ CUENCA	SUPERFICIE Km2	CONTRATISTA	OBJETIVO	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
1) Acambuco	Salta / Noroeste	2.128,00	Bridas	Exploración Desarr. y Explot.	Positivo	En Exploración
2) Ledesma	Salta / Noroeste	------	------	Explorac./Desarr./ Explotación	Sin Ofertas	------
3) Rio Juramento	Salta / Noroeste	------	------	Explorac./Desarr./ Explotación	Sin Ofertas	------
4) Las Breñas	Santa Fe / Noroeste	------	------	Explorac./Desarr./ Explotación	Anulada	------
5) Malargue Sur	Mendoza / Neuquina	2.100,00	Bridas	Explorac./Desarr./ Explotación	Positivo	En Exploración
6) Llancanelo	Mendoza / Neuquina	2.400,00	Union Oil	Explorac./Desarr./ Explotación	Positivo	En Exploración
7) Confluencia	Mza. y Ngn. Neuquina	3.183,00	Quitral-Co Alianza Petrolera	Explorac./Desarr./ Explotación	Positivo	En Exploración
8) Aguada San Roque O.	Neuquén / Neuquina	4.392,00	Techint/Cia. Tec. Internac./CADIPSA	Explorac./Desarr./ Explotación	Negativo	En Exploración
9) Picun Leufu	Neuquén / Neuquina	6.233,00	Consorcio Picun Leufu	Explorac./Desarr./ Explotación	Negativo	En Exploración
10) Rio Negro Norte	Rio Negro / Neuquina	4.352,00	Cities Service	Explorac./Desarr./ Explotación	Negativo	En Exploración
11) Ñirihuau	Río Negro/Chubut Ñirihuau	9.970,00	Esso/Pluspetrol	Explorac./Desarr./ Explotación	Negativo	En Exploración

Fuente: A. Bulgheroni. "Análisis de los Contratos Petroleros en la República Argentina. Presentado en Jornadas de Política Petrolera. Fundación Sudamericana. BS.As. Septiembre 1985.

Cuadro N° 2.1.5.

- CONTRATOS CON "YPF" - LEY 21.778/78 - AÑOS 1978/1981

CONTRATOS DE RIESGO "MARINOS"

NOMBRE DEL AREA (o ubicación)	PROVINCIA/ CUENCA	SUPERFICIE Km2	CONTRATISTA	OBJETIVO	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
1) San Jorge Norte	Plataf.Marina/ Golfo S. Jorge	14.827,00	Shell Hidroc./Shell CAPSA/Petrolar	Explorac./Desarr./ Explotación	Negativo	Devuelto
2) San Jorge Centro	Plataf.Marina/ Golfo S. Jorge	13.322,00	Shell Hidroc./Shell CAPSA/Petrolar	Explorac./Desarr./ Explotación	Negativo	Devuelto
3) Rio Gallegos	Plataf.Marina/ Austral	8.542,00	Shell Hidroc./Shell CAPSA/Petrolar	Explorac./Desarr./ Explotación	Negativo	Devuelto
4) Magallanes Este	Plataf.Marina/ Austral	———	———	Explorac./Desarr./ Explotación	Anulada	———
5) Magallanes	Plataf.Marina/ Austral	4.890,00	Shell Hidroc./Shell CAPSA/Petrolar	Explorac./Desarr./ Explotación	Positivo	En Exploración
6) Tierra del Fuego Este I	Plataf.Marina/ Austral	11.101,00	Esso Explor./Astra/ Perez Companc/CADIPSA	Explorac./Desarr./ Explotación	Negativo	Devuelto
7) Tierra del Fuego Este II	Plataf.Marina/ Austral	12.744,00	Esso Explor./Astra/ Perez Companc/CADIPSA	Explorac./Desarr./ Explotación	Negativo	Devuelto

Fuente: A. Bulgheroni "Análisis de los Contratos Petroleros en la República Argentina" Presentado en Jornadas de Política Petrolera. Fundación Sudamericana. Bs.As. Septiembre de 1985

CUADRO Nº 2.1.6.

PROGRESO CONTRACTUAL DEL PLAN HOUSTON

	Area	Estado contractual(1) Ronda	YPF	PEN	BO	Titular	Principales trabajos comprometidos: Unidad de trabajo	Sísmica	Pozos
CNO-4	Río Colorado	1ra.	si	si	si	BHP Argerado	160	160	-
CNO-5	Hickmann	"	"	"	"	Texaco Bridas	191	191	-
CNO-6	Morillo	"	"	"	"	Pluspetrol - BHP - IFC	160	160	-
CNO-7	Chirete	"	"	"	"	Pluspetrol - BHP - IFC	1460	252	1 A 4510M
CNO-8	Union	"	"	"	"	Astra	1124	250	1 A 4200M
CNO-11	Olleros	"	"	"	"	Pluspetrol - BHP - IFC	160	25	1 A 1500M
CNO-13	Arenal	(2) ND	"	"	"	Apache - Argerado Riumasa - San Lorenzo	45	-	1 A 3000M
CNO-1	Santa Victoria	ND	"	no	no	CGC - JNB	200	200	-
CA-12	Río Grande Sur	1ra.	si	si	si	Occidental	655	120	1 A 3200M
CRM-1	Rawson Marina	"	"	"	"	Esso - Chevron - CAPSA	2080	5000	1 A 2600M
CRM-2	Rawson Marina	"	"	"	"	Esso - Chevron - CAPSA	270	2700	-
CRM-3	Rawson Marina	"	"	"	"	Esso - Chevron - CAPSA	220	2200	-
CNE-22	Santa Sylvina	2da.	"	"	"	Shell CAPSA Pecten	1250	1250	-
CNE-23	Villa Guillermina	"	"	"	"	Shell CAPSA Pecten	500	500	-
CNE-30	Norte Santa Fe	"	"	"	"	Shell CAPSA Pecten	1000	1000	-
CNE-31	Reconquista	"	"	"	"	Shell CAPSA Pecten			
CNE-19	Las Brenas	"	no	no	no	Astra - se retiró	672	72	
CNQ-7	Gobernador Ayala	"	si	si	si	Shell CAPSA Pecten	1710	1500	2
CNQ-14	Zapala	"	"	no	no	Astra	340	100	2
CNQ-18	Loma del Mojón	"	no	"	"	Pluspetrol	1180	xxx	2
CNQ-19	Anelo	"	"	"	"		500		2

Cuadro N° 2.1.6. (cont.)

CGSJ-5	Colhue Huapi	2da.	si	no	no	CAPSA	455	2
CGSJ-8	Centro de Cuenca	ND	"	"	"	Astra	490	1000 1 A 3000M
CSM-2	Salado Marina	2da.	no	no	no	Amoco - Perez Compac	200	2000 -
CNE-16	Oeste Río Bermejo	3ra.	"	"	"	Pluspetrol - Mobil	2002	2
						Primary Fuels		
CNE-17	Anatuya	3ra.	"	"	"	Bridas	1320	1
CNE-28	Los Juries	ND	si	"	"	Chevron - Esso	800	-
CNE-29	Tostado	3ra.	"	"	"	Chevron - Esso - CAPSA	400	-
CNQ-6	Payun Norte	3ra.	no	no	no	Perez Companc	944	
CNQ-8	Huantraico	"	si	"	"	Petr. San Jorge - Cabeen	5842	9
CNQ-10	Chihuidos	"	no	"	"	Treno - CGC - Santa Fe	1820	2
						Asamera Nomeco		
CNQ-11	Las Lajas	"	"	"	"	CADIPSA	1412	
CNQ-16	Lago Pellegrini	"	"	"	"	Perez Companc - Petroq. Com.	1590	
						Rivadavia Benito Roggio		
CCYB-10	Río Desaguadero	"	"	"	"	Tecnicagua	380	
CCYB-11	Nacunan	"	"	"	"	Pluspetrol,oferta rechazada	173	173 -

(1) Estado contractual
YPF: contrato firmado con YPF
PEN: " ratificado por decreto del Poder Ejecutivo
B.Oficial: decreto publicado en el Boletín Oficial
(2) Negociación directa

Fuente: Informe IAE. Bs.As. mayo 1988

2.1.1. Exploración y Explotación de Petróleo

. La exploración y reservas de petróleo

Las reservas de petróleo, a fin de 1984, representaban el 11,2% de las reservas y potenciales energéticos de Argentina. Su evolución se ha mantenido prácticamente constante desde 1970, aún cuando la participación respecto al total a disminuído.

CUADRO Nº 2.1.1.1.

RESERVAS Y POTENCIALES ENERGETICOS

-En millones de Tep-

	1970 (1)	1973 (2)	1979 (3)	1984 (4)
Petróleo	344	344	340	330
Gas Natural	150	168	530	601
Carbón Mineral	158	157	80	171
Hidroelectricidad	420	730	1430	1593
Combustibles Vegetales	32	30	60	60
Uranio	375	375	280	203
TOTAL ARGENTINA	1479	1804	2720	2958

Fuente: Secretaria de Energía.
(1) Plan Energético 1974-77. Dic. 1973.
(2) Plan Energético 1977-85. Junio 1977.
(3) Programa Energético 1980-2000. Mayo 1981.
(4) Plan Energético Nacional 1986-2000. Julio 1986.

Las reservas de petróleo se localizan en cuencas sedimentarias que se ubican en forma dispersa por el país desde la frontera con Bolivia hasta el extremo sur en Tierra del Fuego.

Las áreas con reservas de hidrocarburos cubren 1,3 millones de kilómetros cuadrados en la plataforma continental y 396 mil kilómetros cuadrados costa afuera, distribuidas en 16 cuencas sedimentarias continentales y 9 marinas. Sólamente cinco de las áreas sedimentarias conocidas son cuencas productoras. La cuenca del Noroeste, localizada en las Provincias de Salta, Jujuy y Formosa; Cuyo, en la zona norte de las Provincia de Mendoza ; Neuquén, en la parte sur de la Provincia de Mendoza y Neuquén, La Pampa y Río Negro; San Jorge, en las Provincias de Chubut y Santa Cruz norte; y la Cuenca Austral, en Santa Cruz sur y Tierra del Fuego, tanto en tierra como costa afuera.

De todas estas cuencas, las de San Jorge, Cuyana y Neuquina son las más conocidas y explotadas. La Cuenca Neuquina y la del Golfo de San Jorge concentran el 74% de las reservas del país. Tanto en la cuenca Noroeste como en la Austral se han producido descubrimientos recientes que han compensado en parte las declinaciones en las otras.

CUADRO Nº 2.1.1.2.

RESERVAS COMPROBADAS DE PETROLEO POR CUENCAS

- Estructura porcentual -

Cuencas	1970	1974	1979	1986
Noroeste	2.7	2.5	1.9	7.3
Cuyana	25.7	20.1	13.1	10.0
Neuquina	31.2	30.8	40.6	44.1
Golfo de San Jorge	37.1	42.5	40.8	30.1
Austral	3.2	4.1	3.6	8.6
Total	100.0	100.0	100.0	100.0
Reservas - en mill. de m^3	392.5	391.7	389.1	355.1
- en mill. de bls	2.464.9	2.459.9	2.443.5	2.230.0

Fuente: Secretaría de Energía

La clasificación de estas reservas en primarias y secundarias pone en evidencia que los descubrimientos de las primeras han crecido en los últimos 17 años más que la producción primaria requerida en el mismo lapso (ver cuadro 2.1.1.3). Las reservas secundarias por el contrario han sufrido ajustes significativos que las han reducido respecto a las estimaciones iniciales (*).

CUADRO Nº 2.1.1.3.
RESERVAS PRIMARIAS Y SECUNDARIAS
En miles de m3

	Primarias	Secundarias	Total
Reservas al 31-12-70	207494	185000	392494
Descubrimientos y Reajustes	435499	- 30917	404582
Producción Acum. 1971-87	385842	54083	439925
Reservas al 31-12-87	257151	100000	357151

Fuente: En base a datos de YPF y Petrotecnia

(*) Ver las consideraciones sobre el tema en C. Suárez "Evolución de las reservas y los descubrimientos de petróleo desde 1970" IDEE Julio 1988.

La variación de los descubrimientos muestra oscilaciones significativas con un comportamiento errático respecto a la evolución de la producción (ver gráfico 2.1.1.1.). Esto en parte es resultado de que la actividad de exploración no se ha compatibilizado con la producción planeada al realizarse inversiones insuficientes o en exceso como muestra la variabilidad de los pozos de exploración (ver cuadro 2.1.1.5.). Otro aspecto, vinculado a los desvíos se explica por una posible asignación de recursos sin un orden de prioridades definido a largo plazo o en su defecto por la interrupción del mismo por los cambios de política tan frecuentes que se han observado en Argentina. Finalmente, debido al componente aleatorio de la propia actividad, cuyo peso es de particular importancia.

La evolución señalada en los decubrimientos muestra en promedio una relación con las reservas originales de 2.9% mientras que la relación de la producción anual respecto a la producción acumulada es del 6%, aspecto que pone en evidencia que en el periodo 1970-1986 la tasa de crecimiento de las reservas originales fué la mitad de la tasa de crecimiento de la producción acumulada. El efecto fué una reducción de las reservas remanentes que declinaron, a su vez, a una tasa del 0.5% (ver gráfico 2.1.1.2). Esta reducción podría haber sido mayor si no hubiera operado un elemento amortiguador como es la relación entre la producción acumulada y las reservas originales que en el caso de Argentina se encuentra en niveles que oscilaron entre 41% en 1970 y 66% en 1986. A esto hay que agregar los impactos derivados de la política de explotación en los períodos 1973-75 y 1984-86 que frenaron el crecimiento de la producción en función de la política de sustitución en los consumos de petróleo.

De las reservas remanentes a 1987 el 72.0% es recuperable por métodos de explotación primaria y el resto, 28.0%, por métodos secundarios. Probablemente si a estas reservas se le incorporara una estimación de los volúmenes recuperables por métodos de explotación terciaria y cuartaria la situación mostraría un cuadro más holgado y por lo tanto no tan apremiante en materia de exploración. De todos modos la tasa de descubrimientos debe guardar una cierta relación con la producción requerida por el sistema energético si se quiere mantener un horizonte de reservas remanentes que permita asegurar un abastecimiento sin dificultades.

La posibilidad de garantizar una tasa de descubrimientos que cubra la finalidad mencionada tiene como límite las reservas últimas o volúmenes no descubiertos. Una estimación realizada recientemente (*) en base a diversos trabajos indica que las reservas no descubiertas recuperables estarían en el orden de los 462 millones de metros cúbicos. Si estos datos fueran luego confirmados por descubrimientos, a fines de 1987 se habría alcanzado a conocer el 43% de los recursos petroleros y se habrían consumido el 46% de las reservas originales recuperables totales del país, que se estiman del orden de 1517 millones de metros cúbicos y que pueden variar en un entorno sumamente amplio que hacen que estos datos sean más que una estimación una predicción .

(*) C.A. Givogri y J.J. Novara "Exploración y Explotación del petróleo en Argentina: Aspectos principales y propuesta de reordenamiento" IEERAL. Fundación Mediterránea. Agosto 1987.

Gráfico N° 2.1.1.1.

PETROLEO

Descubrimientos y Produccion

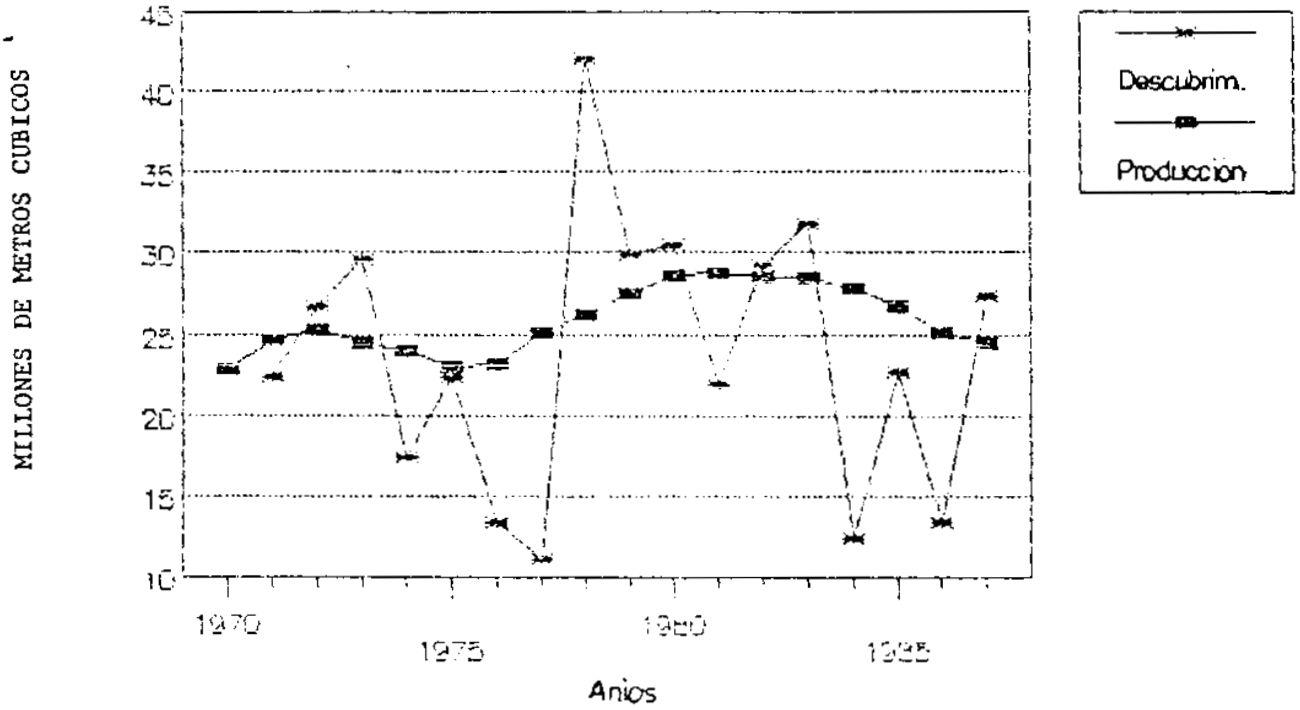
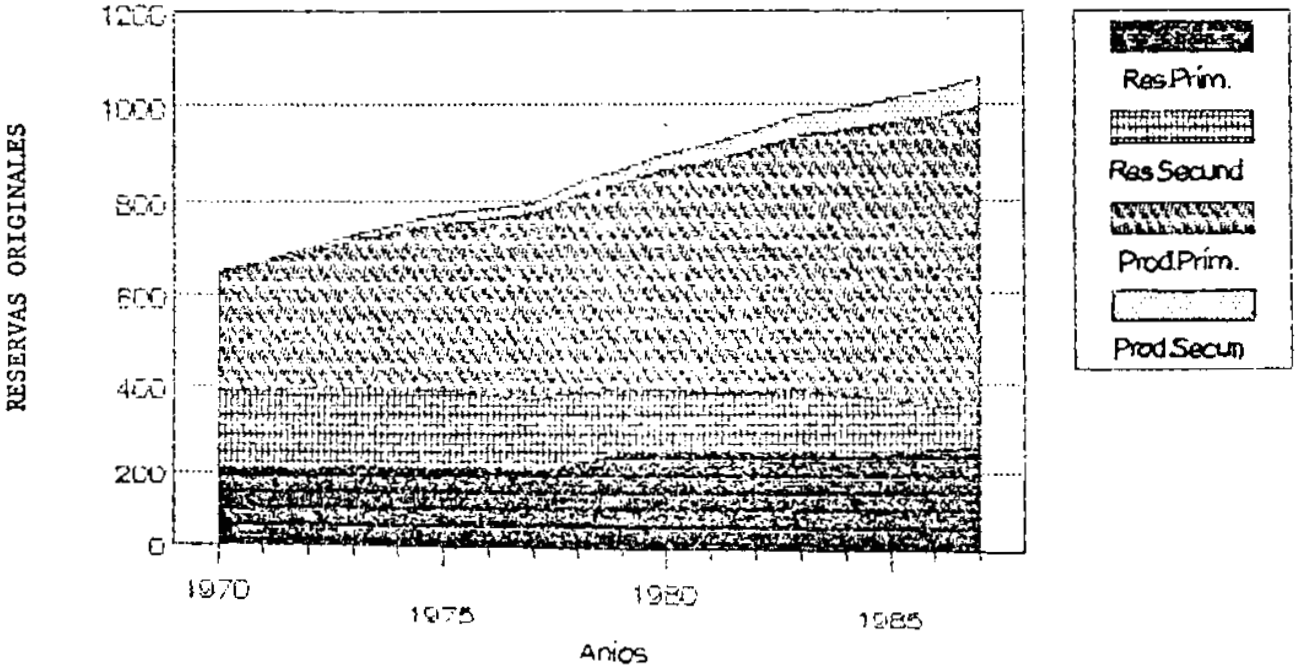


Gráfico N° 2.1.1.2.

RESERVAS Y PRODUCCION DE PETROLEO

En millones de metros cubicos



Lo expuesto exigiria que la administración futura de los recursos deba ser cuidadosa y tener en cuenta las disponibilidades de reservas y potenciales de las otras fuentes energéticas, las sustituciones que puedan realizarse en el consumo de derivados de petróleo y las posibilidades de conservación del recurso.

El volumen de reservas, que representaba el 0.25% de las reservas mundiales en 1985 y la dispersión territorial permiten apreciar que las tareas exploratorias en Argentina exigen un gran esfuerzo en la utilización de recursos humanos y materiales a diferencia de los yacimientos de Medio Oriente, Venezuela o México. Estas tareas han sido llevadas a cabo en todo el territorio por la empresa petrolera estatal YPF ya que desde 1907, fecha en que se inician las tareas exploratorias en el país, hasta 1986 la empresa terminó el 90% de los pozos de exploración perforados en el país.

La intervención privada en la exploración fue esporádica y poco relevante, respecto al volumen total descubierto. Los costos de infraestructura y la necesidad de producir hallazgos que permitieran sustituir importaciones de petróleo y derivados determinaron la necesaria intervención estatal en áreas que el capital privado, a los precios del crudo vigentes, no considerata rentables.

En 1985 las áreas en exploración cubrian una superficie de escasa relevancia respecto al total de las cuencas sedimentarias y lo mismo se advierte con los pozos perforados en las mismas como puede apreciarse en el Cuadro Nro. 2.1.1.4.:

CUADRO Nº 2.1.1.4.
AREAS EN EXPLORACION POR ADMINISTRACION Y CONTRATOS

	Cuencas Sedimentarias Km2	Areas en Exploración			Pozos Perforados a 1985	Km2/Pozo
		Administración Km2	Contratos Km2	Total Km2		
Continente	1337750	437332	19967	457299	3601	372
%	100	32.7	1.5	34.2		
Costa Afuera	395720	20017	10757	30774	102	3880
%	100	5.0	2.7	7.7		
Total País	1733740	457349	30724	488073	3703	468
%	100	26.4	1.8	28.2		

Fuente: YPF y Petrotecnia de julio 1985

Los pozos de exploración perforados por año permiten apreciar la desproporción con el ritmo de descubrimientos necesario para satisfacer la producción requerida en algunos períodos. También el porcentaje de éxito alcanzado en estos es llamativo debiendo interpretarse que en muchos casos la clasificación de pozos exploratorios fué elástica al punto de incluirse pozos de bajo riesgo entre estos. Como se mencionó la actividad por contratos de explotación y riesgo fué muy reducida, esto puede verse en el Cuadro Nro. 2.1.1.5. donde en el período 1970-86 el mayor esfuerzo de inversiones fué realizado por la empresa estatal.

CUADRO Nº 2.1.1.5.
POZOS DE EXPLORACION TERMINADOS y PORCENTAJES DE EXITO

	YPF	%	Compañías Privadas						Total	%
			Contratos				Concesiones	%		
			Explot. 1/	%	Riesgo2/	%				
1970	91	22.8	s/d	-	-	-	s/d	-	s/d	-
1971	129	16.2	1	100.0	-	-	27	0	157	14.0
1972	97	19.6	3	33.3	-	-	6	0	106	18.9
1973	129	24.0	7	42.0	-	-	6	0	142	23.9
1974	114	17.5	1	100.0	-	-	-	-	115	18.3
1975	84	28.2	s/d	-	-	-	s/d	-	s/d	-
1976	86	34.1	s/d	-	-	-	s/d	-	s/d	-
1977	143	28.0	-	-	-	-	-	-	143	28.0
1978	81	37.0	-	-	-	-	3	100.0	84	39.3
1979	69	35.0	4	50.0	-	-	-	-	73	35.6
1980	103	38.8	9	33.3	-	-	1	100.0	112	39.3
1981	88	33.0	3	33.3	35	34.2	-	-	126	33.3
1982	78	42.3	1	0	29	48.2	1	100.0	109	44.0
1983	115	24.4	-	-	15	40.0	3	66.6	133	27.1
1984	126	27.8	1	100.0	6	16.6	3	66.6	136	28.7
1985	148	23.0	-	-	6	50.0	3	100.0	157	25.5
1986	89	28.1	3	66.6	2	100.0	8	75.0	102	34.3

1/ Contratos de exploración y explotación bajo el régimen de la Ley 17319/67

2/ Contratos de riesgo Ley 21778/78

Fuente: YPF y Secretaría de Energía

. Explotación de petróleo

La producción nacional equivale al 0,8% de la producción mundial. Las características de las cuencas geológicas argentinas son tales que, la mayoría de sus 344 yacimientos conocidos son pequeños (*), de baja producción y corta vida útil. En 1986 habían 8684 pozos en producción efectiva, que representaban el 87% de los pozos productivos de petróleo, el resto se encontraba parado por distintas causas. La producción promedio diaria por pozo en 1986 fue de unos 49 barriles por día (7.8 m^3); la vida útil promedio por pozo es levemente superior a los 10 años y cada año cesan su producción entre 400 y 600 pozos. En consecuencia, se necesitan inversiones destinadas a exploración y desarrollo para mantener el nivel de producción existente y reemplazar las reservas agotadas con nuevos descubrimientos.

La producción, entre 1970 y 1983, ha seguido el comportamiento del consumo teniendo siempre como antecedente una política explícita de autoabastecimiento (ver gráfico 2.1.1.3.), que como se señalara entre 1970 y 1972 concentró sus esfuerzos en la expansión de la producción. Entre 1973 y 1975 lo hizo a través de reducciones de consumo y entre 1976 y 1983 se vuelve a concentrar el esfuerzo sobre la producción. En este último período se da, sin embargo, la circunstancia de que se producen también importantes sustituciones en el consumo de petróleo por otras fuentes al entrar en operación importantes emprendimientos hidro y nucleoeléctricos y el descubrimiento de importantes reservas de gas natural. De todos modos se continúa con el proceso de expansión de la producción hasta 1983.

A partir de 1984, con el cambio de gobierno y ya alcanzado el autoabastecimiento, se vuelve a orientar la producción en función del consumo interno que continúa con su declinación hasta 1986 debido a la intensificación de la política de sustitución del consumo de petróleo por las fuentes mencionadas.

En consecuencia, las políticas de abastecimiento implementadas en los períodos 1973-75 y 1984-86 han permitido desacelerar la tasa de declinación de las reservas al disminuir la tasa de producción en función de una disminución del consumo. Por el contrario, en los otros períodos, al inducir el crecimiento de la producción han tenido que estimular simultáneamente el crecimiento de los descubrimientos con el consiguiente aumento de las inversiones en exploración y desarrollo y agotamiento consecuente del recurso que es no renovable y escaso.

El petróleo producido tiene básicamente dos orígenes. El que extrae la empresa estatal por Administración y el que se extrae mediante la participación de empresas privadas.

(*) Ver estudio de Casas en Petrotecnia e Inventario de Hidrocarburos para 1985 de YPF en Givogri "op. cit.".

Gráfico N° 2.1.1.3

PETROLEO Y DERIVADOS

Consumo y produccion

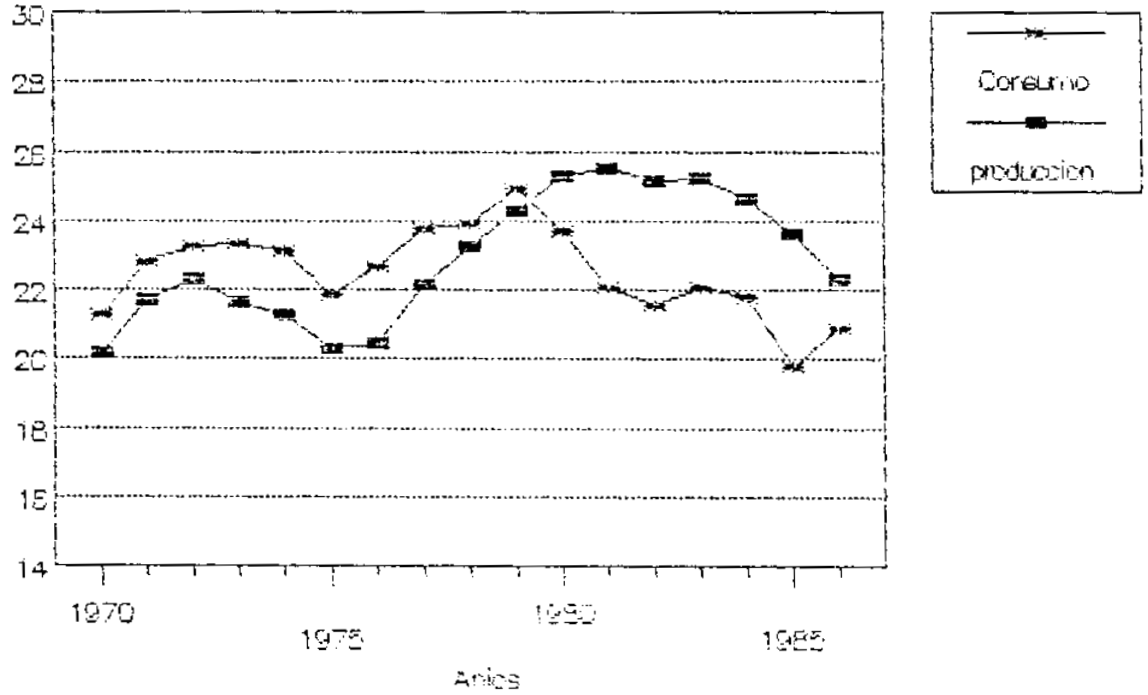
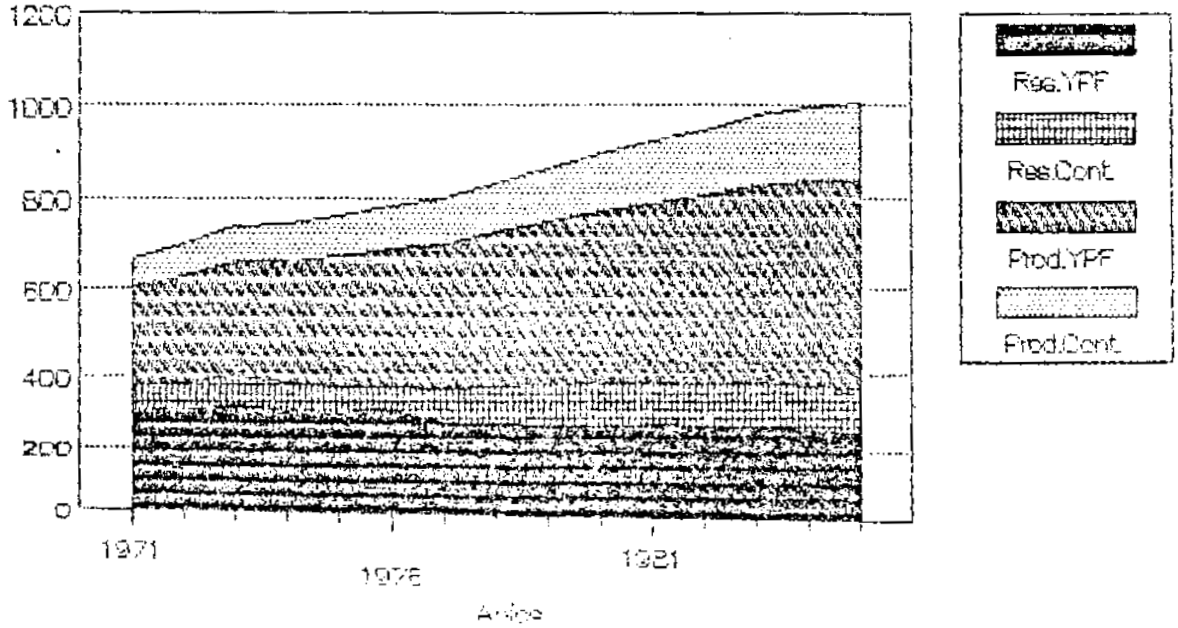


Gráfico N° 2.1.1.4

RESERVAS Y PRODUCCION DE PETROLEO

En millones de metros cubicos



Como se desprende del Cuadro 2.1.1.6., desde 1970 hasta 1977 YPF incrementa constantemente su participación en la producción de crudo. Mientras que el comportamiento de la producción por administración, muestra una evolución oscilante y con fuertes incrementos al comienzo y al final del período. Inversamente la producción por contratos se reduce entre 1970 y 1977. A pesar de ello las reservas que explota YPF se mantienen aproximadamente constantes hasta 1976, al mismo tiempo que las correspondientes a los contratos muestran una tendencia declinante, tal como se observa en el Gráfico Nro. 2.1.1.4. En consecuencia, todo el esfuerzo de exploración requerido para la adición de nuevas reservas en este período recayó sobre YPF del mismo modo que las inversiones de desarrollo necesarias para mantener el nivel de abastecimiento interno.

CUADRO Nº 2.1.1.6
PRODUCCION DE PETROLEO POR ADMINISTRACION Y CONTRATOS
DE EXPLOTACION Y RIESGO

Años	Por Administracion		Contratos	
	Miles de m3	%	Miles de m3	%
1970	15380	68.0	7221	32.0
1971	16931	69.5	7440	30.5
1972	17583	70.3	7429	29.7
1973	17326	71.4	6950	28.6
1974	17195	72.0	6679	28.0
1975	16624	72.9	6185	27.1
1976	17090	74.4	5864	25.6
1977	18736	75.6	6050	24.4
1978	17790	68.4	8221	31.6
1979	18276	67.2	8884	32.8
1980	18369	65.2	9797	34.8
1981	18189	64.0	10216	36.0
1982	18494	66.2	9443	33.8
1983	19367	69.5	8495	30.5
1984	18797	69.2	8344	30.8
1985	18250	70.2	7733	29.8
1986	16856	68.5	7742	31.5

Fuente: YPF

Puede observarse que la producción de los contratistas y su participación en el total del crudo producido se eleva considerablemente en el período 1977-81. Dicho incremento es el resultado de los nuevos contratos de explotación suscriptos por YPF en dicho período. Estas áreas son cedidas con reservas comprobadas resultado del esfuerzo exploratorio de YPF y con diferente grado de desarrollo al momento de su entrega. En efecto, la empresa estatal transfiere tales yacimientos con un nivel de producción conjunta de 8.028 m3/día, equivalente a una producción de 2.930.222 m3/año, correspondiente a 1175 pozos desarrollados (*). De modo que los mencionados contratos implican también la cesión de instalaciones implantadas por YPF (**).

(*) YPF. Nota D/C/ 12 Nro. 1136/83 del 10/10/83. En las mencionadas cifras no se considera el yacimiento Las Flores que fué devuelto a YPF en julio 1982.

(**) En algunos casos (Vgr, 25 de Mayo-Medanito) "los yacimientos fueron entregados incluso con todas las instalaciones requeridas para realizar la recuperación secundaria".

Aún teniendo en cuenta la declinación en el rendimiento de los pozos, el nivel de producción de los yacimientos en el momento de su entrega constituye una parte sustancial del incremento de los contratistas en el mencionado período. El impacto de los contratos se observa también en el volumen de producción de YPF bajo el sistema de administración que registra una brusca caída entre 1977 y 1978 (ver gráficos 2.1.1.5. y 2.1.1.6.). Ese efecto resulta evidente a partir de la evolución de las reservas de YPF y de los contratistas a partir de 1976 y hasta 1981 (ver gráfico 2.1.1.4.) (*). Los contratos suscriptos en ese período constituyen de hecho una transferencia de reservas de la empresa estatal a los contratistas. Entre 1977 y 1986 el esfuerzo de los contratistas por incrementar sus reservas fué ínfimo, al mismo tiempo que el ritmo de desarrollo de los yacimientos transferidos se reduce sustancialmente a partir de 1981.

En el Cuadro Nro. 2.1.1.7 se consignan los yacimientos más desarrollados al momento de su entrega a contratistas.

CUADRO Nº 2.1.1.7
YACIMIENTOS ENTREGADOS A LOS CONTRATISTAS PRIVADOS EN EL PERIODO 1977-1981 QUE PRESENTABAN EL MOMENTO DE ENTREGA MAYOR GRADO DE DESARROLLO

Yacimiento	Cuenca	Contratista	Fecha de Entrega	Produccion con que se entrega m^3/dia	Número de Pozos entregados
25 de Mayo-Medanito	Neuquina	P.COMPANC-BRIDAS SAPIC	20-10-77	2845	221
Centenario	Neuquina	PLUSPETROL	5-12-77	461	34
Cañadon Seco	Sta.Cruz	ASTRA Y OTROS	31-01-78	286	69
Piedra Clavada	Sta.Cruz	BRIDAS SAPIC-P.COMPANC	16-01-78	506	50
El Cordón	Sta.Cruz	BRIDAS SAPIC-P.COMPANC	26-05-78	270	88
Meseta Espinosa	Sta.Cruz	ASTRA-EVANGELISTA	27-06-78	325	103
Refugio Tupungato	Mendoza	SAN JORGE-SUPERCEMENTO	01-09-78	420	42
K.Kayke-El Valle	Sta.Cruz	P.COMPANC	09-09-79	550	100
Pampa del Castillo-La Guitarra	Chubut	P.COMPANC	12-10-79	557	95
Manantiales Behr	Chubut	AMOCO	06-06-80	500	165
Piedras Coloradas-Estructura Intermedia	Mendoza	BLOKER ENERGY-INALROCO-EVANGELISTA	31-07-80	465	57
TOTAL				8028	1175

Fuente: YPF Nota DC 12 Nº 1136/83 del 10/10/83.

(*) En el texto se habla con frecuencia de la transferencia de reservas a los contratistas. Debe dejarse en claro que no se trata de una transferencia de dominio de dichas reservas sino de una cesión de áreas para que los contratistas las exploten por cuenta de YPF.

Gráfico Nº 2.1.1.5

PRODUCCION DE PETROLEO

primaria y secundaria

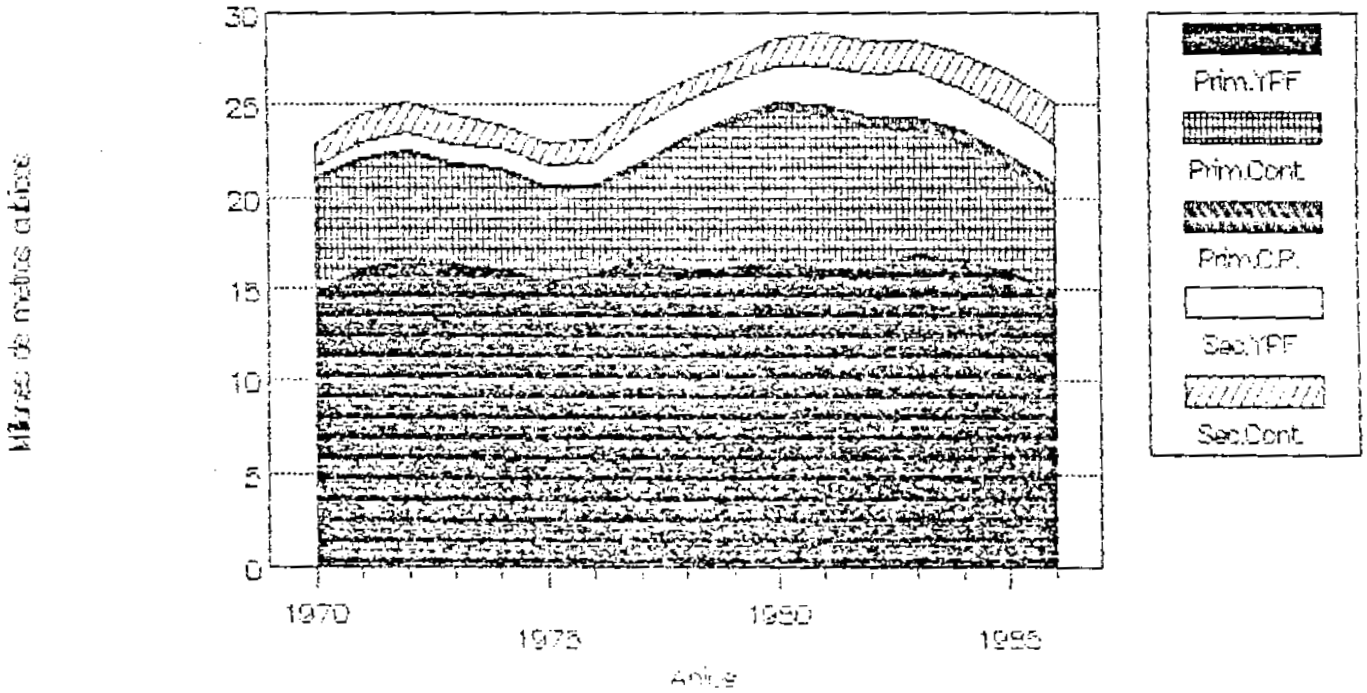
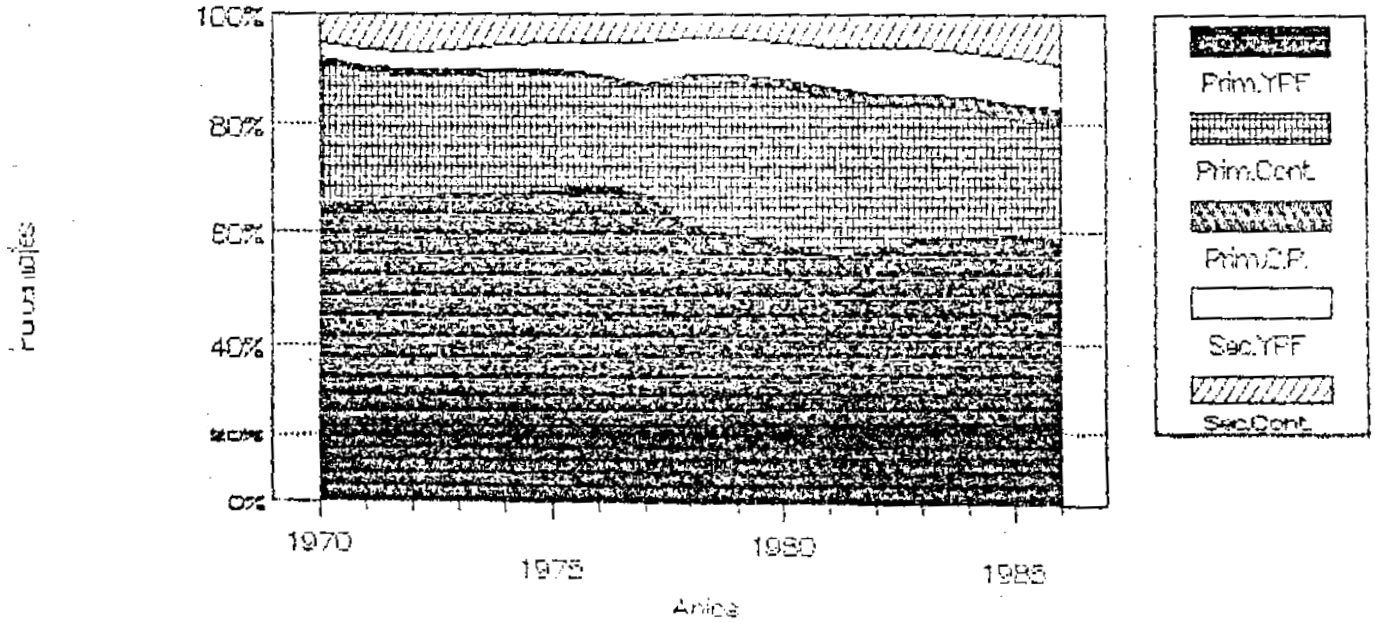


Gráfico Nº 2.1.1.6

PRODUCCION DE PETROLEO

primaria y secundaria



Las áreas en explotación directa por YPF con sus equipos o a través de contratos de explotación son reducidas en relación a la superficie de las cuencas sedimentarias en que se localizan (ver cuadro 2.1.1.8). La actividad privada ocupa el 0.6% y la empresa estatal 1.5%. Siendo que la primera tiene mayor participación Costa Afuera y la segunda en Tierra.

CUADRO Nº 2.1.1.8.
AREAS EN EXPLOTACION POR ADMINISTRACION Y CONTRATOS

	Cuencas Sedimentarias Km2	Areas en Explotación		
		YPF Km2	Contratos Km2	Total Km2
Continente	1337750	25711	10898	36609
%	100	1.9	0.8	2.7
Costa Afuera	395720	105	178	283
%	100	0.02	0.04	0.06
Total País	1733740	25816	11076	36892
%	100	1.5	0.6	2.1
Promedio de Pozos en Produc.Efectiva		5767	2863	8630
Densidad pozos/Km^2		0.22	0.26	0.23

Fuente: YPF y Petrotecnia de julio 1985.

La densidad de pozos en producción efectiva por Km^2 es un poco mayor para los contratos que estaría indicando que los ritmos de producción pueden ser diferentes entre YPF y Contratistas. Cuando se analiza la perforación de explotación y avanzada, entre 1970 y 1986, se advierten fluctuaciones que son atribuibles a la política petrolera implementada en cada período (ver cuadro 2.1.1.9.). En efecto, mientras la producción fué insuficiente para abastecer el consumo entre 1973-75 se incrementa el número de pozos, lo mismo ocurre entre 1976-83, mientras que entre 1984-86 se da la situación inversa a partir del momento en que la política tiene como referencia un país autoabastecido.

El cumplimiento de estas políticas entre la empresa estatal y las privadas no coincide de la misma forma según sea el período que se analice. Se verifica así que durante los gobiernos militares se asigna a los contratistas una participación creciente en la actividad, mientras que durante los gobiernos civiles, si bien no se las desestimula, estas preferencias son más moderadas. Sin embargo, en el período actual, el gobierno que inicialmente participó del concepto de concentrar esfuerzos en la empresa estatal ha cambiado de posición al estimular la participación privada y propiciar un peso creciente de esta en la actividad petrolera.

CUADRO Nº 2.1.1.9.
POZOS DE EXPLOTACION Y AVANZADA TERMINADOS y PORCENTAJES DE EXITO

	YPF	%	Compañías Privadas						Total	%
			Contratos				Concesiones	%		
			Explot. 1/	%	Riesgo2/	%				
1970	421	s/d	s/d	-	-	-	s/d	-	s/d	-
1971	327	69.1	111	86.5	-	-	-	-	438	73.5
1972	426	73.5	82	91.5	-	-	1	100.0	509	76.4
1973	370	72.7	87	88.5	-	-	-	-	457	75.7
1974	456	73.5	84	89.0	-	-	-	-	540	75.9
1975	522	s/d	s/d	-	-	-	s/d	-	s/d	-
1976	547	s/d	s/d	-	-	-	s/d	-	s/d	-
1977	504	76.4	41	87.8	-	-	10	80.0	555	77.3
1978	538	84.8	223	96.9	-	-	12	100.0	773	88.5
1979	488	83.4	205	97.6	-	-	9	100.0	702	87.8
1980	579	87.2	230	94.4	-	-	31	90.3	840	89.3
1981	599	87.5	197	94.4	-	-	29	79.3	825	88.9
1982	715	89.9	76	98.7	3	100.0	38	89.5	834	90.7
1983	757	88.6	91	98.9	-	-	46	80.4	894	89.3
1984	792	87.3	49	100.0	-	-	43	93.0	884	88.2
1985	772	89.6	58	94.8	-	-	33	100.0	863	90.4
1986	499	89.4	115	94.8	-	-	26	80.0	640	90.0

1/ Contratos de exploración y explotación bajo el régimen de la Ley 17319/67
2/ Contratos de riesgo Ley 21778/78

Fuente: YPF y Secretaría de Energía

Sintetizando, el balance de petróleo cierra a nivel del abastecimiento u oferta interna de petróleo cuyos destinos son consumos propios en yacimientos o consumo intermedio que se destina a destilerías como crudo a procesar.

CUADRO Nº 2.1.1.10.
BALANCE DE PETROLEO
-Miles de Tep-

	1970	1974	1979	1985
Producción	20.177	21.600	24.279	23.607
Importación	1.490	3.035	1.778	-
Variación stock	217	- 353	73	373
Exportaciones	- 32	- 71	-	- 462
Ajustes	- 71	68	- 351	- 173
Abastecimiento	21.781	23.939	25.779	23.345
Consumo Propio	104	50	118	101
Consumo Intermedio	21.677	23.889	25.661	23.244

Fuente: Secretaría de Energía

Observaciones y comentarios

Resumiendo, se advierte que en la etapa de exploración y desarrollo se pasa por una serie de intervenciones de caracter público y privado, que deben ser tenidas en cuenta y que dependen de definiciones claras tanto en los objetivos como en las políticas.

El primer aspecto se refiere al tratamiento de las reservas de petróleo. La definición de un objetivo de reservas-producción debe tener en cuenta el contexto energético y dentro de éste la posible sustitución de petróleo por otras fuentes. La definición de este objetivo condiciona la política de exploración, cuya misión es descubrir petróleo en una magnitud consistente con el volumen de reservas esperado. Sólo dentro de este contexto es posible dimensionar adecuadamente la actividad y por lo tanto sus gastos.

La financiación de los gastos de exploración, si se desea autonomía en las decisiones, depende de la creación de una previsión que permita constituir un fondo que financie los costos de reemplazo. La constitución de dicho fondo implica otorgar un valor económico a las reservas e incorporarlas al activo de la empresa estatal de modo de integrar el valor de estas al valor de la empresa. De este modo, los gastos de exploración quedarán condicionados por los volúmenes que es necesario descubrir con la antelación que corresponde, y no por decisiones que dependen de las finanzas públicas.

El segundo aspecto se refiere al manejo institucional de la actividad petrolera. La explotación y desarrollo de los yacimientos muestra en Argentina una singular puja de intereses que inclina las fuerzas según sea la orientación política de cada gobierno. Aquí conviene distinguir dos tipos de problemas: el relativo a la racionalidad que guia el funcionamiento de las empresas y el de la distribución de la renta petrolera.

Con relación a la racionalidad de las empresas privadas, estas tienen por objetivo la obtención de una cierta tasa de ganancia sobre el capital invertido. Si a los precios que pactan contractualmente no obtienen la rentabilidad deseada, su variable de ajuste es la producción o el volumen de servicios que presta como lo han demostrado en los hechos.

La empresa estatal en cambio tiene que derivar sus objetivos de aquellos que se establecen en la política energética y económico social. Sin embargo su funcionamiento como unidad productiva requiere que se asegure su viabilidad financiera. Pero YPF tiene por una parte fijados por decreto los precios de venta, y por otra los costos por obligaciones contractuales y legales y además la obligación de abastecer el mercado. A diferencia de la actividad privada no puede ajustar la producción con los mismos parámetros.

Esto no significa que la empresa estatal no deba producir al mínimo costo dentro del conjunto de esas restricciones. Pero esto no puede significar que se limite a desarrollar los yacimientos de menor costo. Esto último no necesariamente es compatible con una explotación y desarrollo de reservas si su localización no coincide con las posibilidades de abastecimiento y costo de esos yacimientos. Como se advierte las condiciones de la empresa estatal son de flexibilidad casi nula.

El segundo problema se vincula a la distribución de la renta petrolera. La distribución de estas rentas debe pasar por una definición clara del tipo de recurso que se explota ya que la propiedad del mismo es del Estado Nacional como lo establece la Ley de Hidrocarburos. Esta definición debe aportar al encuadre legal de la misión de la autoridad energética y de los otros poderes del Estado en cuanto a las decisiones que tomen sobre el recurso. Debido a esta falta de encuadre aparecen inconsistencias como las que se indican a continuación:

En primer lugar, en la relación entre la empresa estatal y las empresas privadas toda vez que en la primera el objetivo de mínimo costo se vulnera al forzar mediante decisiones políticas la mayor participación privada a costos que superan los de la empresa estatal.

En segundo término, la relación entre la autoridad energética y la empresa petrolera estatal es inconsistente con la Ley de Hidrocarburos toda vez que la misma establece que los precios deben cubrir razonablemente los costos. Esto ha llevado a una serie de medidas transitorias, algunas aplicadas y otras no, que intentan compensar los subsidios encubiertos a las empresas privadas en desmedro de la empresa estatal, tales como mayores costos por el petróleo producido por contratos y ganancias extraordinarias por la venta al exterior de derivados producidos con petróleo nacional pagado a precios oficiales. O mayores costos por regalías derivados de atar su cálculo al precio internacional. No obstante, dichas instrumentaciones no han evitado las pérdidas y el endeudamiento y con las medidas señaladas se ha transferido el financiamiento de estas decisiones al Tesoro Nacional.

Finalmente, existen inconsistencias también en la relación de la autoridad energética con las empresas privadas. Aquella ha justificado los incumplimientos contractuales en función de objetivos de rentabilidad no alcanzados, que han revertido sobre la empresa estatal a partir de la renegociación de contratos a precios más altos para el petróleo que a los que la empresa estatal lo vende. Se ha eliminado así el riesgo empresario del negocio petrolero (*).

La definición de una política de precios del petróleo consistente y posible de ser concretada dependerá del reconocimiento de la complejidad de las características expuestas. Parece difícil pensar que la aplicación de métodos válidos para otros contextos provean soluciones a la luz de los elementos en juego en la realidad argentina.

(*) Mientras que el grado de riesgo minero que afrontan las empresas petroleras internacionales está muy diversificado, la empresa petrolera estatal se encuentra en situación análoga dentro del país. No ocurre lo mismo con el contratista privado nacional que concentra el riesgo en uno o pocos yacimientos. Al garantizarse los márgenes de beneficio en el negocio, se anula no sólo el riesgo minero sino también el empresario. Dentro de ese esquema también son arrastradas las empresas internacionales. De este modo la única que enfrenta plenamente los riesgos propios de la actividad es la empresa estatal.

2.1.2. Refinación y Comercialización de petróleo y derivados

. Refinación de Petróleo

La refinación y comercialización de derivados se distribuye entre la empresa estatal y empresas privadas que destilan petróleo nacional e importado para atender el consumo final de derivados.

La evolución de la participación de las empresas en el petróleo procesado en el período 1970-1986 se expone en el cuadro Nº 2.1.2.1.

CUADRO Nº 2.1.2.1.

PETROLEO PROCESADO

- Estructura Porcentual -

	1970	1974	1979	1986
YPF	58.8	73.3	72.6	69.3
Empresas Privadas	41.2	26.7	27.4	30.7
Total	100	100	100	100
Petróleo procesado mill m^3	24.5	26.9	28.9	24.8
mill bls	153.9	168.9	181.5	155.7

Fuente: Secretaría de Energía

La mayor participación de YPF en el crudo procesado que se advierte en 1974 se debió a que desde 1971 la política se orientó a trabajar las destilerías estatales a plena capacidad aspecto que evoluciona en ese sentido hasta 1974 año en que el gobierno termina por nacionalizar la etapa de comercialización. Esto último implicó que las empresas privadas pasaran a desempeñarse como contratistas de refinación de YPF. El Decreto 632/74, de nacionalización, tuvo efectos hasta el año 1979 (*). A partir de su derogación en 1977 las refinerías privadas intentan volver a los niveles de 1970.

(*) Según se advierte en el Anuario Estadístico de YPF.

El crudo que procesan las destilerías tiene distintos orígenes y calidades que se distribuyen por empresa, como se ilustra en el cuadro 2.1.2.2.:

CUADRO Nº 2.1.2.2.

PETROLEO PROCESADO EN 1986 POR DESTILERIAS

- En miles de m^3 -

	API	YPF	ESSO	SHELL	ISAURA	DAPSA	SOL	TOTAL
Chubut	22	2.145	2.525	993	---	---	---	5.663
Sta.Cruz N.	26	2.977	779	1.124	---	---	---	4.880
Sta.Cruz Sur	40	297	---	92	---	---	---	388
Mendoza	31	5.083	---	---	---	---	---	5.083
Neuquén, R.Negro								
La Pampa	31	4.879	296	1.061	544	---	---	6.781
Salta-Jujuy	57-40	791	---	---	---	---	---	791
T. del Fuego	40	781	---	47	---	100	52	981
Formosa	42	196	---	---	---	---	---	196
Total Petróleo		17.151	3.601	3.318	544	100	52	24.767

Fuente: Secretaría de Energía.

El tipo de crudos que se carga en las destilerías está en relación con la localización de las mismas. Las destilerías de YPF (La Plata, Dock Sud), SHELL (Dock Sud), DAPSA y SOL que se encuentran en las proximidades de la ciudad de Buenos Aires, consumen crudos procedentes de la región patagónica que son transportados por oleoductos y buques tanque. Similar es el caso de las destilerías que se encuentran sobre el Río Paraná como las de YPF (San Lorenzo) y ESSO (Campana).

Las destilerías de ESSO (Puerto Galván) y de ISAURA se encuentran en las proximidades del nudo troncal de oleoductos que se conecta con Puerto Rosales, cercana a la Ciudad de Bahía Blanca, donde descargan los buques tanque provenientes de los yacimientos del sur y los yacimientos de la Cuenca Neuquina al oeste del país.

Las destilerías de Luján de Cuyo, Campo Durán y Plaza Huincul son cautivas de los yacimientos en que se instalaron recibiendo únicamente crudo de la región. En el caso de Campo Durán, que antes procesaba también crudos provenientes de Bolivia, ha incorporado una nueva fuente de abastecimiento con el desarrollo del yacimiento recientemente descubierto en la Provincia de Formosa y que ya se encuentra en operación.

La capacidad de elaboración de las destilerías se expone en el Cuadro No.2.1.2.3.

CUADRO Nº 2.1.2.3.

CAPACIDAD DE ELABORACION
m^3/ día operativo al 31.12.86

	DESTILAC. ATMOSFER.	VACIO	REDUCTOR VISCOSID.	CRAQUEO TERMIC.	REFORMAC. CATALITICO	COQUE FDO.VACIO	COQUE CR.REDUCID.	HIDRO-CRACKING	CRAQUEO CATALIT.
Y.P.F.	73.870	24.935	2.000	600	3.400	7.800	9.160	4.000	10.700
La Plata	37.000	11.550	-	-	1.500	4.000	4.600	-	7.200
Luján de Cuyo	20.500	10.500	-	-	1.500	3.800	4.560	4.000	3.500
San Lorenzo	6.300	2.700	2.000	600	-	-	-	-	-
Campo Durán	5.500	-	-	-	-	-	-	-	-
Dock Sud	670	185	-	-	-	-	-	-	-
P.Huincul	3.900	-	-	-	400	-	-	-	-
ESSO S.A.P.A.	18.800	8.340	1.160	-	1.400	3.200	-	-	4.200
Campana	15.800	8.340	-	-	1.400	3.200	-	-	4.200
Puerto Galván	3.000	-	1.160	-	-	-	-	-	-
SHELL C.A.P.S.A.	20.500	9.200	4.600	-	2.000	-	-	-	4.100
OTRAS	3.300	700			1.900	-	-	-	-
Isaura	2.000	---	---	---	---	---	---	---	---
D.A.P.S.A.	300	200	---	---	---	---	---	---	---
S.A. Sol	1.000	500	---	---	---	---	---	---	---
P.A.S.A.	---	---	---	---	1.900	---	---	---	---
TOTALES	116.470	43.175	7.760	600	8.700	11.000	9.160	4.000	19.000

Fuente: Secretaría de Energía

La capacidad de destilación mayor corresponde a YPF con el 62.1%, le siguen SHELL con 18.4%, ESSO con 16.9% y el resto con 2.7%. En total las refinerías privadas tienen una capacidad que representa el 38.0%, esto es, la tercera parte de la capacidad instalada en el país.

La utilización de la capacidad de destilación primaria es aproximadamente la siguiente: YPF 84%; ESSO 67%; SHELL 55%; ISAURA 70%; ASTRASUR 99% y DAPSA y SOL 90%.

La evolución de la estructura de refinación entre 1970 y 1986 muestra algunos cambios significativos (ver gráfico 2.1.2.1.). Las unidades de destilación atmosférica han incrementado su capacidad en las destilerías de YPF en 13.7 miles de metros cúbicos diarios mientras que las destilerías privadas no han modificado su capacidad. Respecto al resto de las unidades de proceso los cambios que se han producido han tendido a aumentar la capacidad de producción de livianos e intermedios.

Como consecuencia de las estimaciones de consumo que se realizaron en la empresa estatal entre 1978 y 1979, se advirtió que la capacidad instalada no respondía a las necesidades futuras del mercado de naftas y gas oil y que con la estructura vigente se producirían excedentes de fuel oil. Esto llevó al desarrollo de uno de los proyectos más importantes que aún se está ejecutando en el sector energético consistente en ampliar la capacidad de conversión de las destilerías de La Plata y Luján de Cuyo.

El proyecto original preveía transformar 4 millones de toneladas de fuel oil en nafta y gas oil, lo que reduciría las necesidades de crudo de las destilerías y eventualmente generar excedentes exportables de estos derivados.

El proyecto fué aprobado en 1980 y la inversión total se estimó en 853 millones de dólares. En 1981 el Banco Mundial aprobó la financiación de 200 millones de dólares e YPF por su parte debia aportar 257 millones. El resto debía ser aportado por proveedores. Recientemente Japón otorgó 300 millones de dólares destinados a finalizar las obras que se estiman concretar en 1989 (*).

Los productos obtenidos por las destilerías, con destino al mercado, son los que se exponen en el Cuadro Nro. 2.1.2.4.:

CUADRO Nº 2.1.2.4.
PRINCIPALES PRODUCTOS PROCESADOS EN 1986
POR DESTILERIAS
- En miles -

	YPF	ESSO	SHELL	ISAURA	DAPSA	SOL	TOTAL
Gas de refinería (m^3)	298.119	127.854	51.025	--	--	--	476.998
Gas licuado (t)	333	85	26	--	--	--	445
Naftas (m^3)	3.756	1.083	1.152	88	--	--	6.080
Intermedios (m^3)	6.993	1.838	1.131	227	17	15	10.221
Fuel Oil (m^3)	3.721	345	1.064	--	751	15	5.147
Carbón Residual (t)	668	353	37	--	--	--	1.059

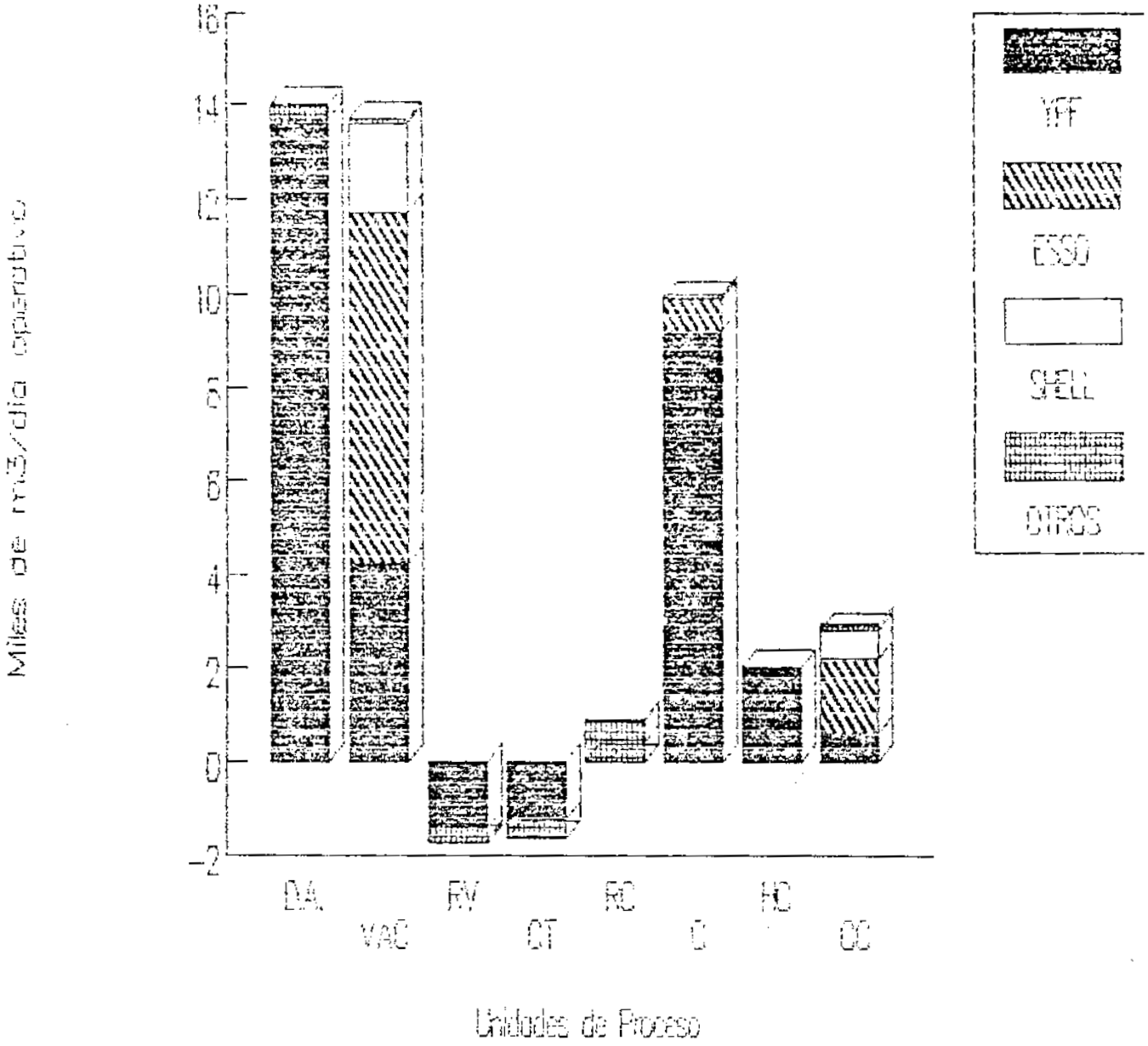
Fuente: Secretaría de Energía

(*) En 1977 se concluyeron las obras de la Destilería Luján de Cuyo. El retraso de esta obra y la de la Destilería La Plata han determinado la necesidad de importar derivados como consecuencia de no encontrarse adaptada la estructura de refinación a la del consumo y simultáneamente a la necesidad de procesar más crudo que el que era necesario para las necesidades del país.

Gráfico 2.1.2.1

ESTRUCTURA DE REFINACION

incrementos de capacidad 1970-86



El Balance de Destilerías, Cuadro Nº 2.1.2.5., muestra que en el proceso de transformación se han producido pérdidas que representan el 2,4% de la producción de 1985, evidenciando menores rendimientos que en años anteriores.

CUADRO Nº 2.1.2.5.

BALANCE DE REFINERAS
Miles de Tep

	1970	1974	1979	1985
Petróleo	21.677	23.889	25.661	23.244
Derivados	21.246	23.459	25.262	22.689
Pérdidas	431	430	399	555
%	2.0%	1.8%	1.6%	2.4%

Fuente: Secretaría de Energía

En el Diagrama Nº 2.1.1. se observa que los derivados producidos más su importación y la variación de existencias determinan la oferta total. Si a esta se le deducen las exportaciones y las pérdidas de transporte y distribución se obtiene la oferta interna o abastecimiento de derivados. El Balance de Derivados cierra con los consumos propios, consumos intermedios y consumo final, como se advierte en el Cuadro Nº 2.1.2.6.

CUADRO Nº 2.1.2.6.
BALANCE DE DERIVADOS DE PETROLEO
Miles de Tep

	1970	1974	1979	1985
Producción	21.619	24.148	22.648	24.005
Importación	1.241	706	1.835	88
Variación stock	13	288	- 389	261
Exportaciones	- 711	- 193	- 911	- 4.077
No aprovechado y ajustes	- 7	- 417	+ 249	- 142
Abastecimiento	22.002	24.532	26.432	20.135
Consumo Propio	2.041	2.348	2.023	1.775
Consumo Intermedio	4.414	4.517	5.015	2.097
Consumo Final	15.547	17.667	19.394	16.263

Fuente: Secretaría de Energía

Los efectos de la política de sustitución de derivados de petróleo se advierten en 1974 y 1985, años que registran importantes reducciones en las importaciones. En 1985 los significativos volúmenes de exportaciones de derivados son el resultado de la mencionada política de autoabastecimiento y reducción simultánea de consumos como puede apreciarse en la parte inferior del cuadro 2.1.2.6., además de una estructura de refinación que no guardaba relación con la estructura del consumo y que daba lugar a excedentes que no se consumían en el país. Si las obras de mayor conversión se hubieran terminado en los plazos previstos se hubiera necesitado procesar menor cantidad de crudo que habría ejercido a su vez una menor presión sobre la explotación en yacimientos.

Las ventas al mercado de combustibles se realizan directamente por las empresas a través de las plantas de despacho, bocas de expendio, estaciones de servicio y garages o por vía indirecta a otras compañías que luego comercializan el producto. En el Cuadro 2.1.2.7. se exponen los volúmenes destinados a consumo final. A fines de 1986 existían en todo el país 5.240 estaciones de servicio, 1.664 bocas de expendio y 450 garages que despachaban combustibles.

CUADRO Nº 2.1.2.7.
VENTAS DE DERIVADOS AL CONSUMO FINAL
- En miles de Tep -

	1970	1974	1979	1985
Gas de refinería	58	57	44	19
Gas licuado	955	1.091	1.241	1.210
Naftas	4.229	5.156	5.678	5.217
Intermedios	5.404	6.080	7.198	7.040
Fuel Oil	3.709	3.662	3.291	1.183
Carbón Residual	183	157	212	189
No Energéticos	1.009	1.464	1.663	1.375
Total	15.547	17.667	19.394	16.263

Fuente: Secretaría de Energía

. Observaciones y comentarios.

En la etapa de refinación y comercialización se advierten tres aspectos de particular relevancia. Por un lado los retrasos en la adaptación de la estructura de refinación, por otro la "mesa de crudos" y el reparto del mercado y finalmente el sistema de fijación de precios del petróleo que compran las refinerías.

Los retrasos en la adaptación de la estructura de refinación a la del consumo se deriva de retrasos en las obras de mayor conversión con los mayores costos que ello pudiera implicar y en la necesidad de incurrir en importaciones de derivados cuando la disponibilidad de crudo a procesar no es suficiente o en el procesamiento de mayores cantidades de crudo nacional para cubrir las necesidades del mercado. Los excedentes en derivados como fuel oil y pesados que fué necesarion exportar por la estructura de refinación existente en el período deberían evaluarse a la luz de los costos que implica la producción adicional de petróleo y no como de hecho se hace por el volumen de divisas ingresado.

Respecto a la "mesa de crudos" da la impresión que se adolece de falta de claridad, por parte de quienes toman decisiones, respecto a los objetivos que deben alcanzarse cuando se asignan cuotas de crudo a las destilerías. Estas al parecer no están en función de un objetivo de utilización técnicamente eficiente de la capacidad instalada, sino del reparto del mercado.

A su vez el mercado se reparte un 55% para YPF y 45% para el resto, estando distribuido en forma desequilibrada en relación al petróleo procesado, 65% YPF y 35% el resto, y en relación al espacio comercial. El desequilibrio obliga a que YPF venda derivados a otras compañías que comercializan el producto con su marca y a que en el espacio comercial YPF también tenga que atender las zonas marginales que no aparecen como suficientemente rentables a la actividad privada.

El segundo aspecto se refiere al método de fijación de precios del crudo que pagan las refinerías privadas a la empresa estatal. La actitud de los refinadores compite con la actitud de los productores de crudo en cuanto a criterios. Al parecer los de aquellos han predominado llevando a que el precio se fije por una suerte de "net back" antes que por el costo. Se advierte de este modo una relativa estabilidad histórica de los márgenes de refinación en relación a los márgenes del productor del recurso.

Dado que en la empresa estatal no existe un sistema de interfacturación entre actividades, esto no fue advertido hasta después de registrarse pérdidas en sus estados financieros. La situación dió lugar a estudios puntuales que promovieron una serie de presentaciones ante la Secretaría de Energía con el objeto de reordenar el sistema de fijación de precios en la etapa de exploración y desarrollo.

2.1.3. Estructura del Consumo de Petróleo y Derivados

. Las relaciones con el consumo total de energía y las reservas

Entre 1970 y 1986 el consumo final de energía creció a una tasa acumulativa anual del 2,0%, mientras que la tasa de crecimiento del Producto Bruto Interno fue de 1,2% y la de la población del 1,8%. Esto significó que el consumo por habitante pasara de 853 kep por habitante en 1970 a 894 kep en 1986. La baja tasa de crecimiento del consumo es imputable no sólo a la baja tasa de crecimiento económico y la correlativa reducción del poder de compra de los ingresos de la población sino también al fuerte deterioro de la distribución de ingresos que se produce a partir de 1976.

La estructura del consumo aparente de energía primaria por tipo de fuente energética muestra un importante proceso de sustitución. En particular, de petróleo por gas natural, hidroenergía y combustibles nucleares.

CUADRO No 2.1.3.1.

CONSUMO APARENTE DE ENERGIA
Distribución Porcentual por Fuente.

	1970	1974	1979	1985
Petróleo	71.1	64.8	61.3	45.2
Gas Natural	17.5	21.6	22.7	31.5
Carbón Mineral	3.0	2.8	2.5	2.3
Hidroenergía	1.4	4.1	7.5	13.1
Combustibles Vegetales	7.0	6.0	4.4	4.3
Combustibles Nucleares	-	0.7	1.6	3.0
Total	100.0	100.0	100.0	100.0
En millones de Tep.	29.8	35.6	40.7	45.5

Fuente: Secretaría de Energía

La evolución de los consumos de energía, entre 1970 y 1986, se muestra en el gráfico 2.1.3.1. y la evolución de su estructura en el gráfico 2.1.3.2. A partir de este último es posible observar los efectos de las fluctuaciones de la política energética. No obstante, los resultados de la política de sustitución de los consumos fueron predominantes advirtiéndose que el consumo de petróleo baja su participación significativamente del 71% en 1970 al 46% en 1986.

En el cuadro 2.1.3.2 se observa que entre 1970 y 1984 la intensidad del consumo en las reservas ha crecido en petróleo, combustibles nucleares e hidroenergía mientras que en carbón mineral, gas natural y combustibles vegetales ha disminuído.

Gráfico 2.1.3.1

CONSUMO DE ENERGIA

En millones de TEP

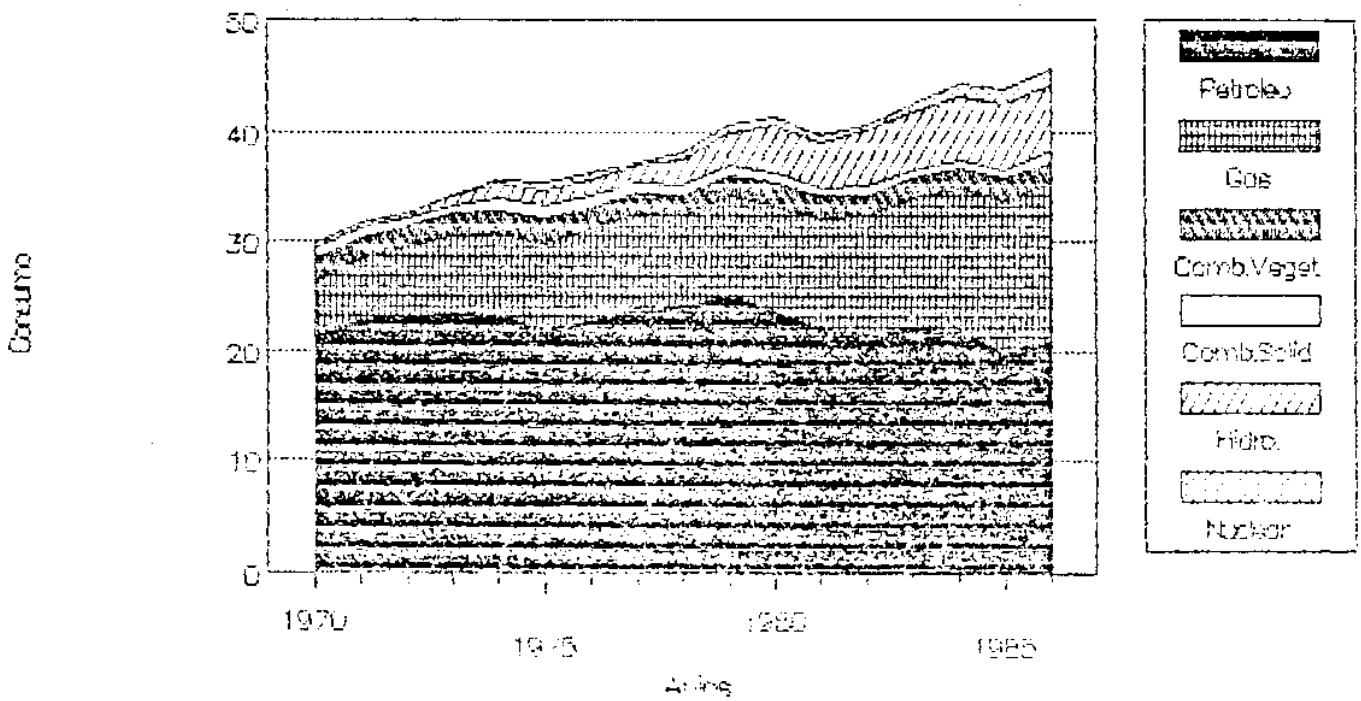
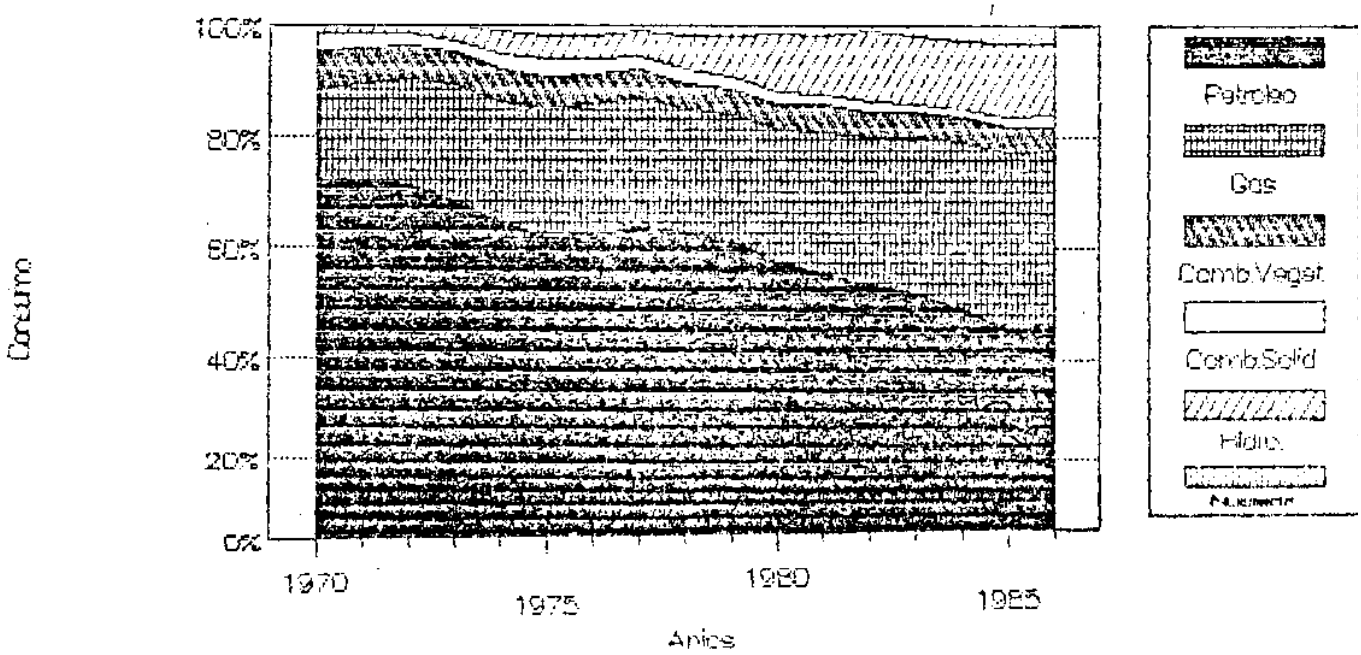


Gráfico 2.1.3.2

CONSUMO DE ENERGIA

Porcentajes



CUADRO Nº 2.1.3.2.
INTENSIDAD DEL CONSUMO DE ENERGIA */
- Consumo/Reservas -
%

	1970	1974	1979	1985
Petróleo	6.2	7.1	7.7	7.2
Gas natural	3.4	5.2	2.4	3.1
Carbón mineral	0.6	0.6	1.4	0.5
Hidroenergía**/	0.1	0.1	0.1	0.1
Combustibles vegetales**/	6.7	7.2	2.9	3.1
Combustibles nucleares	---	0.1	0.2	0.6

*/ Relación entre consumo y reservas.
**/En estos casos la relación con los potenciales, que están ponderados por la vida útil de las represas o los bosques, es indicativa del grado de utilización entre períodos.

Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía

La situación muestra cierta incompatibilidad entre la política de abastecimiento y la de desarrollo de los recursos. En petróleo se evidencian rezagos en la implementación de una política consistente con ambos objetivos que se origina en inversiones insuficientes en la exploración, que incluso pusieron durante 1987 en incómoda situación al gobierno al importarse importantes volúmenes de crudo y derivados luego de varios años de autoabastecimiento. A esto hay que agregar los desfasajes que se han producido entre la estructura de refinación y la estructura de consumos.

La utilización de combustibles nucleares con fines energéticos se inicia a mediados de la década del 70. En el período analizado se incorporan dos centrales nucleares (Atucha I y Embalse) y se encuentra en construcción avanzada una tercera (Atucha II). Esto explica la intensidad creciente en el consumo de esta fuente.

El bajo perfil en el consumo de hidroenergía, pese a la expansión de la generación, se debió al fuerte crecimiento del potencial identificado que se incrementó casi un 300% entre 1970 y 1984, lo que llevó a que el recurso pasara a representar del 29% en los recursos en 1970, el 54% en 1984.

La disminución en gas natural se debió al retraso en las obras de tratamiento, compresión y transporte que no permitieron un mayor abastecimiento y al fuerte crecimiento de las reservas que en 1979 triplicaron el nivel, con motivo del descubrimiento del Yacimiento Loma La Lata.

El consumo de petróleo creció a una tasa acumulativa anual entre 1970 y 1986, 0,6%. El petróleo no constituye un bien susceptible de consumo directo. Es una fuente que debe ser transformada para su consumo y su demanda se deriva del consumo de subproductos dada una estructura de refinación. Esto último implica que en la medida que la estructura de refinación no se adapte al consumo y tipos de crudo es necesario importar derivados.

Un aspecto relevante a señalar en relación al consumo de crudo por las destilerías y abastecimiento por yacimientos, es el nivel de los ajustes entre el crudo declarado por el refinador y el declarado por el productor, que representaba en 1985 junto con el consumo propio 1,2%. Esto es 1.7 millones de barriles por año o de otro modo unos u$s 30 millones, a 18 u$s el barril. Esta última cifra es equivalente al costo de unos 30 pozos de producción en los yacimientos patagónicos de tierra y a unos 2 pozos en el mar.

La causa de los ajustes señalados se origina en problemas de medición por equipamiento inadecuado e insuficiente, falta de mantenimiento en tanques de almacenamiento y otros, que se originan básicamente en presupuestos exíguos destinados a ese fin y que no permiten determinar razonablemente las disponibilidades.

El consumo de derivados discriminado por tipo de productos, que se expone en el gráfico 2.1.3.3., muestra en el período 1970-86, un comportamiento casi constante en naftas y kerosene, una casi duplicación en gas oil y una reducción a la mitad de diesel oil y fuel oil. El resto de los derivados son residuos pesados, carbón y gas residual y gas licuado. La evolución de la estructura, gráfico 2.1.3.4., permite apreciar que tanto las naftas como el gas oil, que son básicamente combustibles que utiliza el parque automotor, han pasado a tener el mayor peso relativo en la estructura de derivados.

La oferta interna de derivados tiene como destino el consumo final que realizan los sectores socioeconómicos y los consumos propios e intermedios que realiza el Sector Energético. Los consumos propios e intermedios tienen la finalidad de transformar una fuente energética en otra o permitir el proceso de transformación a partir del insumo de energía.

La participación de los consumos mencionados en el consumo total de cada derivado muestra la fuerte sustitución que se ha producido en el proceso de transformación de derivados en otras fuentes energéticas, liberándose de ese modo una mayor cantidad de productos para el consumo final, en cambio los consumos propios, si bien han reducido su participación en los últimos años, no muestran un significativo avance en sistemas más eficientes en sus diversos usos dentro del sector energético.

El mayor consumidor de derivados de petróleo, al interior del sector energético, son las centrales eléctricas térmicas que consumen principalmente intermedios y fuel oil. La evolución de estos consumos se muestra en el cuadro 2.1.3.3.

Gráfico Nº 2.1.3.3

CONSUMO DE DERIVADOS DE PETROLEO

En millones de TEP

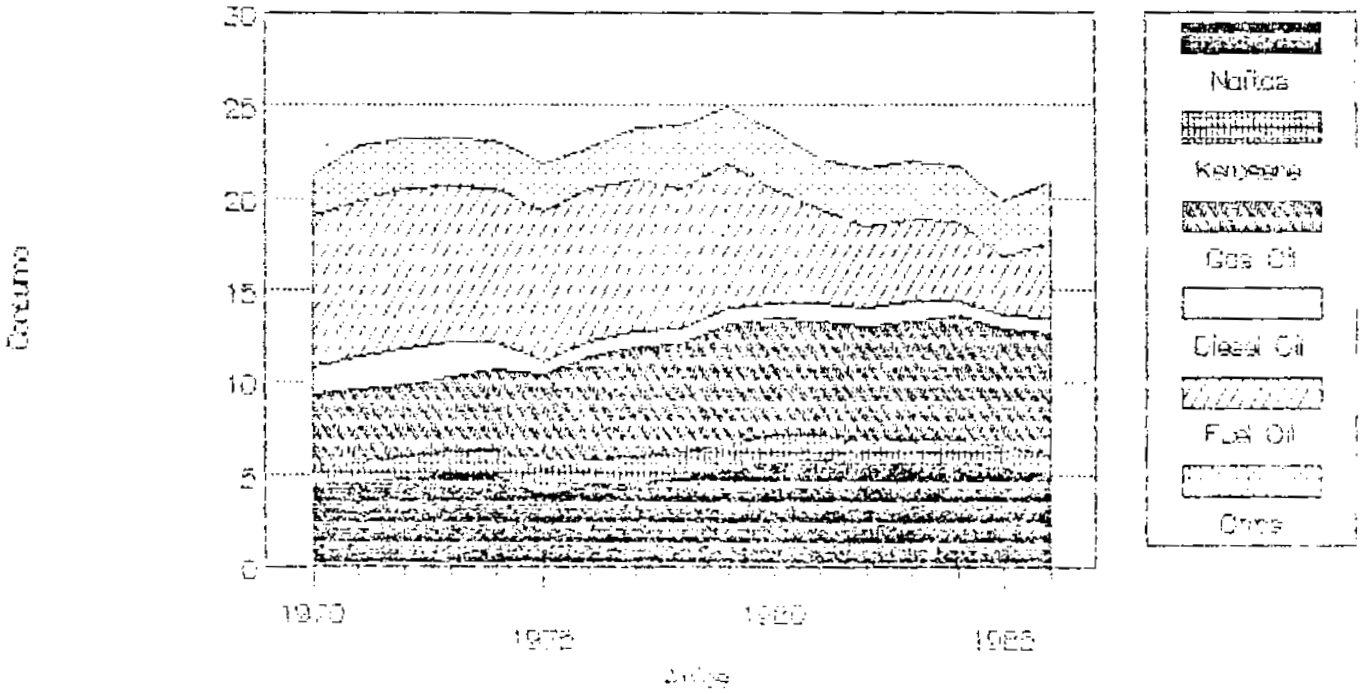
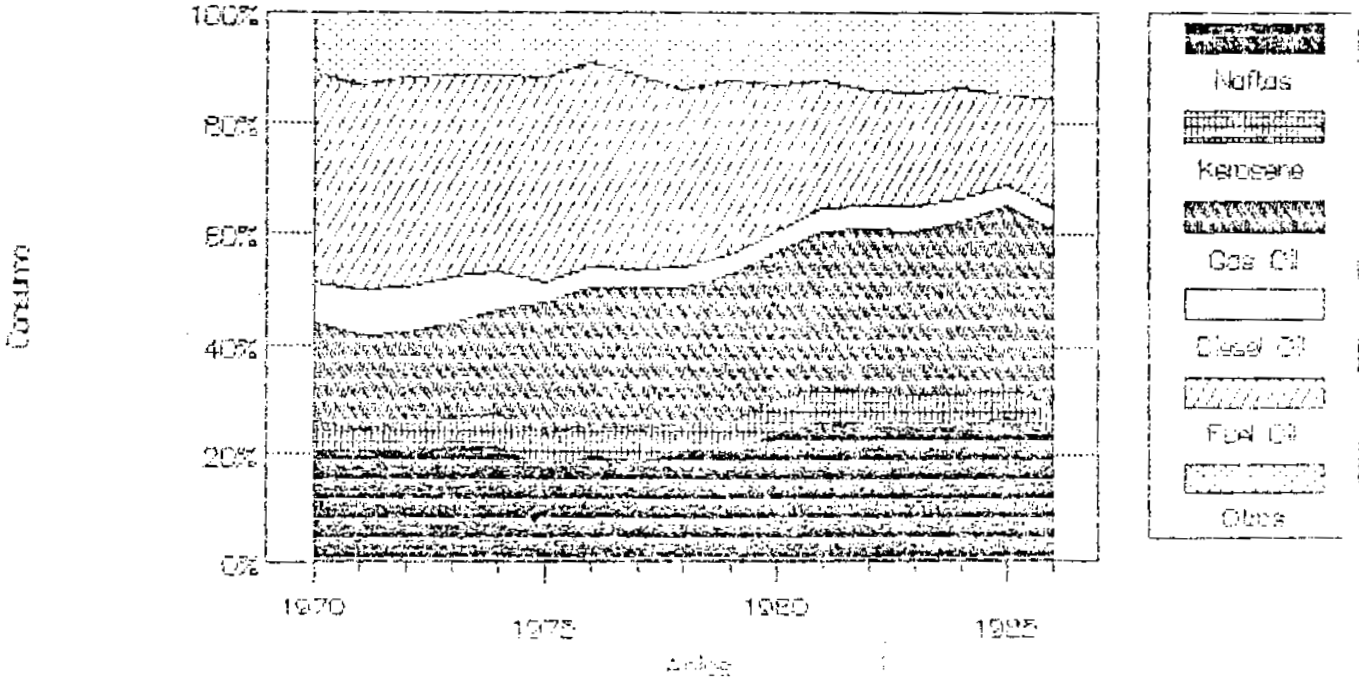


Gráfico Nº 2.1.3.4

CONSUMO DE DERIVADOS DE PETROLEO

En porcentajes



CUADRO Nº 2.1.3.3.

CONSUMO DE DERIVADOS DE PETROLEO POR CENTRALES ELECTRICAS
- En miles de Tep -

	1970	1974	1979	1985
Gas de Refinerías	16	29	35	37
Intermedios	857	873	1.098	542
Fuel Oil	3.384	3.357	3.691	1.021
Carbón Residual	10	11	14	5
Total	4.267	4.270	4.838	1.605
% s/Consumo Intermedio Total.	96.7	94.5	96.5	76.5

Fuente: En base a datos de la Secretaria de Energía.

La evolución del consumo intermedio de derivados del petróleo en las centrales eléctricas térmicas ha disminuído significativamente por la importante incorporación al parque de centrales hidraúlicas y nucleares y por la sustitución parcial de los derivados de petróleo por gas natural.

La menor necesidad de derivados de petróleo ha permitido que las importaciones de estos productos disminuyeran según muestra el Cuadro Nº 2.1.3.4. y también una menor producción de derivados, que como puede advertirse en los Balances Energéticos, pasó del 73% en 1970 al 56% en 1985 de la producción total de energia secundaria.

CUADRO Nº 2.1.3.4

PARTICIPACION DE LAS IMPORTACIONES DE PETROLEO Y DERIVADOS
EN LAS IMPORTACIONES TOTALES DE ENERGIA
%

	1970	1974	1979	1985
Petróleo	45.3	52.5	29.6	---
Derivados	37.8	12.1	30.5	27.7
TOTAL	83.1	64.3	60.1	27.7

Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía.

El Consumo final de derivados del petróleo se verifica en los sectores socioeconómicos que se describen en el cuadro Nº 2.1.3.5. La participación de esos sectores en el consumo de derivados también se ha modificado significativamente en el período considerado a partir del desplazamiento de los consumos energéticos hacia los no energéticos, en particular petroquimicos.

CUADRO Nº 2.1.3.5.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DE PETROLEO

%

Sectores	1970	1974	1979	1985
Consumo Energético	92.3	89.7	89.3	88.1
Residencial y Público	14.0	14.8	14.1	11.7
Transporte	47.7	49.6	51.3	53.1
Agropecuario	5.2	5.9	7.3	12.4
Industrial	23.7	18.1	15.1	10.9
No identificado	1.7	1.3	1.5	-
Consumo No Energético	7.7	10.3	10.7	11.9
Petroquímica	2.3	3.5	3.7	7.6
Otros	5.4	6.8	7.0	4.3
Total Consumo Final	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía.

El consumo de derivados por los sectores residencial, comercial y público se ha caracterizado por una relativa estabilidad entre 1970 y 1979. En 1985, se observa una fuerte caída que se explica en parte por el mayor costo que tiene en la canasta familiar -rural y urbana- el uso de derivados, fundamentalmente en calefacción. La posibilidad de acceder a fuentes de menor costo, más limpias y eficientes como el gas distribuído por redes ha permitido que hacia 1985 se haya producido una fuerte sustitución por esa fuente energética y en menor magnitud por electricidad (ver cuadro 2.1.3.6.).

El Consumo final de derivados del petróleo se verifica en los sectores socioeconómicos que se describen en el cuadro Nº 2.1.3.5. La participación de esos sectores en el consumo de derivados también se ha modificado significativamente en el período considerado a partir del desplazamiento de los consumos energéticos hacia los no energéticos, en particular petroquímicos.

CUADRO Nº 2.1.3.5.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DE PETROLEO

%

Sectores	1970	1974	1979	1985
Consumo Energético	92.3	89.7	89.3	88.1
Residencial y Público	14.0	14.8	14.1	11.7
Transporte	47.7	49.6	51.3	53.1
Agropecuario	5.2	5.9	7.3	12.4
Industrial	23.7	18.1	15.1	10.9
No identificado	1.7	1.3	1.5	-
Consumo No Energético	7.7	10.3	10.7	11.9
Petroquímica	2.3	3.5	3.7	7.6
Otros	5.4	6.8	7.0	4.3
Total Consumo Final	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía.

El consumo de derivados por los sectores residencial, comercial y público se ha caracterizado por una relativa estabilidad entre 1970 y 1979. En 1985, se observa una fuerte caída que se explica en parte por el mayor costo que tiene en la canasta familiar -rural y urbana- el uso de derivados, fundamentalmente en calefacción. La posibilidad de acceder a fuentes de menor costo, más limpias y eficientes como el gas distribuído por redes ha permitido que hacia 1985 se haya producido una fuerte sustitución por esa fuente energética y en menor magnitud por electricidad (ver cuadro 2.1.3.6.).

CUADRO Nº 2.1.3.6.
CONSUMO DEL SECTOR RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PUBLICO
Estructura Porcentual

	1970	1974	1979	1985
Electricidad	16.6	16.3	18.2	19.2
Gas distrib. por Red	22.8	27.2	33.1	51.7
Gas licuado	17.8	16.6	15.3	12.9
Naftas	1.4	1.4	0.8	0.6
Intermedios	23.7	21.0	16.5	10.7
Fuel Oil	6.3	8.2	11.2	1.2
Carbón de Leña	5.7	5.3	2.0	0.7
Leña	5.7	4.0	2.5	3.0
Total	100	100	100	100

Fuente: Secretaría de Energía.

En el sector transporte, tanto el individual como el de pasajeros y carga, la tendencia del consumo de derivados ha sido creciente. Las alternativas del transporte de pasajeros respecto del transporte individual, en los medios urbanos o de media y larga distancia, compiten fuertemente, sea por las características del país donde las distancias son muy extensas o por la política de la industria automotriz que ha encontrado en el consumidor argentino una elevada predisposición a la motorización masiva que mantiene la participación en el consumo de naftas y crece significativamente en gas oil (ver cuadro 2.1.3.7.).

A su vez, el transporte por FF.CC. y fluvial de cargas, ha dejado de competir con el camión, tanto en tiempo como en calidad de servicio. El FF.CC. con una extensa red, de más de 40.000 km de vías férreas, perdió relevancia como medio de transporte por falta de renovación de la red vial, del parque y la prestación de un servicio que no se adaptó a las necesidades del transporte del país. La red vial fue diseñada a principios de siglo en base a la concepción agroexportadora de aquella época. El transporte fluvial muy difundido en otra época prácticamente desapareció del mercado ya que luego de privatizarse dejó de competir con los otros medios de transporte a tasas de rentabilidad que permitieran mantener su presencia.

CUADRO Nº 2.1.3.7.
CONSUMO DEL SECTOR TRANSPORTE
Estructura Porcentual

	1970	1974	1979	1985
Electricidad	0.4	0.3	0.2	0.3
Naftas	52.5	52.5	50.8	52.1
Intermedios	35.9	41.3	45.8	46.9
Fuel Oil	9.8	5.6	3.2	0.7
Carbón Min. y Leña	1.4	0.3	0.0	0.0
Total	100	100	100	100

Fuente: Secretaría de Energía.

El sector agropecuario ha pasado a ser junto con el de transporte el mayor consumidor de derivados de petróleo. La tendencia creciente del consumo se debió a la mayor mecanización de la labores agrícolas. Las grandes extensiones y la baja disponibilidad de mano de obra han determinado una necesidad creciente de propulsión mecánica de los implementos. La coyuntura recesiva del país ha tenido baja repercusión en esta actividad debido a que los excedentes han contado en el período considerado con mercados externos con capacidad de absorberlos (ver cuadro 2.1.3.8.).

CUADRO Nº 2.1.3.8.
CONSUMO DEL SECTOR AGROPECUARIO
Estructura Porcentual

	1970	1974	1979	1985
Electricidad	1.8	2.6	2.4	1.5
Intermedios	98.2	97.4	97.6	98.5
Total	100	100	100	100

Fuente: Secretaría de Energía.

En el sector industrial es donde más esfuerzos se han hecho en materia de conservación y sustitución de energía. No obstante, también la situación recesiva que ha caracterizado a la economía argentina en las últimas décadas ha tenido en gran parte su cuota de incidencia. La disminución del consumo de derivados en este sector ha sido la variación más significativa que se ha producido en los últimos 15 años habiendo pasado su participación de casi 24% en 1970 al 11% en 1985. Un análisis detallado de estos aspectos implicaría indagar sobre el comportamiento de la actividad interindustrial y la sustitución de tecnología que están más allá de los alcances de este trabajo. No obstante, en el cuadro 2.1.3.9. se advierte la fuerte penetración del gas distribuído por redes y en menor medida la de electricidad.

CUADRO Nº 2.1.3.9.
CONSUMO DEL SECTOR INDUSTRIAL
Estructura Porcentual

	1970	1974	1979	1985
Electricidad	9,8	12.8	17.4	19.9
Gas distrib. por Red	21.8	28.6	32.8	42.6
Gas de refinería	0.0	0.2	0.0	0.0
Gas licuado	0.0	0.1	0.1	0.1
Intermedios	11.0	2.9	2.1	1.9
Fuel Oil	32.8	30.9	24.8	12.2
Carbón Residual	2.3	1.9	2.3	2.3
No energéticos	2.2	3.3	3.5	4.1
Gas de Coquería	1.1	1.6	1.3	0.6
Gas de Alto Horno	1.2	1.5	1.5	1.5
Coque de Carbón	1.3	1.0	0.7	0.5
Carbón Min.y Leña	16.5	15.2	13.5	14.3
Total	100	100	100	100

Fuente: Secretaría de Energía.

. Las relaciones con el consumo sectorial de energía

Se describen a continuación la evolución y características del consumo de los principales derivados en los sectores socio-económicos.

. Naftas

El consumo final de naftas creció en forma sostenida en el Sector Transporte mientras duró la difusión del automotor a nivel masivo entre 1960 y 1980.

CUADRO Nº 2.1.3.10.
CONSUMO FINAL DE NAFTAS (1)
- Miles de Tep -

	1970	1974	1979	1985
Consumo Energético	4.089	4.710	5.142	4.561
Residencial y Público	63	79	53	46
Transporte	3.965	4.619	5.072	4.515
Agropecuario	-	-	-	-
Industria	-	-	-	-
No Identificado	61	12	17	-
Consumo No Energético	140	446	536	656
Petroquímica	140	446	536	656
Otros	-	-	-	-
TOTAL	4.229	5.156	5.678	5.217

(1) Nafta común, Nafta Super, Aeronaftas, Nafta Virgen, Alconafta.

Fuente: Secretaría de Energía.

A partir de la política de apertura de mercados, durante el Ultimo gobierno militar, se sustituyen unidades nacionales por importados de menor costo, pero este proceso termina en 1980. Desde entonces, con el sinceramiento del tipo de cambio, que se había mantenido ficticiamente bajo, el crecimiento del parque automotor con motores del ciclo Otto se estanca, se encarecen los costos de mantenimiento de las unidades. El mayor precio de las naftas, que durante años fue de baja importancia en el presupuesto familiar y comercial comienza a tener relevancia. Se observa así, como lo muestra el Cuadro 2.1.3.10, que hacia 1985 el consumo se reduce.

La reducción en el consumo de naftas se produce particularmente como consecuencia de la utilización del automóvil y por un cambio en la política comercial automotriz de este tipo de vehículos apareciendo en el mercado unidades más eficientes en relación a los que se producían antes de la importación masiva. No obstante, el fuerte deterioro en los ingresos de la población y la distribución regresiva de ingresos determinaron una menor producción que se orientó a las franjas de ingresos más elevados.

Los vehículos utilitarios de carga, ante los costos mayores que implicaba el precio de la nafta, fueron reconvertidos parcialmente a diesel u otras alternativas como el gas natural comprimido en años recientes. El motor Diesel en Argentina tiene un elevado costo que oscila entre los u$s 2.000 y u$s 3.000 de modo que las opciones que se fueron abriendo como gas comprimido, con un costo de conversión de u$s 1.500, o alconafta que requiere una sustitución mínima de partes recibieron adherentes en número importante como los vehículos oficiales y los taxímetros.

El consumo de naftas que se observa en el sector residencial y público proviene de su utilización en motores fijos para bombeo de agua o generación eléctrica mediante grupos electrógenos en áreas rurales. En 1980 aparecen en el mercado las alconaftas, que se obtienen incorporando un porcentaje de alcohol etílico en las naftas común y especial. En 1986 las alconaftas habían más que duplicado su volumen vendido al mercado. La evolución de estos derivados se muestra en el siguiente cuadro:

miles de m^3

	1970	1974	1979	1986
Aeronafta	56,9	36,3	26,3	19,1
Nafta Común	3.271,4	3.574,9	3.174,1	1.569,9
Alconafta Común	-	-	-	814,5
Nafta Especial	2.046,7	2.579,8	3.559,9	3.424,9
Alconafta Especial	-	-	-	621,5

. Intermedios

El consumo final de intermedios, Cuadro 2.1.3.11., requiere distinguir los derivados que lo integran debido a que los usos de estos están muy diversificados.

[illegible]
[illegible] FINAL DE HIDROCARBUROS
- Miles de Tep -

	1970	1974	1979	1985
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Residencial y Público	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Transporte	2.708	3.558	4.571	4.686
Industria	[illegible]	1.036	[illegible]	2.013
Industria	142	240	[illegible]	135
Al Petroquímico	-	-	-	-
Consumo No Energético	-	-	-	-
Termoeléctrica	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-
TOTAL	5.444	6.[illegible]	7.[illegible]	7.040

(1) Kerosene, Combustible Jet, Diesel Oil, Gas Oil.

Fuente: Secretaría de Energía.

El uso del Kerosene en el Sector Doméstico -urbano y rural- es básicamente para iluminación y calefacción y en menor medida para cocción. En las áreas rurales no electrificadas también se utiliza en heladeras para conservación de alimentos. En cocción, calentamiento de agua y calefacción los sustitutos son la leña, el gas licuado y el gas distribuido por red. La evolución de las ventas al mercado de Kerosene fueron las siguientes:

	-miles de m^3-			
	1970	1974	1979	1985
Kerosene	1.052,6	1.035,2	757,8	581,7

La evolución muestra una declinación de las ventas resultado de la sustitución de los consumos por otras fuentes como las comentadas.

El Combustible Jet, que es un kerosene refinado, se utiliza en turbinas de aviones. Estos han sustituido a los aviones comerciales de hélice que consumían aeronaftas. La evolución de este derivado muestra lo siguiente:

	-miles de m3-			
	1970	1974	1979	1985
Combustible Jet	340,1	430,8	737,7	787,1

El crecimiento en la década del 70 se explica por la penetración del avión a turbina en el transporte de pasajeros y carga. El fuerte crecimiento hacia 1979 se debió al elevado tráfico con el exterior debido a los tipos de cambio favorables para los argentinos que motivaron que contingentes masivos recorrieran el resto del mundo. Esta situación se revirtió como consecuencia en la revaluación de la paridad cambiaria

El gas oil es el combustible de los motores Diesel. Estos motores de gran duración, son utilizados en medios de transporte urbano de pasajeros y también en media y larga distancia para el transporte de cargas. El medio de transporte es el colectivo y omnibus. También es utilizado en embarcaciones que utilizan motores de potencia similar a las de los camiones.

El uso en secado, calentamiento de agua, calefacción y cocción es de muy baja importancia relativa en relación al uso que se le da a otros derivados. La evolución de las ventas al mercado fue la siguiente:

	- miles de m^3 -			
	1970	1974	1979	1986
Gas Oil	4.183	4.887	6.493	7.063

Estas ventas al mercado muestran un consumo sostenido con motivo de la fuerte penetración del omnibus y camiones en el transporte de pasajeros y cargas en relacion al automóvil y otros medios de transporte.

El Diesel Oil tiene sus usos más importantes en secado y calor de proceso. Es un derivado utilizado intensivamente en la industria y como combustible en los motores Diesel navales. Su evolución fue la siguiente:

	- miles de m^3 -			
	1970	1974	1979	1986
Diesel Oil	1.700,3	1.678,2	1.587,6	830,8

La menor utilización de este derivado se debió básicamente a la sustitución que se produjo por el gas distribuído por redes.

. Fuel Oil

Este derivado aunque de menor calidad que el Diesel Oil, presta similares funciones industriales, en particular en usos tales como calor de proceso y secado. Es utilizado también para calefaccionar edificios urbanos y como combustible en motores de vapor y grandes motores marinos.

[illegible]

[illegible] (*)
Miles de Tep -

	1971	1974	1973	1975
Consumo Energético	3.703	3.662	3.291	1.133
Residencial y Público	274	455	682	87
Transporte	743	404	310	65
Agropecuario	-	-	-	-
Industria	2.574	2.629	2.129	1.031
No Identificado	132	190	160	-
Consumo No Energético	-	-	-	-
Petroquímica	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-
TOTAL	3.703	3.662	3.291	1.133

Fuente: Secretaría de Energía.

La declinación en el consumo que se evidencia en todos los sectores socio-económicos se debió también a la fuerte penetración del gas distribuído por redes en los distintos usos y sectores.

. Gas Licuado

El Gas Licuado -propano y butano- se caracteriza por cubrir un espectro más amplio que el kerosene. Por sus características de producto limpio se lo destina a los usos cocción y calentamiento de agua en los sectores residenciales -urbano y rural-.

En el sector industria se destina a calor de proceso. El sustituto más próximo, cuando se conecta a la red, es el gas distribuído.

En petroquímica es uno de los principales insumos para la elaboración de no energéticos.

(*) No incluye Fuel Oil para generación eléctrica.

CUADRO Nº 2.1.3.13
CONSUMO FINAL DE GAS LICUADO (1)
- Miles de Tep -

	1970	1974	1979	1985
Consumo Energético	803	963	1.066	977
Residencial y Público	785	918	959	968
Transporte	-	-	-	-
Agropecuario	-	-	-	-
Industria	-	10	10	9
No Identificado	18	35	97	-
Consumo No Energético	152	128	175	233
Petroquímica	152	128	175	233
Otros	-	-	-	-
TOTAL (2)	955	1.091	1.241	1.210

(1) Propano y Butano
(2) Incluye Gas Licuado proveniente de las Plantas de Tratamiento de Gas Natural e importaciones.

Fuente: Secretaría de Energía.

La evolución del Gas Licuado ha sido creciente aunque a nivel residencial e industrial el gas distribuído lo ha sustituído en los últimos años.

. Gas de Refinería

Este es un consumo que se verifica en la industria y en Petroquímica. En la industria se lo usa en calor de proceso, en secado y en menor medida en motores de vapor

CUADRO Nº 2.1.3.14.
CONSUMO FINAL DE GAS DE REFINERIA
- Miles de Tep -

	1970	1974	1979	1985
Consumo Energético	-	15	4	1
Residencial y Público	-	-	-	-
Transporte	-	-	-	-
Agropecuario	-	-	-	-
Industria	-	15	4	1-
No identificado	-	-	-	-
Consumo No Energético	58	42	40	18
Petroquímica	58	42	40	18
Otros	-	-	-	-
TOTAL	58	57	44	19

Fuente: Secretaría de Energí

No obstante su evolución muestra un menor consumo de esta fuente energética que por normas de tipo operativo la [illegible] del convencional sustituir por Gas Distribuido.

. Carbón Residual

Este derivado es el principal insumo del coque aguja que tiene como destino, una vez puesto en especificación, la elaboración de productos con base en el grafito. Es un producto de alto valor en el mercado internacional. Su uso se da en el sector industrial como insumo o para las plantas de asfalto.

CUADRO Nº 2.1.3.15.
CONSUMO FINAL DE CARBON RESIDUAL
- Miles de Tep -

	1973	1974	1975	1985
Consumo Energético	183	157	212	189
Residencial y Público	-	-	-	-
Transporte	-	-	-	-
Agropecuario	-	-	-	-
Industria	179	156	198	189
No identificado	4	1	14	-
Consumo No Energético	-	-	-	-
Petroquímica	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-
TOTAL	183	157	212	189

Fuente: Secretaría de Energía

La evolución de las ventas de este derivado ha sido constante en el período analizado.

. No energéticos

En modo análogo al carbón residual y al gas de refinería estos derivados son básicamente consumos industriales o insumos para la elaboración de no energéticos.

CUADRO Nº 2.1.3.16.
CONSUMO FINAL DE (1) ENERGETICOS
- Miles de Tep -

	1973	1974	1979	1985
Consumo Energético	166	260	298	340
Residencial y Público	-	-	-	-
Transporte	-	-	-	-
Agropecuario	-	-	-	-
Industria	166	260	298	340
No identificado	-	-	-	-
Consumo No Energético	842	1.204	1.365	1.035
Petroquímica	-	-	-	342
Otros	842	1.204	1.365	693
TOTAL	1.009	1.464	1.663	1.375

(1) Solventes, Aguarrás, Lubricantes, Grasas, Asfaltos, etc.

Fuente: Secretaría de Energía

La evolución del consumo de estos derivados se ha mantenido constante desde mediados de la década del 70. Su disminución en el último período se ha debido al impacto de la recesión económica que viene soportando Argentina.

. Las relaciones con los usuarios de energía

En Argentina no existen estudios a nivel nacional que permitan determinar relaciones de consumo entre fuentes y usos energéticos y por lo tanto menos con los usuarios de energía. Excepto algunos trabajos puntuales de caracter provincial o regional (*), que no son extrapolables al resto del país por las características socioeconómicas particulares de su localización, no es posible señalar más que a grandes rasgos los usos de la energía en los consumos.

Esto último, trasladado a los consumos de derivados del petróleo tiene particular importancia toda vez que se carece de información que permita evaluar el costo relativo en energía útil de las distintas fuentes de energía que participan en las canastas familiares a distinto nivel socioeconómico. En consecuencia, no se evidencia la instrumentación de políticas específicas de precios de los derivados que convaliden objetivos de sustitución de esos derivados por otras fuentes energéticas alternativas a nivel de los usuarios.

(*) Ver "Planeamiento Energético Global de Largo Plazo de la Provincia de Entre Ríos" Consejo Federal de Inversiones. 1981. "Estudio Energético Integral de la Región NEA" IDEE y Secretaría de Energía. 1988.

También [illegible] al [illegible] y [illegible] equipamiento [illegible], con lo cual [illegible] existen [illegible] de políticas específicas de financiamiento [illegible] los usuarios, para [illegible] los mismos, [illegible] a nivel municipal se han realizado planes de financiamiento en función a la red de [illegible] o en pequeñas comunidades el financiamiento de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Esta carencia de políticas específicas por falta de información y también de un concepto relativamente claro de sus posibilidades dentro del sector energético, ha determinado que exista una franja de la población que no reacciona o no puede reaccionar a los estímulos de la política energética y por lo tanto no accede a los usos más eficientes, a las fuentes más abundantes o a aquellas no perecederas.

Los estudios de demanda tradicionales al no individualizar estos problemas inducen, en consecuencia, a mantener vigentes las estructuras de consumo sin que se puedan profundizar las políticas de sustitución que permitan ahorrar los recursos perecederos escasos o eventualmente derivarlos hacia otros destinos más beneficiosos para la sociedad como pueden ser muchos de los productos no energéticos.

Simultáneamente este mecanismo produce un efecto circular retrógrado. Como las estimaciones de demanda mencionadas sin normalmente realizadas por las áreas comerciales de las empresas energéticas sobre la base de mediciones y evaluaciones de la conducta del consumidor, por escasez de información, se infiere que este tiene un comportamiento determinado ante ciertos estímulos, por ejemplo ante variaciones de precios en energía neta. Se ignoran en consecuencia los costos reales en energía útil que tienen para el usuario las distintas fuentes de energía. Esto lleva a que si el precio de las fuentes que se quiere sustituir, en unidades de energía útil, es más bajo que el de las fuentes alternativas, se logren efectos contrarios a los que se pretende y se aumente la penetración del recurso escaso. Obviamente, en estos casos las estimaciones de abastecimiento se realizan estimulando la producción y equipamiento en aquellas fuentes energéticas que se quiere preservar.

Lo expuesto pretende establecer la distinción entre el objetivo de preservación del recurso que tiene un fin social con el objetivo de penetración en el mercado que responde a una política comercial de tipo empresarial y que implica normalmente ganar mercado al competidor con un fin particular. En este sentido se advierten en Argentina, al igual que en otros países, numerosos ejemplos a partir de los estudios de mercado, incluídos los que realiza la propia empresa estatal (*), que son consistentes con los objetivos empresarios comentados pero que carecen de inserción en el contexto de la política energética.

(*) Véase por ejemplo "Modelos de demanda para los principales combustibles en la República Argentina" YPF. LI Reunión a Nivel de Expertos. ARPEL 1983.

Por ello el objetivo social de preservación del recurso energético requiere que la autoridad de aplicación establezca en forma específica la política para cada una de las fuentes en función de un marco de referencia general como es la disponibilidad total de los recursos energéticos y el conocimiento particular de los usos de las distintas fuentes. Esto lleva a que el sector energético requiera de una cuidadosa planificación, de modo análogo a como en particular lo realizan las empresas privadas y públicas para garantizar su rentabilidad, que permita delinear objetivos de preservación de los recursos a partir de una política de precios de la energía que posibiliten convalidar esos objetivos, además de la rentabilidad empresaria del propio sector.

Obviamente para que esto pueda concretarse se requiere no solo de la voluntad de hacerlo, sino de instrumentos aptos para esta finalidad e información, que por ser escasa y poco confiable exige realizar encuestas además de sistematizar los datos que llevan las empresas. También se requiere información actualizada sobre las transacciones intersectoriales del sistema económico para poder evaluar razonablemente los impactos directos e indirectos de las políticas de precios sobre el consumo de energía (*).

(*) Lamentablemente el Banco Central de la República Argentina ha demorado este tipo de estudios remontándose la referencia más cercana al año 1963.

3. POLITICA DE PRECIOS DEL PETROLEO Y SUS DERIVADOS

[illegible] de la industria petrolera [illegible] que [illegible] importancia de las intervenciones [illegible] de la autoridad pública [illegible] de la cadena [illegible] en los diferentes eslabones que la componen.

El análisis de política de precios supone la consideración de los efectos de una amplia regulación sobre los flujos materiales que tienen lugar dentro de esa cadena y sobre la situación y el comportamiento de los diferentes actores que participan en ella. En particular, importa analizar los efectos de la política de precios sobre la apropiación de la renta petrolera por parte de los mencionados actores y, en consecuencia, sobre su distribución a nivel del conjunto de la sociedad.

[illegible] análisis [illegible] de los propósitos de política energética y socioeconómica que se sucedieron a lo largo del período considerado, tratando de relacionar esos efectos con los objetivos explicitados en tales propósitos. A ese respecto, los aspectos examinados muestran con claridad la influencia determinante de la política estatal sobre las políticas de precios [illegible].

Esto determinó también que la capacidad de la política de precios del petróleo y sus derivados para orientar las decisiones de los actores que participan de los diferentes eslabones de la cadena y especialmente en el consumo se vio seriamente limitada por los altos niveles de inflación que se registraron dentro del período considerado, especialmente a partir de 1975.

Dentro de un contexto inflacionario de esas características resulta muy dudoso que esos actores se encuentren en condiciones de tomar sus decisiones tomando en cuenta las variaciones de los precios relativos de las diferentes fuentes de energía. Incluso para los propios responsables de la formulación de la política de precios del petróleo y sus derivados se enfrentan, en ese contexto, con serias dificultades para regular esos cambios en los precios relativos. De este modo, las principales consecuencias de la política de precios implementada con relación al petróleo y sus derivados se relacionan mucho más con la situación económico-financiera de las empresas que actúan dentro de las etapas de producción y comercialización y con la apropiación de la renta petrolera que con la composición de los flujos materiales, especialmente a nivel de consumo.

En el análisis de la política de precios que se realiza en las secciones siguientes se distinguen claramente dos etapas. En primer lugar se consideran los precios fijados por la autoridad pública en los diferentes eslabones que se relacionan con las transferencias de petróleo crudo. Se trata de los precios oficiales de los diferentes

crudos (% Boyacimiento) que son los precios pagados por las refinadoras privadas a la empresa estatal por el petróleo que adquieren y de los precios fijados para la adquisición del petróleo a los contratistas privados.

En segundo término se estudia la evolución de los precios de los derivados. En este caso se trata de los precios fijados a nivel de los productores, en las etapas de refinación y comercialización y de los precios finales de venta. El análisis de la política aplicada con relación a estos precios incluye también el estudio de los cambios que se han registrado en los impuestos aplicados a los derivados.

3.1. La política de precios del petróleo

Para comprender el impacto que la política de precios ha tenido sobre la situación económico-financiera de la empresa petrolera estatal y sobre la apropiación de la renta petrolera es necesario tomar en cuenta las variaciones que se han registrado en los precios fijados para las transacciones del crudo con las empresas privadas (contratistas de explotación y refinadoras) y la comparación de la evolución de los precios oficiales y los costos medios de producción.

3.1.1. Los precios oficiales del petróleo

De acuerdo a lo que se ha expresado en la sección 2.1., durante el período analizado YPF virtualmente monopoliza la oferta de crudo, aún cuando una parte de la producción la realice por el sistema de administración y otra parte, menor, por medio de contratos con empresas privadas. Estos contratistas deben entregar la totalidad de su producción a la empresa estatal de acuerdo con las condiciones de precios convenidas.

El crudo producido en el país que es de libre disponibilidad por parte de las empresas privadas (concesiones) constituye una mínima parte que, a lo largo de todo el período 1970-86 no ha superado el 2,5%.

Los crudos producidos en el país corresponden a diferentes tipos cuya gravedad oscila entre 22-22,9 a 57-57,9, tal como puede observarse en el Cuadro 3.1.1.1.

Cuadro 5.1.1.1.

[illegible]

Tipos de crudo	Densidad
Pesados	
Chubut	22-22,9
Santa Cruz	26-26,9
Intermedios	
Mendoza	31-31,9
Cuencas Argentinas	31-31,9
Livianos	
Tierra del Fuego	40-40,9
Santa Cruz Sur	40-40,9
Salta	40-40,9
Formosa (*)	42-42,9
Salta	57-57,9

(*) Los crudos de Formosa comenzaron a producirse a partir del año 1994.

Fuente: Subsecretaría Minería

Dentro de la producción predominan los crudos de tipo intermedio y los pesados, alcanzando entre ambos alrededor del 90% del total.

Los precios oficiales de los diferentes crudos

Los precios oficiales de los diferentes tipos de crudo constituyen valores FOB en lugar de despacho a destilerías y es fijado por la Secretaría de Estado de Energía.

Hasta el Decreto Nº 973 del 28/3/74 los precios FOB del crudo constituían los valores a los que YPF los comercializaba. Desde entonces y hasta fines de 1977 solo se fijaron "Valores FOB básicos de referencia" de los crudos de YPF exclusivamente a los efectos tributarios (*). A partir del 26/12/77, la Resolución Nº 1.195 del Ministerio de Economía, se volvió al sistema anterior (**).

No existen procedimientos oficialmente establecidos para la fijación de los precios del crudo producido internamente. Hasta los últimos años de la década del 60 se utilizaba en la práctica, un procedimiento basado en los costos medios del petróleo tomando en cuenta los costos de producción de YPF por administración y el costo resultante del pago del petróleo que la empresa estatal recibía por los contratos de explotación y deduciendo el valor del gas vendido y las regalías gasíferas de las provincias. Este costo se actualizaba utilizando coeficientes para la variación en los precios de los diferentes crudos a partir del costo promedio resultante, se tomaba en cuenta el rendimiento de los mismos en términos del valor Tanque de los derivados y en base a una destilería tipo (***).

Durante todo el perido analizado, los precios oficiales del crudo fueron fijados en forma discrecional por el poder público, dependiendo de sus proyectos de política o de las alternativas de la coyuntura socioeconómica.

(*) Durante este período, en el que tuvo vigencia el Decreto 632/74 que disponía la nacionalización de las bocas de expendio, las empresas privadas refinaban por cuenta de YPF no existiendo por tanto la necesidad de un precio de venta.

(**) V. Bravo, S. M. Torres "Evolución de los precios del Petróleo crudo y sus derivados" IEES, Bariloche, 1980. Pág. 6.

(***) Para un mayor detalle acerca de este procedimiento puede consultarse el trabajo citado de V.Bravo y S.M.Torres. Cabe destacar a este respecto que el art. 6 de la Ley 17319/67, aún vigente, indica que los precios de los diferentes tipos de petróleo serán fijados por la empresa estatal con la única restricción de que no podrán ser inferiores a los de los crudos importados de condiciones similares. Sin embargo, agrega que si los precios de importación subieran significativamente por causas extraordinarias, los precios de los crudos internos se fijarán en base a los costos reales de explotación de la empresa estatal más amortizaciones e intereses sobre las inversiones depreciadas y actualizadas.

El Cuadro 3.1.1.B. muestra la evolución de los precios de los diferentes crudos expresados en pesos de 1970.

CUADRO 3.1.1.C

EVOLUCION DE LOS PRECIOS OFICIALES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CRUDO EN EL PERIODO 1970-79, EN MONEDA DE 1970
(Indices 1970 = 100)

AÑO	CAUCE	S.J.M.	MENDOZA	CUENCA NEUQUINA	TIERRA DEL FUEGO	JUJUY (**)	SALTA	SANTA CRUZ SUR (*)	FORMOSA (*)
1970	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00		
1971	92.62	84.55	92.34	86.53	85.43		75.67		
1972	72.92	73.53	72.81	74.77	72.61		76.35		
1973	94.34	96.75	95.65	97.34	98.63	109.37	109.36		
1974	167.37	173.92	170.62	172.44	195.17	203.31	219.39		
1975	111.19	119.53	114.92	129.63	134.83	147.79	167.25		
1976	93.73	102.37	100.00	124.51	112.77	122.61	149.24		
1977	110.31	115.21	107.54	111.42	111.22	115.65	117.61		
1978	104.45	112.44	106.26	124.31	125.39	102.23	123.60		
1979	101.85	111.64	104.47	104.55	95.19	102.63	107.13		
1980	134.14	135.91	93.42	91.55	92.32	92.33	94.61		
1981	139.73	122.15	124.79	114.10	106.17	114.11	11[illegible]		
1982	127.73	117.62	133.51	133.69	133.25	138.33	145.73		
1983	207.63	191.05	177.34	170.32	167.75	176.33	170.59		
1984	195.37	189.27	188.73	168.75	158.99	167.63	161.65	154.35	144.68
1985	251.05	221.34	217.33	217.80	193.95	215.79	218.13	193.35	209.32
1986	219.27	208.41	183.63	183.91	174.22	183.30	181.63	173.36	181.80

(*) El precio del crudo de Santa Cruz no se publicaba oficialmente antes de 1984 aunque este crudo era producido antes de esa fecha. Para establecer el valor de los índices de crudo de Santa Cruz Sur y Formosa se utilizaron los precios del año 1970 correspondientes a crudos semejantes: el crudo de Tierra del Fuego para el Santa Cruz Sur y el de Jujuy para el crudo de Formosa.

(**) El crudo de Jujuy comienza a producirse a partir de 1973. Para determinar el índice con base en 1970, se tomó en cuenta la relación de precios de los crudos de Jujuy y Salta en 1973, y, en base a ella se calculó un precio para el crudo de Jujuy en 1970.

Fuente: Elaboración propia en base a las resoluciones de la Secretaría de Energía e Información del INDEC.

Puede observarse que hasta 1973 los precios de los diferentes tipos de crudo tienen una evolución semejante. Durante el período del gobierno peronista (1973-76) se produce una revalorización relativa de los crudos más livianos. Esta medida estuvo dirigida a contemplar el mayor valor económico de esos crudos medidos en términos de Valor de Potencia (precio al productor) de los derivados.

En ese período los precios al productor a nivel de comercialización (Valores de Retención) de las naftas creció en una proporción mucho mayor que las correspondientes a los restantes derivados.

Durante el gobierno militar (1976-83), los precios relativos de los crudos vuelven a ser semejantes a los niveles del período 1970-72, pero con una leve revalorización de los crudos pesados respecto de los intermedios y livianos (Cuadro 3.1.1.3.). Nuevamente, este cambio resulta compatible con las modificaciones introducidas en los niveles relativos de los valores de retención de los diferentes derivados. Esta nueva situación se mantiene en el gobierno constitucional que se inicia a fines de 1983. En consecuencia, puede afirmarse que en términos generales las variaciones que se observan en los precios relativos de los diferentes tipos de crudo responden a la política implementada en los diferentes períodos respecto de los precios al productor (Valor de Retención) relativos de los distintos derivados. Sin embargo esto no significa que el comportamiento de los precios relativos del crudo y de los precios relativos al productor no hayan significado cambios en los márgenes de refinación y comercialización cuyo análisis tiene especial significación para las empresas privadas. Este tema volverá a retomarse en la sección 3.2.3.

CUADRO Nº 3.1.1.3

EVOLUCION DE LOS PRECIOS RELATIVOS DE LOS CRUDOS
(precio del crudo de la Cuenca Neuquina = 100)

Períodos	Chubut	Santa Cruz	Mendoza	Cuenca Neuquina	Tierra del Fuego	Jujuy	Salta
1970-72	74,8	86,7	88,1	100	109,1		104,8
1973-76	72,7	87,2	87,7	100	119,8	113,6	139,6
1977-83	87,6	93,1	90.0	100	104,5	94,8	104,1
1984-86	88,1	93,3	90,3	100	101,7	96,5	102,5

Fuente: Elaboración propia a partir de la información de la Secretaría de Energía.

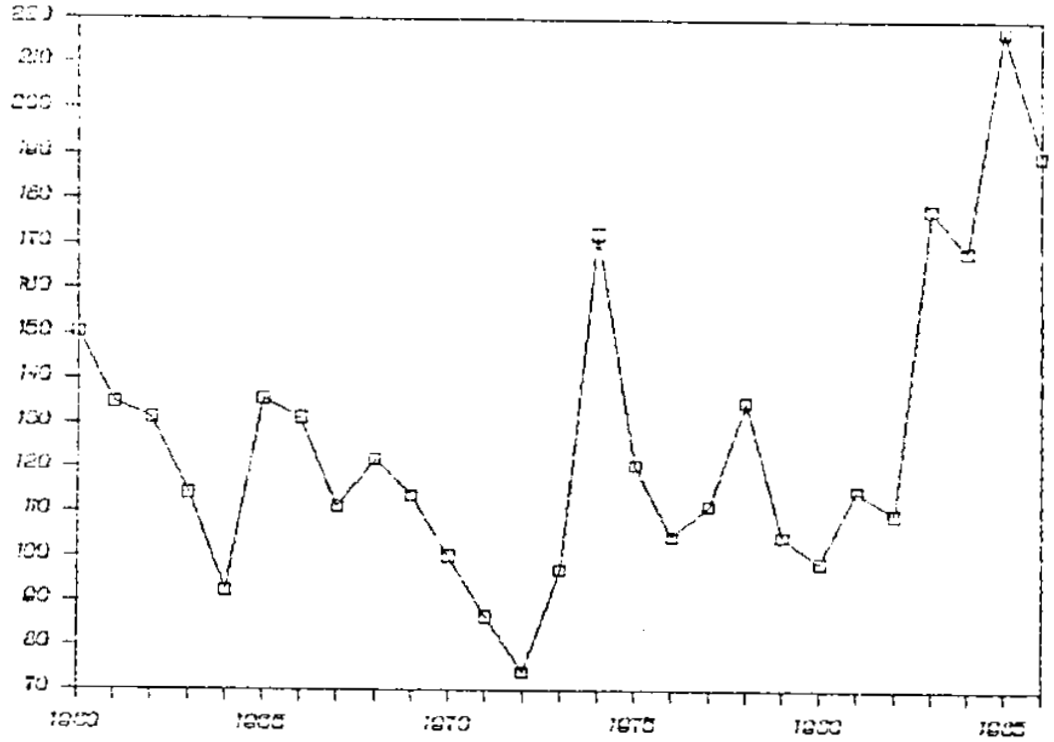
La política aplicada en la fijación de los precios del crudo

Tal como se ha afirmado, la fijación de los precios del crudo durante el período de análisis no ha respondido a principios normativos (*) claramente explicados sino que han resultado una consecuencia de los diferentes proyectos de política económico-social y energética y, con frecuencia, de las alternativas de la apertura económica (**).

Por tanto parece conveniente analizar la evolución de los precios del petróleo crudo considerando la política económica y energética de acuerdo con los subperíodos establecidos en la parte I. A los fines de este análisis se tomará únicamente el precio del crudo de la Cuenca Neuquina (***).

GRAFICO N° 3.1.1.1.

EVOLUCION DEL PRECIO DEL CRUDO DE LA CUENCA NEUQUINA
EXPRESADO EN MONEDA CONSTANTE DE 1970 (Indice 1970 = 100)



Fuente: elaborado en base a información de la Secretaría de Energía y el INDEC.

(*) Tales como los costos medio o incrementales de producción o los costos de oportunidad medidos en función de los precios de frontera.

(**) Que se refleja fundamentalmente, aunque no únicamente en las decisiones adoptadas sobre la evolución de los niveles absolutos de los precios de los derivados.

(***) En razón de que se trata de un crudo intermedio que además tiene una participación importante en la producción total.

En el período 1966-1972, correspondiente al gobierno militar de la "Revolución Argentina", los precios del crudo, medidos en moneda constante de 1970, presentan una tendencia fuertemente declinante hasta alcanzar en 1972 un nivel que representa solo un 56,5% del correspondiente a 1966. Esta tendencia implicaba una convergencia hacia los precios internacionales que en esa época se situaban por debajo de los precios (y los costos de producción) internos.

Dentro de las políticas socio-económicas y energéticas definidas por el gobierno militar en 1967 pueden encontrarse algunas razones que motivaron este comportamiento en los precios del crudo y sus derivados.

Tal como se dijo en la parte I, los objetivos principales de esa política eran los de introducir cambios en la estructura económica mejorando la eficiencia del sector público y promoviendo una mayor apertura de la economía con la participación decisiva del capital multinacional privado. Dentro del plano estrictamente energético, esta estrategia fue plasmada por la ley 17.319/67 (Ley de Hidrocarburos) que propende a una mayor participación privada, especialmente del capital multinacional, en las actividades de exploración y explotación del petróleo crudo y en refinación y comercialización de los derivados.

Dentro de ese proyecto de política económica, la ampliación del mercado interno de la industria automotriz, manejado exclusivamente por empresas multinacionales, desempeña un rol fundamental. Durante este período se acentúa el proceso de sustitución del transporte ferroviario de cargas y de personas por el transporte automotriz. Esa ampliación del mercado automotriz es perfectamente coherente con el abaratamiento relativo de los productos petroleros, especialmente del gas oil y de las naftas (el precio de éstas comienza a caer en términos reales a partir de 1969). Pero, de cualquier modo la disminución de los precios reales de los derivados a nivel de productor y del petróleo fue aún mayor que la correspondiente a los derivados provocando un fuerte deterioro en la situación económico-financiera de la empresa petrolera estatal.

En cambio, las empresas refinadoras privadas (ESSO y SHELL) se ven beneficiadas ya que los precios oficiales del petróleo en términos de moneda constante registraron una caída mayor que los precios al productor a nivel de la refinación (Valor Tanque) y a nivel de la comercialización (Valores de Retención).

En el plano de la política petrolera, la ley 17.319 al referirse a la política de precios establece solamente que los precios del crudo no deben ser inferiores a los precios de importación pero que debieran reflejar el nivel de los costos reales internos si los precios internacionales subieran abruptamente.

Además, se planteaba el objetivo de autoabastecimiento, que se esperaba conseguir mediante el aporte del capital privado, y se admitía la posibilidad de que las refinadoras privadas (ESSO y SHELL) participaran en la importación de crudo.

Todas estas medidas parecen ser coherentes con el objetivo de asegurar el abastecimiento de los combustibles a precios que no superaran sustancialmente a los niveles prevalecientes en el mercado internacional.

A pesar de que algunas de estas medidas de la política económica y energética, especialmente su sesgo en favor del capital multinacional, pretendieron ser revertidas por un cambio de orientación dentro del gobierno militar, el intento fue efímero y solo consiguió acelerar el ritmo inflacionario. Es así que a partir de 1971 el gobierno se propuso no alterar significativamente el nivel de precios relativos, al mismo tiempo que estuvo abierto a las presiones de los diferentes grupos sociales. En la práctica esta política significó un deterioro relativo de los precios de los bienes y servicios ofertados por el sector público originado en reajustes en los precios corrientes de los mismos inferiores al ritmo inflacionario.

En consecuencia, aún cuando los factores que originaron la caída de los precios del petróleo, expresados en moneda constante, en los subperiodos 1968-70 y 1971-72 fueron de diferente naturaleza el efecto último de esa política fue un profundo deterioro en la situación económico-financiera de YPF, afectando de manera significativa su capacidad de inversión en las actividades de explotación y desarrollo. Los intentos de sustituir a YPF en las actividades de exploración por empresas multinacionales a partir de 1967 tuvieron resultados negativos. De este modo, las consecuencias del deterioro de la capacidad inversora de la empresa petrolera estatal se proyectan sobre el período siguiente donde se observa una caída en la producción de petróleo, causada esencialmente por la disminución de la producción de YPF.

En el período 1973-1976, correspondiente en su mayor parte al gobierno constitucional peronista (*), los precios del crudo muestran dos movimientos sucesivos contrapuestos: un incremento significativo en los años 1973/74 (**) y una caída también importante aunque menos pronunciada en los años 1975/76.

También en este caso puede afirmarse que mientras que el comportamiento de los precios en la primera parte del período responde a objetivos explícitamente formulados en el proyecto planteado por el gobierno, su evolución en la segunda parte es la consecuencia de una compleja coyuntura política y económico-social.

(*) El gobierno peronista se interrumpe con el Golpe de Estado de marzo de 1976, sin embargo muchas de las consecuencias de las políticas implementadas antes de esa fecha se mantienen hasta bien avanzado ese año.

(**) En 1974, el precio del crudo de la Cuenca Neuquina es en términos reales un 144% superior al nivel de 1972.

En efecto, una de las estrategias fundamentales para el logro de los objetivos propuestos (*) consiste en recomponer la situación económico-financiera de las empresas del Estado que deberían desempeñar un rol decisivo dentro del proyecto de crecimiento y distribución planteado. Esta política es especialmente válida y claramente explicitada en el caso de las empresas públicas del sector energético y en particular para YPF. Si bien es cierto que el incremento en los precios internos de los combustibles se vio facilitado por el fuerte aumento en los precios internacionales a fines de 1973 y en 1974, dicha política de precios respondió fundamentalmente a los mencionados objetivos.

Aún cuando en buena parte del período, los precios de los crudos sólo tienen un carácter de "precio de referencia" a los únicos efectos del cálculo de impuestos y regalías (**), sus niveles se adecuaron a los incrementos en los niveles absolutos y relativos de los precios al productor de los derivados (Valores de Retención y Valores Tanque). En consecuencia, ese incremento en los precios del crudo es compatible con la decisión de recomponer el rol monopólico de YPF en las diferentes actividades de la cadena petrolera, con una mayor equidad en el plano regional (***) y, como se verá más adelante, en el plano social.

La ejecución del proyecto propuesto en mayo de 1973 entró en crisis hacia fines de 1974 y, especialmente desde mediados de 1975 donde se produjo una desarticulación en los precios relativos y un fuerte desborde inflacionario en un clima de alta especulación.

En esta situación los precios y las tarifas no alcanzan a mantener su niveles reales a pesar de los intentos realizados aplicando políticas d estabilización de carácter ortodoxo.

(*) Veáse Parte I.

(**) Desde marzo de 1974, y hasta más allá de finalizado el gob peronista rigió el decreto 632/74 de "Nacionalización de las de expendio" con lo que los precios del crudo no desempeñan el de precios de transferencia entre la empresa estatal y refinadoras privadas.

(***) Puesto que ese incremento en los precios del crudo implica mayor participación de las provincias productoras a través regalías.

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

Desde fines de 1976 y hasta febrero de 1981 la lucha contra la inflación se convirtió en un objetivo prioritario y se lo pretendió alcanzar, en el marco de la liberación del mercado financiero y la apertura externa, recurriendo al retraso cambiario y tarifario. Se establecieron pautas de reajustes decrecientes en las tarifas, que en la práctica se situaron muy por debajo de las tasas de inflación que se registraron en el mencionado período. Esto explica la caída que se observa en los precios del crudo medidos en moneda constante, entre 1978 y 1980 (**).

(*) Un ejemplo, el diario La Nación en su edición del 10-8-78, expresa refiriéndose a declaraciones del Secretario de Estado de Energía G.O. Suboran, que: "El integrante del Poder Ejecutivo anticipó también ajustes periódicos y moderados en las tarifas eléctricas y el precio de los combustibles y una conexión de los precios del petróleo crudo hasta que alcancen, a fines de 1977, un 75 por ciento de su valor FOB internacional, lo que permitirá aumentar -dijo- el interés por la exploración y explotación".

(**) El comportamiento de los precios pagados a los contratistas por el petróleo producido en el marco de los contratos de explotación, cuyo análisis se aborda en la sección siguiente, son independientes del precio oficial de transferencia.

(***) Por supuesto que esta caída es acompañada por los precios de los derivados que habían iniciado su descenso continuado en 1975.

Frente a esta situación de descenso en los precios reales de los combustibles, se obliga a la empresa estatal a endeudarse en divisas a fin de hacer frente a sus inversiones, lo que habría de comprometer seriamente su situación económico-financiera, especialmente a partir de 1981.

Durante los años 1981/82 hubieron intentos de recomponer el nivel real de las tarifas y en particular los precios de los combustibles debido precisamente a las dificultades financieras, que presentaban las empresas estatales del área energética (*).

Sin embargo, es recién a partir de fines de 1982, con la asunción del último secretario de energía del gobierno militar, que se establece nuevamente una política de precios de los combustibles claramente definida a partir de la política energética. Como parte de esa política se plantea la necesidad de acercar los precios internos de los combustibles a los niveles de los correspondientes precios internacionales. De este modo, los precios del crudo se incrementan en un porcentaje de alrededor del 62% en términos reales (véase gráfico 3.1.1.1.) en 1983 respecto de sus niveles de 1982.

Resulta sugestivo que este incremento en los precios del crudo coincidan con la renegociación de los precios de los contratos de explotación en la que se otorgaron a los contratistas incrementos que, en promedio y medidos en moneda constante, superaron el 150% Esa renegociación no podría haber sido viable sin un incremento en los precios oficiales del petróleo en términos reales.

De esta manera, el impacto del incremento de los precios del crudo y de los Precios al productor (Valores Tanque y Valores de Retención) de los derivados sobre la situación económico-financiera de la empresa estatal se vio contrarrestado por ese mayor costo por el petróleo adquirido a los contratistas.

<u>En el período 1984-1986</u>, correspondiente al gobierno constitucional radical, se preservan e incluso se profundizan los principales rasgos de la política petrolera que se puso en marcha en 1976/77 y que fue retomada

---

(*) El endeudamiento en divisas fue seguido por fuertes devaluaciones en la tasa de cambio lo que implicó un fuerte incremento de la deuda expresada en moneda local.

luego en 1987. Vuelve a incentivarse la participación del capital privado nacional y multinacional en las actividades de exploración (*) y de explotación (**). El incremento que se observa en los precios del crudo, particularmente en 1988 (***), es perfectamente compatible con esta política.

Sin embargo, debe observarse que el incremento en los precios del crudo en los Valores de Referencia y en los precios finales de venta de los derivados tienen también como objetivo captar fondos del sector privado por parte del sector público a fin de mejorar la situación financiera de PEP y del Tesoro Nacional frente al drenaje que significa el pago de los intereses de la deuda externa.

En suma, la evolución de los precios del petróleo crudo en el período 1978-86 es en parte explicable a través de los objetivos planteados en los proyectos de política económico-social y energética de los gobiernos que se sucedieron en ese período. Sin embargo con frecuencia esa evolución fue el resultado de otras urgencias planteadas por la coyuntura económico-social. No se puede decir en consecuencia que ella haya sido compatible con una política energética de largo plazo.

En términos generales, en los dos períodos de gobierno militar, donde prevalecieron políticas socioeconómicas de inspiración liberal, los precios del petróleo (y de los derivados) se mantuvieron en niveles comparativamente más bajos en términos reales. Las políticas aplicadas con referencia a los precios oficiales del petróleo (y a los precios al productor de los derivados) afectó negativamente a la empresa petrolera estatal en su situación económico-financiera. Los incrementos que se observan durante el segundo período militar en 1977-78 y en 1983 (Ver cuadro 3.1.1.1) parecen estar fundamentalmente relacionados con incentivos a la actividad privada o con la renegociación de los precios pagados a los contratistas.

En el primero de los dos períodos de gobierno civil, se adoptó una política de precios opuesta a la practicada en los períodos militares con el objetivo principal de revitalizar la capacidad de inversión del Estado y sus empresas.

En el último período, los precios del petróleo (y los precios al productor de los derivados) se incrementaron en términos reales. Sin embargo esta política estuvo más relacionada con la necesidad de captar

---

(*) Mediante el denominado "Plan Houston".

(**)Convalidación, e incluso mejoras, de la renegociación de los contratos el denominado "Plan Olivos I" que se implementó durante 1987.

(***)Y que vuelve a repetirse luego en 1987 y principios de 1988.

los fondos requeridos por el pago de los intereses de la deuda y de mantener una coherencia con los mayores precios reales pagados a los contratistas, sin mejorar la capacidad de inversión de YPF (*).

3.1.2. Los costos de producción de petróleo y los precios oficiales

En la sección anterior se ha relacionado con frecuencia la política de precios del petróleo con la situación económico-financiera o con la capacidad de invertir de YPF. En realidad, los precios oficiales tienen significación únicamente para el pago de regalías (hasta 1981) y para las ventas de petróleo a las empresas refinadoras privadas (salvo en el período 1974-76). Esos precios no desempeñan ningún rol en las transferencias de petróleo internas a YPF.

Sin embargo, puesto que los precios oficiales del petróleo deben guardar una relación con los precios al productor de los derivados (ellos fijan el margen de refinación y comercialización para las empresas privadas) y teniendo en cuenta las transacciones efectivas con las refinadoras privadas, su comparación con los costos de producción de petróleo permite deducir los efectos de las variaciones de esos precios oficiales sobre la situación económico-financiera de YPF.

Los costos de producción de petróleo de YPF están integrados por el costo del petróleo en "boca de pozo", los costos de transporte a la playa de tanques (que es el punto de embarque o de despacho a destilerías), las regalías pagadas a los estados provinciales y los gastos generales imputables a estas etapas de producción.

El petróleo que se recibe en playa de tanques es una mezcla de la producción realizada directamente por la empresa estatal y de la producción entregada por los contratistas. En consecuencia, el cálculo del costo medio del petróleo que se despacha para su refinación en destilerías de YPF o de empresas privadas debe tomar en cuenta los precios pagados por el petróleo entregado por los contratistas.

Para el cálculo de las regalías se toman en cuenta los precios oficiales y los volúmenes del petróleo extraído. De este modo, esos precios oficiales, que son valores FOB en playa de tanques en yacimiento, deberían cubrir todas las partidas de costos mencionadas (**).

(*) El "Plan Houston" que se lanza en 1984 pretende precisamente atraer a los inversionistas privados multinacionales para la exploración y explotación de petróleo ante las limitaciones que tiene YPF para realizar inversiones.

(**) Desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto el costo de producción del petróleo debería incluir el costo de uso del recurso natural agotable (que es de propiedad social). Por las dificultades teóricas y metodológicas que plantea ese concepto, resulta muy difícil decidir en qué medida ese costo resulta equiparable al monto de las regalías.

La comparación de las cuentas utilizadas de pérdidas con los costos de producción de YPF se ve sensiblemente limitada por la falta de información sobre esos costos. Sólo existen al respecto algunas estimaciones parciales hechas en los estados contables y financieros de la empresa estatal y de artículos periodísticos. Sin embargo, esas estimaciones constituyen indicadores suficientes para probar algunas de las afirmaciones que se han efectuado en la sección anterior.

En una de las encuestas realizadas por la Gerencia General Económica financiera de YPF en 1981, sobre los costos de la actividad de exploración y explotación, tomando como base el costo medio de producción para el conjunto de la actividad de esos años se obtuvieron las estimaciones de costos que se presentan en el cuadro 3.1.2.1 (*)

CUADRO 3.1.2.1.

COSTOS MEDIOS DE PRODUCCION (FIJOS Y VARIABLES) DE PETROLEO DE YPF EN LOS DISTINTOS YACIMIENTOS Y LOS PRECIOS OFICIALES E INTERNACIONALES DE LOS CRUDOS CORRESPONDIENTES AL AÑO 1981

(En u$s del 4/1981-/por barril)

Partidas de costo y Precios	Yacimientos Norte	Mendoza	Nacional	Chanchoro Privado	Austral	Promedio Ponderado
Costos Variables medios.	20,7	11,9	10,7	11,0	2,9	10,7
Costos Fijos medios.	6,0	5,0	7,9	3,0	18,4	5,9
Costos medios totales (1)	26,7	16,9	18,6	14,0	21,3	16,6
Precios oficiales internos.	12,3	11,1	12,3	11,2	12,6	11,7
Precios del Petróleo importado equivalente CIF	53,1	40,1	41,0	39,7	49,6	40,1

(1) Incluye costos de exploración, desarrollo y extracción, costos de compra de crudo a contratistas, regalías, gastos generales y costos financieros. Los costos financieros qe se toman en cuenta fueron computados en base a las tasas de interés de plaza considerando un endeudamiento normal siendo que en esa fecha la deuda de YPF alcanzaba niveles desproporcionados.

Fuente: YPF op. cit.

(*) "Estudio para la determinación del precio de venta FOB de los petróleos nacionales para financiar con recursos propios los costos y gastos de Exploración Perforación y producción" Gerencia General Económico financiera, B. Aires, 1981.

Los costos considerados en el Cuadro 3.1.2.1. fueron determinados por unidades operativas (Administraciones de yacimientos) y luego normalizados en función de las calidades y volúmenes de crudo producidos en cada yacimiento (*).

Estos costos se sitúan muy por encima de los precios oficiales correspondientes pero significativamente por debajo de los precios que hubieran debido pagarse por la importación de los crudos equivalentes.

Del análisis de sensibilidad realizado en el citado estudio se desprende que, a los precios oficiales vigentes, en los yacimientos Norte y Mendoza no era posible alcanzar el punto de equilibrio (break even point) con ningún nivel de producción; en Comodoro Rivadavia y Plaza Huincul éste podría ser alcanzado unicamente con niveles de producción que superaban la capacidad de los yacimientos y en el yacimiento Austral solo era posible duplicando la producción.

Esta situación de costos unitarios (calculados considerando tanto el petróleo producido para administración como el adquirido a los contratistas) superior a los precios oficiales se mantuvo prácticamente a lo largo de todo el período posterior a 1976. En el cuadro 3.1.2.2. se comparan tres estimaciones de costos unitarios con los precios oficiales correspondientes a la Cuenca Neuquina.

La estimación de costo referida a 1978 supera el nivel del precio oficial aún cuando no se consideran las regalías, los costos financieros y los impuestos. Los costos unitarios estimados para 1981 y 1984, incluyen esas partidas de modo que pueden derivarse de ellos una indicación de las magnitudes del desequilibrio económico-financiero de la empresa petrolera estatal.

En esos dos años, los costos unitarios superan a los correspondientes precios oficiales en 35% y 25,4% respectivamente. Por supuesto, el déficit que se genera de esta forma en las etapas de producción de petróleo no puede ser compensado por el resultado de las etapas de industrialización y comercialización ya que YPF procesa una parte del petróleo y los márgenes de refinación y comercialización son uniformes, para la empresa estatal y las empresas privadas.

De este modo, resulta claro que las políticas implementadas a nivel de los precios del crudo a partir de 1976 han conducido a un desequilibrio

---

(*) Los elevados costos del yacimiento Norte se debían a los altos costos de infraestructura desarrollada en el mismo, que eran atípicos en relación con otros yacimientos. De todos modos su ponderación dentro del total de costos es muy reducida debido a los bajos niveles de producción de ese yacimiento.

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	58,43	[illegible]	66,17
[illegible] (4), Impuestos y [illegible] financieros.	[illegible]	[illegible]	21,07
[illegible] total	[illegible]	104,41	86,24
[illegible]	50,48	77,02	68,74

(1) V. Brasco "Cálculo de los costos incrementales del petróleo y sus principales derivados" IIEE, 1979.

(2) En base a datos presupuestarios de YPF años 1981 y 1984.

(3) En el año 1978 se trata de un costo para el conjunto de la producción y en 1981 y 1984 incluye el costo del petróleo adquirido a contratistas. En el año 1984 se deducen a este costo las compensaciones pagadas a YPF por el Tesoro como consecuencia del mayor costo derivado de las renegociaciones de los contratos.

(4) En el caso de las regalías, en el año 84 se deduce la compensación que YPF recibe del Tesoro.

financiero a YPF (*) obligándola así a recurrir primero al endeudamiento, principalmente en el mercado externo (**), y luego a un drástico recorte en sus inversiones.

Podría argumentarse, tal como se lo hace con frecuencia en los medios periodísticos, que ese déficit se origina por la ineficiencias de gestión de YPF (lo que da lugar a costos demasiado altos) y que sería más conveniente para la comunidad en su conjunto transferir áreas de producción a la actividad privada.

Sin embargo, esa argumentación solo puede sustentarse por ignorancia de las características que tiene el negocio petrolero o de un uso intencionado de la información.

En el Cuadro 3.1.2.3 se muestran los costos unitarios de Exploración, Desarrollo y Explotación de YPF y los precios medios que perciben los contratistas y los concesionarios por la producción entregada a YPF. Estas cifras deben ser interpretadas con sumo cuidado puesto que no son directamente comparables. Debe tenerse en cuenta muy especialmente el hecho de que los contratistas de YPF prácticamente no habían realizado, al menos hasta esa fecha, inversiones de exploración y que incluso una parte del desarrollo de los yacimientos que explotan fueron realizadas y cedidas gratuitamente por YPF. De este modo, que el precio medio pagado a los contratistas sería comparable con el agregado del costo unitario de explotación y una parte menor del costo unitario de desarrollo; esto es, una cifra que se ubica entre 1,05 u$s/m³ y 7,58 u$s/bl pero mucho más cerca del extremo inferior. En cualquier caso se trata de una cantidad significativamente menor que los 9,14 u$s/bl, que se pagaban en términos promedio a los contratistas y los 25,85 u$s/bl que se pagaba a los concesionarios.

Lo expresado se corrobora a partir de los valores contenidos en un informe de la Gerencia de Producción de YPF en agosto de 1983 donde se expresa que mientras que YPF paga a las empresas contratistas por la producción básica un precio medio de u$s 8,13 el barril y por la producción excedente u$s 15,83 el barril, el costo de producción de la empresa estatal en áreas similares era de u$s 2,01 el barril (***). Este tema será retomado en la sección 3.1.4.

(*) Es muy probable que esa situación se haya registrado también en el período 1970-72.

(**) Este endeudamiento produjo un incremento del déficit, especialmente porque luego de ser obligada a endeudarse en divisas se produjeron fuertes devaluaciones en la tasa de cambio (a partir del 4/81).

(***) Nota del Ing. Aguerra de la Gerencia de Producción de YPF a la Gerencia de Contratos (agosto de 1983).

Cuadro 1.1.3

[illegible] DE YPF [illegible] Y [illegible] DE YPF Y [illegible] A LAS CONCESIONARIAS Y CONTRATISTAS EN EL [illegible] DE PETROLEO. AÑO 1981.

(En US$ - del 12/83-/bl)

Costo unitario de YPF en la cuenca por administración y [illegible] pagado a contratistas [illegible]	US$ [illegible]
Costo unitario de operación por Administración	
-Exploración	2,73
-Desarrollo	5,93
-Explotación	1,65
-TOTAL	10,31(*)
Precio de los pagados a contratistas y concesionarios	
-Contratos	9,14(*)
-Concesiones	25,35

(*) Estos datos no son directamente comparables. La cifra del costo de YPF comparable con 9,14 u$s/bl se sitúan entre 1.650 u$s/bl y 7,58 u$s/bl.

Fuente: Datos presupuestarios de YPF/

3.1.3. Precios internos y precios internacionales del petróleo

En términos generales puede afirmarse que los precios oficiales del petróleo, al igual que los precios de los derivados han tenido en la Argentina un comportamiento mucho más ligado a las alternativas de la situación socioeconómica interna que a la evolución de los precios internacionales.

Hasta los primeros años de la década del 70 los precios oficiales del crudo se mantuvieron por encima de los precios internacionales mostrando sin embargo una tendencia hacia la convergencia, que se produce precisamente en esos años.

Entre 1960 y 1970 los precios internacionales permanecieron constantes en dólares corrientes lo que implicaba una caída en términos reales. Por otra parte, esos precios se situaban incluso por debajo de los costos de países productores marginales como Argentina y aún de una parte importante de los yacimientos en países de importantes reservas como EEUU.

En el caso de Argentina, los problemas de balanza de pagos, que limitaban la posibilidad de importar petróleo y el nivel de los costos internos pueden explicar que aún en gobiernos con política económica de inspiración liberal se adoptara una política de precios internos del petróleo superiores a los internacionales.

Probablemente, el hecho de que en Estados Unidos se aplicara una política proteccionista hasta 1974 (*), con el claro propósito de sostener la viabilidad económica de los productores marginales internos, fuera un justificativo adicional para esa política en Argentina. A este respecto es interesante observar que en el período 1966-69 los precios internos de Argentina y EEUU se mantienen en niveles semejantes.

Sin embargo, a diferencia de lo que ocurrió en EEUU donde el precio del petróleo se incrementa en dólares corrientes desde 1965, ampliándose la diferencia con los precios internacionales hasta 1972, en Argentina los precios oficiales muestran a partir de 1968 una tendencia declinante

---

(*) Debe tenerse en cuenta que el diferencial que existía entre los precios internos del petróleo en EEUU y los precios internacionales era muy grande y esto beneficiaba a los otros países desarrollados competidores importadores de petróleo (Europa y Japón).

3.1.3. Precios internos y precios internacionales del petróleo

En términos generales puede afirmarse que los precios oficiales del petróleo, al igual que los precios de los derivados han tenido en la Argentina un comportamiento mucho más ligado a las alternativas de la situación socioeconómica interna que a la evolución de los precios internacionales.

Hasta los primeros años de la década del 70 los precios oficiales del crudo se mantuvieron por encima de los precios internacionales mostrando sin embargo una tendencia hacia la convergencia, que se produce precisamente en esos años.

Entre 1960 y 1970 los precios internacionales permanecieron constantes en dólares corrientes lo que implicaba una caída en términos reales. Por otra parte, esos precios se situaban incluso por debajo de los costos de países productores marginales como Argentina y aún de una parte importante de los yacimientos en países de importantes reservas como EEUU.

En el caso de Argentina, los problemas de balanza de pagos, que limitaban la posibilidad de importar petróleo y el nivel de los costos internos pueden explicar que aún en gobiernos con política económica de inspiración liberal se adoptará una política de precios internos del petróleo superiores a los internacionales.

Probablemente, el hecho de que en Estados Unidos se aplicara una política proteccionista hasta 1974 (*), con el claro propósito de sostener la viabilidad económica de los productores marginales internos, fuera un justificativo adicional para esa política en Argentina. A este respecto es interesante observar que en el período 1966-69 los precios internos de Argentina y EEUU se mantienen en niveles semejantes.

Sin embargo, a diferencia de lo que ocurrió en EEUU donde el precio del petróleo se incrementa en dólares corrientes desde 1965, ampliándose la diferencia con los precios internacionales hasta 1972, en Argentina los precios oficiales muestran a partir de 1968 una tendencia declinante

---

(*) Debe tenerse en cuenta que el diferencial que existía entre los precios internos del petróleo en EEUU y los precios internacionales era muy grande y esto beneficiaba a los otros países desarrollados competidores importadores de petróleo (Europa y Japón).

[illegible] los precios internacionales, [illegible] el nivel de [illegible].

Tal como se ha expresado en la sección 3.1.1. esta convergencia parecía responder primero (1969-1973) a una política deliberada compatible con el abaratamiento relativo de los combustibles ligados al transporte con el objetivo de expansión del mercado automotriz, al mismo tiempo que se favorecía a las medianas privadas. Posteriormente (71-72) la tendencia a la baja se mantuvo más como resultado de la coyuntura sociocomercial y política que como consecuencia de una política deliberada.

Con el fuerte incremento en los precios internacionales de 1974 los precios internos del crudo permanecen muy por debajo de aquellos. En efecto, durante el período 1974-78, los precios internos, traducidos a dólares corrientes (utilizando la tasa de paridad teórica), oscilan entre el 35.8% y el 57.5% del precio internacional.

Es decir que la diferencia entre los precios internos e internacionales fue muy amplia a pesar de la intención del gobierno civil peronista de inducir una recuperación de los precios en términos reales a fin de mejorar la situación económico-financiera de YPF y de incrementar el nivel de las regalías percibidas por las provincias y el propósito manifiesto del gobierno militar (expresado en 1976) de aproximar los precios del crudo a los precios internacionales a fin de incrementar el interés de la actividad privada en la exploración y explotación.

(*) Ver Cuadro 3.1.3.1. y Gráfico 3.1.3.1. La comparación de los precios internos del petróleo en Argentina con los precios internacionales se ve dificultada a causa de las distorsiones que se registran en los mercados cambiarios dentro de las que destaca particularmente el fuerte retraso cambiario en el período 1978-80. Es por ello que en Cuadro 3.1.3.1. se incluyen tres series correspondientes a la traducción del precio oficial de la Cuenca Neuquina en dólares corrientes: tomando en cuenta la tasa de cambio oficial, la tasa de cambio libre y la tasa de paridad teórica. La serie basada en la paridad teórica constituye una mejor base para la comparación al menos hasta 1984. Pero, aún en este caso las comparaciones puntuales entre valores absolutos tiene serias limitaciones con posterioridad a 1976.

CUADRO A.1.2.1.

COMPARACION DE LA EVOLUCION DE PRECIOS OFICIALES INTERNOS DEL PETROLEO (CUENCA NEUQUINA) EN ARGENTINA CON EL PRECIO PROMEDIO INTERNO DE EEUU Y EL PRECIO INTERNACIONAL (ARABIA SAUDITA 34° API) EN DOLARES CORRIENTES

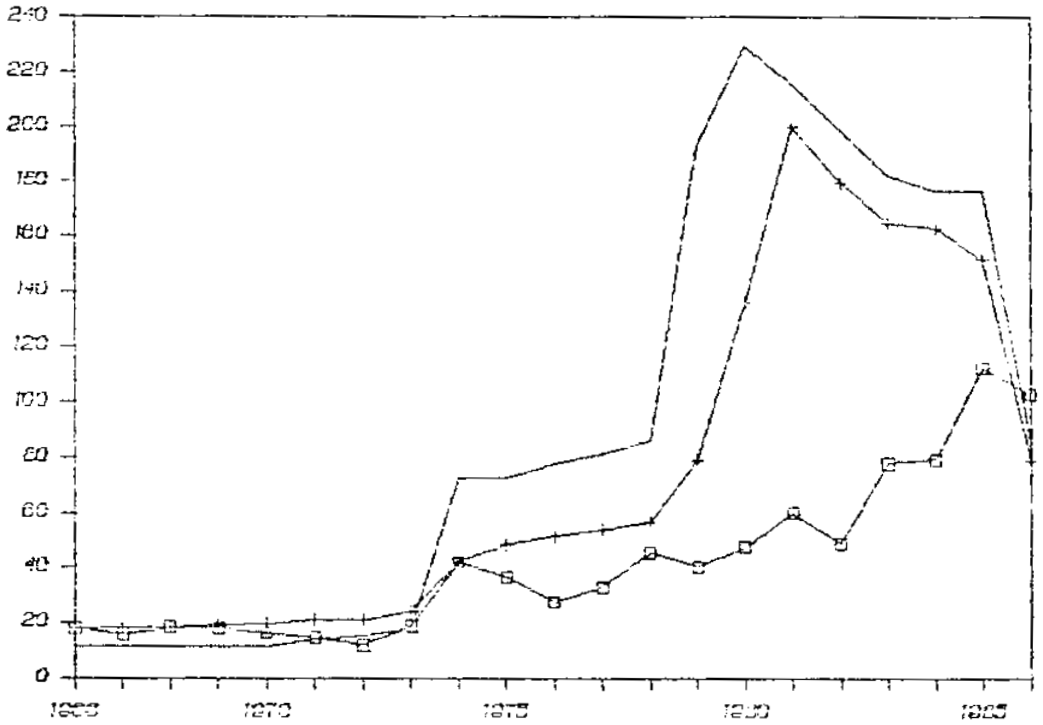
(u$s/m³)

Años	Precio oficial de Argentina (Cuenca Neuquina)			Precio promedio de EEUU	Precio internacional (A.S. 34° API)
	A tasa de cambio oficial	A tasa de cambio libre	A tasa de paridad teórica (1)		
1966	21,89	18,94	18,33	18,11	11,32
1967	14,94	14,63	16,00	18,37	11,32
1968	17,74	17,74	18,64	18,49	11,32
1969	17,74	17,74	18,31	19,44	11,32
1970	16,33	16,03	16,65	20,00	11,32
1971	13,52	11,93	14,85	21,32	14,40
1972	10,45	8,96	12,41	21,32	15,60
1973	21,22	18,76	19,20	24,47	18,43
1974	49,30	28,43	41,39	42,39	72,84
1975	23,88	12,15	36,70	43,24	72,52
1976	30,01	17,50	27,63	51,51	77,86
1977	30,06	30,26	33,06	53,90	81,77
1978	50,43	50,88	45,43	56,61	85,92
1979	60,78	60,85	40,42	79,31	193,25
1980	80,00	80,23	42,57	135,86	229,19
1981	58,37	58,30	60,01	200,33	215,74
1982	36,90	27,38	43,85	179,39	198,75
1983	64,14	46,00	78,14	164,73	182,40
1984	65,05	49,94	79,53	162,78	176,45
1985	77,25	66,95	112,37	151,40	176,11
1986	78,19	70,21	102,71	79,25	85,62

Fuente: Elaboración propia a partir de información de la Secretaría de Energía, Boletín Informativo de Techint: OPEC Review, Energy Detente, The Petroleum Economist.

CUADRO 3.1.3.1.

COMPARACION DE LA EVOLUCION DE LOS PRECIOS OFICIALES INTERNOS DEL CRUDO, CRUDO NEUQUINO EN ARGENTINA CON EL PRECIO PROMEDIO INTERNO DE EEUU Y EL PRECIO INTERNACIONAL (ARABIA SAUDITA 34º API) EN DOLARES CORRIENTES



QUINA + PRECIO PROM EEUU —— PRECIO INT.(34 API)

Fuente: Idem Cuadro 3.1.3.1.

A este respecto debe aclararse que dentro de las propuestas de política enunciadas en 1973 por el gobierno peronista se pretende que los precios ligados a las actividades productivas de las empresas del Estado cubrieran los respectivos costos, atendiendo al mismo tiempo a los criterios de equidad distributiva, pero de ningún modo se pretendía alinear el precio interno del petróleo al precio internacional. Es interesante observar que los precios oficiales del petróleo en Argentina vuelven a situarse, en 1974, al mismo nivel que el promedio de los precios internos en EEUU, luego de la caída registrada en el período 1968-72 (*).

En el caso del gobierno militar que se inicia en 1976, la situación es diferente. Existe un objetivo explicitado de hacer converger los precios internos del petróleo hacia el nivel de los precios internacionales y, tal como se observa en el gráfico 3.1.3.1., esa política empieza a ser implementada durante los años 1977 y 1978, que son los años en que comienzan a efectivizarse las actividades de los nuevos contratos de explotación con empresas privadas. Posteriormente esta política se abandona para dar prioridad a la lucha antiinflacionaria. Sin embargo, este cambio perjudica fundamentalmente a YPF y no a los contratistas, tal como se verá en la próxima sección.

De cualquier modo, el gobierno militar estuvo lejos de implementar una política como la adoptada en EEUU, especialmente a partir de 1980 cuando se efectiviza la desregulación (**), de alinear los precios internos a los internacionales. Esa política de convergencia de los precios internos con los internacionales fue retomada en 1982 con el último Secretario de Energía del gobierno militar pero, nuevamente en este caso, ella aparece asociada con los contratistas privados que en ese año logran la renegociación de sus precios.

La mencionada política fue luego mantenida por el gobierno constitucional de modo que, ante la brusca caída en los precios interna-

---

(*) Debe recordarse que la caída que se registra en los años 1975 y 76 es el resultado de la coyuntura socioeconómica y política que se produce como consecuencia del debilitamiento del poder político del gobierno peronista que atentaron contra la viabilidad del proyecto propuesto y dieron lugar a un desborde inflacionario.

(**) A partir de 1980 se liberan en EEUU los precios del petróleo produciéndose por tanto una igualación con los precios internacionales. La brecha que se observa en el gráfico 3.1.3.1. entre el precio de EEUU y el precio internacional se debe probablemente a que el de Arabia Saudita es un crudo más liviano que el promedio de EEUU.

cionales, los precios internos se situaron en niveles levemente superiores a aquellos (*).

Aún con la leve recuperación que mostraron los precios internacionales en 1987, en las presentes condiciones resulta mucho más viable la política de "desregulación" que está planteando el actual gobierno (**).

Las comparaciones realizadas presentan la limitación impuesta por las distorsiones que introduce el manejo de la política cambiaria en Argentina. Tal como puede verse en el cuadro 3.1.3.1., existen marcadas diferencias entre las tres series relativas al precio interno del petróleo traducido en dólares utilizando la tasa de cambio oficial, la tasa del mercado libre y la paridad teórica.

De cualquier modo, esos datos tienden a confirmar la hipótesis planteada en el sentido de que la evolución de los precios internos del petróleo estuvo divorciada de los cambios en los precios internacionales y que sus variaciones estuvieron mucho más asociadas con las alternativas de la política socioeconómica y con las decisiones de política petrolera en los aspectos institucionales.

Esto mismo se ve corroborado por el gráfico 3.1.3.2. donde se presenta la evolución comparada del precio oficial del petróleo en pesos constantes de 1970 con el precio promedio interno de EEWU y el precio internacional, ambos expresados en dólares constantes de 1970 y con el precio internacional traducido en Marcos de 1970 (***).

(*) Esta política que se mantuvo durante 1987 también estuvo relacionada con la mejora de los precios para los contratistas a los que se les reconoce un precio mayor por la producción excedente (Plan Olivos I).

(**) En realidad se trata en esencia de establecer la libre disponibilidad de crudos producidos por empresas privadas que en última instancia beneficia a las refinadoras privadas en detrimento del abastecimiento del mercado interno (Petroplan). Aparte de esto, se ha introducido una maraña de planes y reglamentos que difícilmente puede entenderse como una desregulación.

(***) Para realizar la comparación, en el gráfico 3.1.3.2. se utilizan índices con base 1970.

Para realizar la interpretación del gráfico 3.1.3.2. debe recordarse que en 1970 el nivel del precio oficial del petróleo en Argentina se situaba en un 37% del precio medio de los Estados Unidos mientras que superaba en un 47% al precio internacional (*). Con la inclusión del precio internacional traducido en Marcos de 1970 se pretende poner en evidencia los efectos de las variaciones de la relación entre el dólar y las euromonedas sobre el costo real del petróleo para los países importadores de Europa.

Tal como se observa, en el mencionado gráfico, los precios del petróleo en Argentina, han mostrado, dentro del período analizado, un nivel comparativamente estable frente a las bruscas variaciones experimentales por los precios internacionales y aún con relación a la evolución de los precios en "boca de pozo" del petróleo de Estados Unidos.

Mientras que en términos de moneda constante los precios oficiales de Argentina mostraron una tendencia decreciente entre 1970 y 1972, los precios internacionales crecieron de modo tal que ya en este último año se situaba por encima de aquellos (**). Luego las diferencias se amplían notablemente durante los años 1973-74 como consecuencia de los fuertes incrementos en los precios internacionales, a pesar de la política implementada en Argentina desde mediados de 1973 dirigida a incrementar los precios oficiales del petróleo en términos reales de acuerdo con los objetivos ya mencionados. Si se toman como referencia los niveles relativos de 1970 de acuerdo con los datos del Cuadro 3.1.3.1., puede deducirse que en 1974 los precios internacionales en dólares constantes, habían ya duplicado el nivel de los precios internos de Argentina. Con los incrementos de 1973-74 los precios de Argentina vuelven a recuperar la relación existente en 1970 con los precios de Estados Unidos.

Luego de la caída en términos reales hasta 1976, los precios internos del petróleo muestran una leve recuperación en 1977-78 pero que no resulta suficiente para volver a situarlos en la misma relación que guardaba con los precios de EEUU en 1970 y 1974, a pesar de que desde

---

(*) Véase cuadro 3.1.3.1. Para ese año, las tres tasas de cambio utilizadas para traducir el precio del petróleo de Argentina en dólares son muy semejantes de modo que puede admitirse las comparaciones entre valores absolutos no plantea grandes inconvenientes.

(**) Puesto que, mientras los precios internos disminuyeron un 26% en términos reales respecto de los niveles de 1970 los precios internacionales se incrementaron en el mismo porcentaje en términos de dólares constantes, esa conclusión se deduce a partir de la relación que esos precios mostraban en el año base.

[illegible]

[illegible] los precios internos del petróleo se mantuvieron por debajo de la mitad de los precios internacionales en términos de dólares constantes.

[illegible] la divergencia entre estos y los precios internos se amplía notablemente, llegando a ser máxima en 1977-1981. Es precisamente a partir de 1979 que se produce un mayor apartamiento con relación a la política aplicada en Estados Unidos respecto de los precios internos del petróleo. Mientras que en ese país se produce una desregulación de los precios internos del petróleo que desde entonces registraron un comportamiento y un nivel semejante al de los precios internacionales, en Argentina, a pesar de la política de apertura de la economía que se pone en práctica desde 1976, los precios oficiales del petróleo acentúan su divergencia respecto de los precios internacionales. Esta aparentemente contradictoria particularidad está vinculada a la dispersión petrolera estatal puesto que, como ya se ha mostrado, en ese período los precios oficiales se establecían por debajo de los costos de producción del crudo (***). De acuerdo con las características de la política económica y sin tomarlo en cuenta

---

(*) En todo el período comprendido entre 1970 y 1979 se produjo una desvalorización del dólar respecto de las monedas de los otros países industrializados del área capitalista. De este modo, el incremento de los precios internacionales de 1974 fue, en Marcos constantes, significativamente menor y la caída posterior, hasta 1979 mucho menos pronunciada que su ascensión en dólares constantes.

(**) Mientras que en pesos constantes los precios internos del petróleo en Argentina, tenían en 1980 un nivel levemente inferior al de 1970, el precio internacional correspondiente a ese año era diez veces superior en dólares constantes al nivel registrado en dicho año base.

(***) En la primera mitad pueden verse que los contratistas de YPF lograron mantener el nivel real de los precios que percibían y que había sido pactado libremente en el momento de contratación. No debe olvidarse que estos contratistas no tuvieron que afrontar en ese período los costos de exploración y de la mayor parte de los de desarrollo, que ya habían pagado YPF antes de la cesión de las áreas.

el objetivo de combatir la inflación (para lo que se adoptó el enfoque monetarista del balance de pagos) hubiese sido más lógico persistir en el acercamiento gradual de los precios internos a los internacionales. Sin embargo, este tipo de política sólo se aplicó en 1985 como manera de viabilizar la renegociación de los contratos petroleros con lo que tampoco en este caso la decisión benefició a YPF.

A partir de 1980, los precios internacionales, expresados en dólares de 1970, muestran una caída continuada hasta 1985 (*). De modo que con la política aplicada por el último ministro de energía del gobierno militar y continuada por el actual gobierno civil de incrementar en términos reales los precios internos del petróleo y ante la brusca disminución de los precios internacionales en dólares corrientes, fue posible lograr una convergencia con estos.

En suma el análisis del gráfico 3.1.3.2. aún cuando aporta algunos elementos adicionales, tiende a confirmar las conclusiones que se obtuvieron a partir del Cuadro y del Gráfico 3.1.3.1. Esas conclusiones pueden resumirse del siguiente modo:

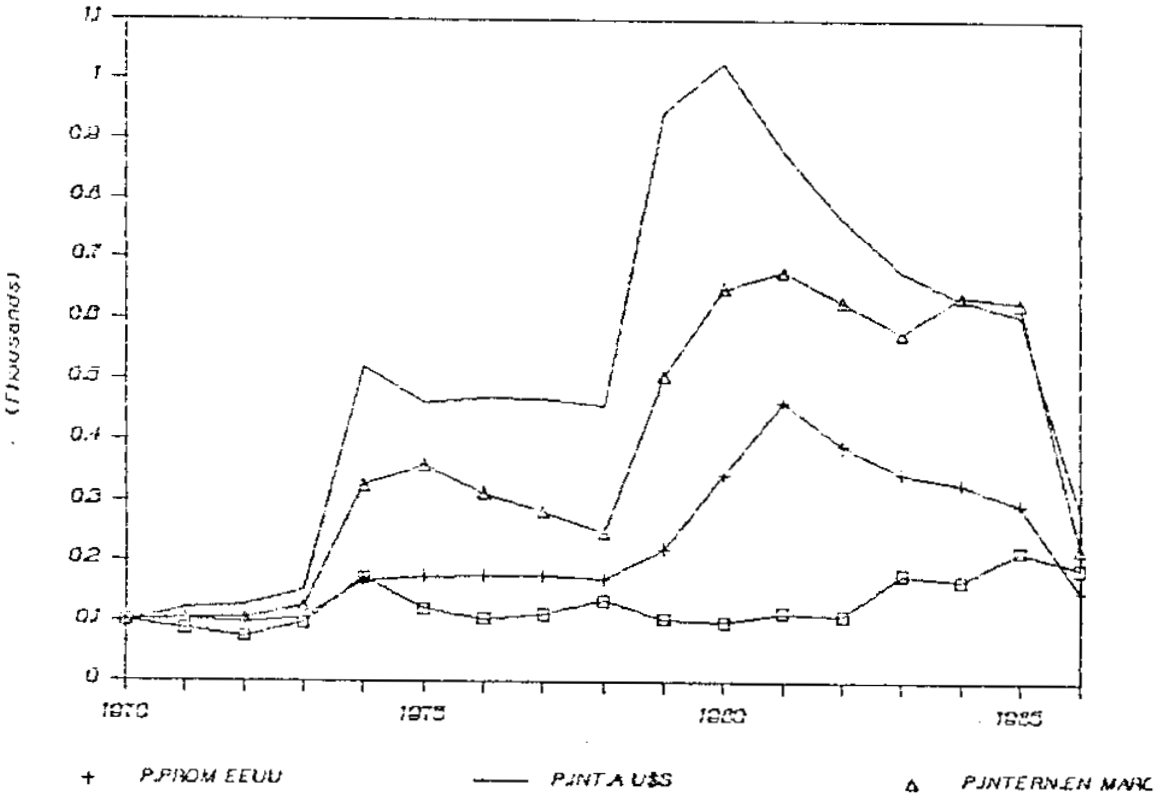
a) La política de los precios oficiales del petróleo aplicada en Argentina estuvo totalmente disociada de las bruscas variaciones que registraron los precios internacionales durante el período analizado.

b) Las variaciones en términos reales que se registraron en los precios internos del petróleo pueden asociarse a los cambios que tuvieron lugar a nivel de las propuestas de política socioeconómica y en los aspectos institucionales contenidos en la política petrolera correspondiente. De este modo, en términos generales, durante los gobiernos militares la política adoptada perjudicó notablemente a YPF debido a que esos precios se mantuvieron por debajo de los costos de producción de la empresa petrolera estatal, obligándola a endeudarse en los mercados de capitales externos e internos. Tal como se verá más adelante al analizar los precios de los derivados comparativamente con la evolución de los precios del petróleo, la política adoptada en estos períodos tendió a favorecer a las empresas refinadoras (1966-72) o a los contratistas (1977-83) y a los usuarios, especialmente de las naftas, a los que se transfiere una parte de la renta petrolera.

(*) Como consecuencia de la revalorización del dólar a partir de 1980 y hasta 1985, la caída del precio internacional en dólares constantes fue mucho más pronunciada que en Marcos constantes. Esta situación de la relación del dólar con las monedas europeas vuelve a repetirse nuevamente a partir de 1986 con lo que la caída del precio internacional que tuvo lugar en ese año fue más acentuada en términos de esas monedas que en dólares constantes.

GRAFICO 3.1.3.2.

EVOLUCION DE LOS PRECIOS INTERNOS DEL CRUDO EN ARGENTINA (EN PESOS DE 1970) CON LOS PRECIOS INTERNOS DE EEUU (EN U$S DE 1970) Y LOS PRECIOS INTERNACIONALES (EN U$S DE 1970 Y EN MARCOS DE 1970).



□ Precio interno ($ constantes 1970)

+ Precio interno EEUU (U$S constantes 1970)

— Precio internacional (U$S constantes 1970)

△ Precio internacional (Marcos constantes 1970)

Fuente: Idem gráfico 3.1.3.1.

Entre los dos períodos de gobierno civil se observan diferencias muy significativas. La política planteada por el gobierno peronista en 1973 tuvo características totalmente opuestas a las consignadas para los períodos de gobierno militar.

En cambio, en el gobierno que se inicia a fines de 1983 se observa, al menos en lo que se refiere a los precios fijados para la etapa de producción de petróleo, una continuidad e incluso una profundización de la política iniciada durante el último gobierno militar (*).

c) La política de precios no sólo fue afectada por los cambios en las propuestas de política de mediano y largo plazo. También incidieron en ella de manera decisiva las medidas aplicadas en los diferentes períodos de gobierno como respuesta a las situaciones socioeconómicas coyunturales. Dentro de estas medidas se destacan especialmente aquellas que estaban dirigidas a la contención del ritmo inflacionario (**).

d) Como consecuencia de uno y otro tipo de factores, los precios internos del petróleo, en términos de moneda constante, tuvieron oscilaciones que los ubicaron en buena parte del período por debajo del costo de producción de YPF. Sin embargo, esas variaciones fueron mucho menos pronunciadas que las que registraron los precios internacionales. El comportamiento de esos precios, que no ha tenido evidentemente ninguna relación con la evolución de los costos de producción del crudo en los países exportadores, ha sido el resultado del cambiante poder de negociaciones de los principales actores (OPEP, países industrializados importadores, grandes compañías petroleras). Por otra parte, el nivel de los precios internacionales en términos de moneda constante se ha visto sensiblemente influenciada por las políticas financieras y cambiarias de los principales países industrializados y en especial de Estados Unidos, tal como se desprende del gráfico 3.1.3.2. cuando se compara su evolución en dólares y en marco de 1970.

Ante la falta de relación alguna entre los precios internacionales y los costos de producción (aún cuando se considere el costo de uso del recurso natural agotable) y frente a las bruscas variaciones que han mostrado los precios internacionales, cabe el interrogante acerca de cuál es el sustento, en términos de asignación de recursos, de utilizar los precios de frontera para la fijación de los precios internos, cuando se trata de países que, como la Argentina, dispone de recursos internos para el abastecimiento de su consumo (***). En todo caso, desde esta

---

(*) Esto quedará más claramente evidenciado al tratar la política aplicada con relación a los contratistas de YPF.

(**) Esto se observa particularmente en los períodos 1971-72 1975-76 y 1979-82.

(***) Tal como se recomienda en la mayor parte de los trabajos que se ocupan de los criterios normativos sobre precios y tarifas de la energía y en los organismos internacionales (Véase por ej. N. Munasinghe "An integrated Framework for energy pricing in developing countries" The Energy Journal vol. 1 , Nº 3, 1980).

[illegible]

[illegible]

3.1.4. Los precios pagados a los contratistas privados

En [illegible] la participación de la estatización privada en la producción de petróleo [illegible] en 1916 bajo la forma de concesiones mineras.

A partir de medidas de la década del 30, cuando se promulga la primera ley que permite la actividad en el país (ley 12.161), se produce una caída permanente del aporte del crudo originado en las concesiones otorgadas al sector privado. Lo así pues al entrar en vigencia en 1936 la [illegible] de nacionalización del petróleo (ley 14.773). YPF [illegible]

A partir de entonces la participación privada asume crecientemente la forma de contratos de explotación, al margen de los títulos con que fueron asignados.[7] A pesar de los contratos de exploración que se concretaron desde 1956, la casi totalidad de las reservas fueron detectadas a través del esfuerzo de YPF. Las áreas cedidas a los contratistas privados fueron casi siempre áreas donde YPF habría ya detectado la existencia de petróleo y donde incluso había iniciado las tareas de explotación.

Desde 1958, las políticas referidas a la participación privada en la producción petrolera estuvieron sujetas a los vaivenes de la política socioeconómica global.

Durante el gobierno "desarrollista" de A. Frondizi donde se produce un fuerte impulso a la participación del capital multinacional en el desarrollo de la actividad industrial, se realiza una importante

---

(7) [illegible] costo de uso de los recursos naturales agotables del país, la determinación de su nivel plantea serios problemas de carácter teórico y conceptual [illegible] que se alegan [illegible] en cuantificación implícita en Alcira Lustarella algún tipo de juicios de valor. Sin embargo, si la presión intensiva del crudo se hubiese fijado tomando en cuenta todos los costos de producción (incluyendo el costo de uso del recurso determinado por cualquier método, que tome en cuenta la velocidad de agotamiento del mismo) no cabe duda de que sus niveles hubieran superado aquellos que efectivamente tuvieron en la mayor parte del período.

transferencia de reservas petroleras a empresas de ese origen por medio de contratos que de hecho fueron verdaderos contratos de explotación (*).

En el período 1963-1966, el gobierno radical intenta revertir esa política de participación de la actividad privada multinacional en la exploración y explotación de petróleo. Sin embargo, algunos contratos de explotación no alcanzaron a ser anulados.

Con el golpe de Estado de la llamada "Revolución Argentina" en 1966 vuelve a imponerse la política privatista, especialmente impulsada mediante la promulgación de una nueva ley de hidrocarburos que se mantiene aún en vigencia (Ley 17.319). En este período se renegocian los contratos con Amoco y Cities Service y se produce una nueva transferencia de áreas en explotación (**).

A pesar de la intención manifiesta de elaborar una nueva ley de hidrocarburos (***) que otorgara a YPF en forma exclusiva la exploración, explotación, industrialización y comercialización del petróleo y sus derivados, el gobierno peronista decidió respetar los contratos de explotación vigentes en el momento de asumir sus funciones en 1973.

Con el advenimiento del gobierno militar en 1976 se inaugura una nueva etapa de incentivo a la participación privada en la actividad petrolera. A pesar de que la política eficientista inaugurada el 2 de abril de 1976 ponía su énfasis en las tareas de exploración y en la

---

(*) Tal es el caso de los contratos firmados con Ban American (Amoco) en la cuenca del Golfo de San Jorge y con la Banca Loeb (Cities Service) en el área de La Ventana (Mendoza). Durante este período de gobierno se firmaron tanto contratos de exploración como de explotación y de servicios de perforación. Sin embargo, los contratos de exploración no tuvieron casi ningún éxito. Véase por ejemplo la lista de contratos consignada en cuadro 2.1.1., parte II).

(**) Se trata de las áreas El Sauce - Cerro Bandera (Bridas SAPIC) y Entre Lomas (P. Company) cedidas en 1968 y de las áreas Catriel Oeste (P. Company - San Jorge - Bruguardt) y Lindero Atravesado (Astra - Bridas SAPIC) en 1972. Véase Cuadro 2.1.2., parte II)

(***) Iniciativa que no alcanzó a concretarse. (Véase sección 1, parte II).

[illegible] industria de petróleo (*), la parte más significativa de los contratos firmados a partir de 1977 significan la entrega de yacimientos ya descubiertos y desarrollados por YPF y donde de hecho se concentraron casi exclusivamente en la recuperación primaria (**). Entre 1977 y 1981 [illegible] 27 [illegible] con pérdidas [illegible] [illegible] desarrollo (***). En su mayor parte estos contratos fueron luego renegociados poco antes de iniciarse el nuevo gobierno constitucional otorgando precios mucho más favorables (del orden de 2,2 veces superior) a los contratistas privados sin que mediara ningún cambio substancial respecto de las condiciones prevalecientes al momento de la contratación inicial. A pesar de que el gobierno [illegible] por las autoridades militares, [illegible] e [illegible].

(*) "El mayor esfuerzo deberá concentrarse en la exploración por [illegible] los hallazgos de los últimos [illegible] ni las posibilidades [illegible] compensar ni siquiera el consumo, lo que se traduce en una peligrosa caída de las reservas. Se hace necesaria la participación [illegible] de las empresas privadas [illegible]".
"[illegible] productivos".
(Párrafo del discurso del Ministro Martínez de Hoz del 2 de abril de 1976).

(**) En efecto la recuperación secundaria incrementó su participación de 12,3 a 14,5 y de ese aumento más del 50% se debió al aporte de YPF.

(***) Ver Cuadro 2.1.3. parte II.

En suma, a partir de 1958 y especialmente desde 1977, la producción de petróleo en la Argentina no supuso para la actividad privada practicamente ningún tipo de riesgos. No debieron afrontar el riesgo minero puesto que su actividad se concentró en áreas donde la existencia de petróleo había sido previamente comprobada por YPF (*). Tampoco existió riesgo comercial ya que la compra de toda la producción por parte de YPF estaba también garantizada.

El análisis de la política de precios aplicada con referencia a los contratos de explotación de YPF con las empresas privadas se centra en el período posterior a 1977, donde ese tipo de contratos adquiere una especial significación.

Características de los contratos

Tal como se ha expresado, las áreas entregadas a los contratistas en el período 1977-81 son cedidas con reservas comprobadas, resultado del esfuerzo exploratorio de YPF, y con diferente grado de desarrollo al momento de entrega. En efecto, la empresa estatal transfirió tales yacimientos con un nivel de producción de 2.300.222 m3/año correspondiente a 1.175 pozos desarrollados (**). De modo que los mencionados contratos implicaron también la cesión de instalaciones de desarrollo implantadas por YPF (***).

(*) "...es necesario remarcar que a partir de la sanción de la ley 17.319 dictada en 1967, donde se dió participación con riesgos a las empresas privadas, actuando en amplias y diversas zonas del país más de 20 empresas internacionales y de renombre mundial, no descubrieron ni un solo yacimiento... por lo que la totalidad de las reservas del país fueron fruto de la labor de YPF" (J. Scalabrini Ortiz "10 años de Política petrolera, 1976-1986" Ed. Altenda, Buenos Aires, 1987, págs. 60-61).
En la Argentina "...se desarrolló un tipo "sui generis" de contrato de explotación dado que se entregaron yacimientos no solo ya descubiertos sino también desarrollados; en otras palabras se cedieron gratuitamente recursos de propiedad de la comunidad para su usufructo por parte de las empresas particulares" (Centro de Estudios del Petróleo Hipólito Yrigoyen "El negocio petrolero en la Argentina" Buenos Aires, 1986, pág. 39).

(*) En el texto se habla con frecuencia de la transferencia de reservas a los contratistas. Debe dejarse en claro que no se trata de una transferencia de dominio de dichas reservas sino de una cesión de áreas para que los contratistas las exploten por cuenta de YPF.

(**) Véase el detalle en el Cuadro 2.1.1.6. parte II

(***) En algunos casos (Vgr. 25 de Mayo-Medanito) los yacimientos fueron entregados incluyendo todas las instalaciones requeridas para realizar la recuperación secundaria.

[illegible] las inversiones en forma [illegible] gran parte de ellas las realizaron con el ingreso percibido por la entrega de petróleo a YPF (*).

En lo que se refiere a las condiciones establecidas en los contratos suscriptos entre 1977 y 1981 fueron muy variadas. En algunos casos los contratistas se comprometieron a entregar un mínimo de producción anual a cambio de un precio, estableciéndose un sistema de premios y multas por niveles de producción anuales que, respectivamente, superaran o fueran inferiores al volumen comprometido. En la mayor parte de estos contratos la producción anual entregada por los contratistas estuvo por debajo de los niveles libremente pactados, tal como ya se ha expresado (**) a pesar de lo cual en la renegociación de 1983 se condonaron las multas que les hubieran correspondido.

(*) Centro de Estudios del Petróleo Hipólito Irigoyen, op. cit. p. 38. Este hecho resulta altamente sugestivo si se lo compara con el argumento del Ministro Martínez de Hoz en su discurso de abril de 1976 para impulsar la contratación con las empresas privadas: "Debería también contratarse con empresas privadas la extracción primaria en zonas de explotación ya finalizada y que YPF no está en condiciones de encarar de inmediato".

(**) Los contratistas estuvieron lejos de cumplir con los compromisos anuales de producción especificados en los contratos y la producción entregada se mantuvo incluso por debjao de los pronósticos de producción formulados por YPF para esos yacimientos. En efecto, al cabo de ocho años de contrato, si los contratistas hubieran cumplido con sus compromisos deberían haber entregado 30,34 millones de m3; la producción efectivamente entregada fue de 19,37 millones de m3, cifra inferior a los 22,63 millones de m3 que esperaba obtener YPF (CEPHY, op. cit. pág. 43).
El caso más notable a este respecto es del yacimiento 25 de Mayo-Medanito, adjudicado a P.Companc-Bridas SAPIC cuyo compromiso de entrega era, a agosto de 1982, de 8.195.502 m^3 mientras que la entrega efectiva a esa misma fecha fue de 5.555.572 m^3. En este tipo de contratos la causa más importante que originó el incumplimiento fue que los contratistas no concretaron las actividades de recuperación secundaria, que era uno de los objetivos manifiestos fundamentales de la política petrolera del gobierno militar.

En otros casos el compromiso se refería a la ejecución de un plan mínimo de inversiones. También en este tipo de contratos se registraron incumplimientos manifiestos (*).

En otros contratos no se establecían compromisos de producción o de inversiones sino que se fijaba un precio para la producción que se mantuviera por debajo de un nivel límite anual y un precio mayor para la producción que excediera ese nivel. Este sistema de peso pretendía incentivar a los contratistas a realizar inversiones de desarrollo y que en todos los casos los contratistas tenían garantizada la compra de toda la producción por parte de YPF.

Evolución de los precios pagados a los contratistas

Los precios de los contratos suscriptos entre 1977 y 1981 fueron establecidos en moneda nacional con cláusulas de indexación. De este modo, los precios médios percibidos por los contratistas en el período comprendido entre enero de 1977 y marzo de 1983 se mantuvo en un nivel estable en términos reales.

Sin embargo, expresados en dólares esos precios se incrementaron a más del doble entre 1977 y principios de 1981 debido a la política de retraso cambiario practicada por el gobierno militar. Las sucesivas devaluaciones realizadas a partir de entonces hicieron que en 1982 esos precios, traducidos en dólares, volvieran a situarse a niveles muy inferiores aunque siempre más altos a los correspondientes de 1977, tal como puede verse en el Cuadro 3.1.4.1. y el Gráfico 3.1.4.1. En cierta medida el nivel alcanzado en 1980 sirvió luego como base para los reclamos de renegociación a pesar de que la casi totalidad de los costos que debían afrontar los contratistas estaban ligados a la evolución de los precios internos.

(*) Así por ejemplo en el yacimiento Anticlinal Campamento, el grupo contratista había comprometido 17,1 millones de dólares de inversión y solo invirtió 4,8 millones de dólares. En el yacimiento Piedras Coloradas - Estructura Intermedia, los contratistas habían asumido el compromiso de invertir 10,4 millones de dólares y solo invirtieron 2,8 millones (YPF, planillas de producción y de precios pagados a los contratistas).

[illegible] PRECIOS REALES PAGADOS A LOS PRODUCTORES POR EL PETROLEO 1977-88 EN [illegible]

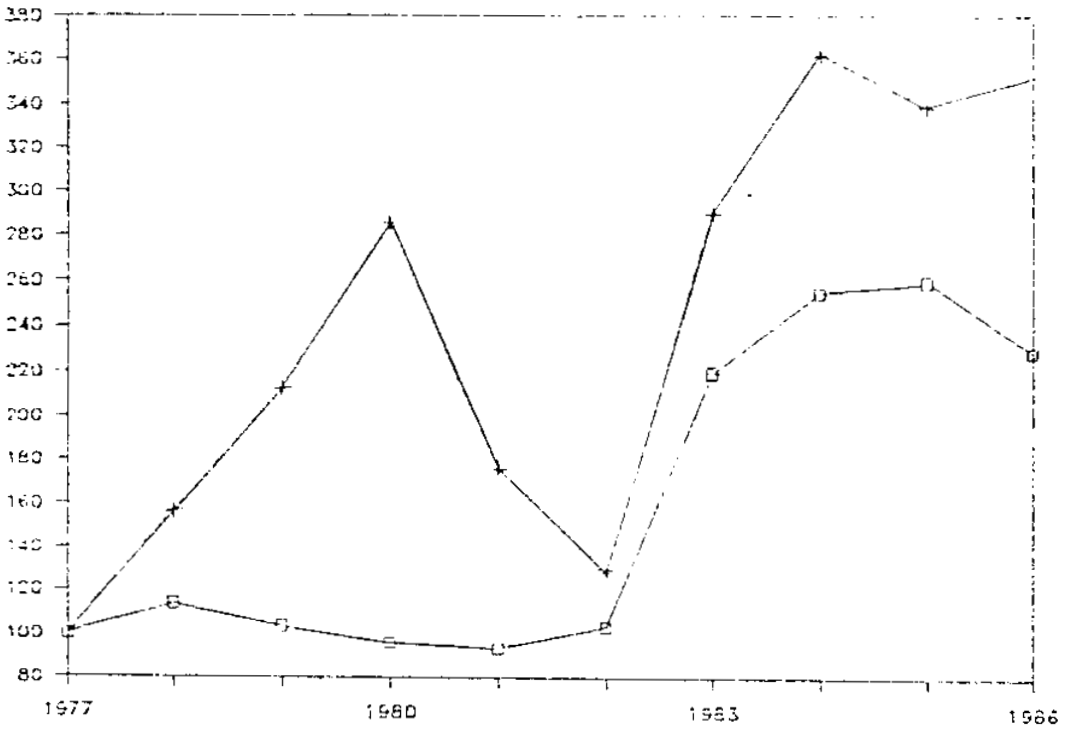
Año	Precio promedio ponderado en pesos de 1970 (pesos/bbl)	Precio [illegible] en dólares a cambio oficial (dólares/bbl)
1977	91,7[illegible]	81,82
1978	[illegible]	53,37
1979	[illegible]	45,20
1980	[illegible]	61,10
1981	[illegible],40	37,57
1982	[illegible],37	27,38
1983	107,38	62,13
1984	121,42	77,24
1985	123,74	72,45
1986	111,80	75,04

(*) En pesos de [illegible] los precios reales [illegible] 1982/84. El precio real se calcula en base a los valores [illegible] ponderado [illegible] de la producción [illegible] ponderando la producción entre [illegible]. La deflación se realizó utilizando el Índice de Precios Implícitos Base 1970.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

GRAFICO N° 3.1.4.1.

EVOLUCION DE LOS PRECIOS PROMEDIO POR m^3 DE PETROLEO PAGADOS A LOS CONTRATISTAS EXPRESADOS EN PESOS DE 1970 Y EN DOLARES (TASA DE CAMBIO OFICIAL) INDICES 1977 = 100 (a)



□ Precio promedio en pesos de 1970 + Precio promedio en U$S corrientes

(a) El promedio incluye solamente los contratos renegociados en 1983/84.

Fuente: elaboración propia en base a los datos del cuadro 3.1.4.1.

A pesar de que los precios pactados libremente se habían mantenido aproximadamente constantes en términos reales, tal como se desprende claramente del Gráfico 3.1.4.1., a partir de 1981 los contratistas comenzaron a presionar por la renegociación de los contratos suscriptos a partir de 1977. Este reclamo coincide con la disminución de la producción entregada por los contratistas (*). La parte más importante de esta disminución fue causada fundamentalmente por los yacimientos cuyos contratos serían luego renegociados (**).

(*) La producción de los contratistas de YPF que había alcanzado los 10,216 m3 en el año 1981 disminuyó a 9,443 al año siguiente (Véase cuadro 2.1.1.5., parte II).

(**) La producción de estos contratistas se redujo entre 1981 y 1982 de 4,5 a 3,96 millones de m^3.

[illegible] contratistas argumentaron [illegible] por los insuficientes precios que recibían, [illegible] transcurrido [illegible] nada había cambiado respecto a las condiciones en base a las que fueron suscriptos, salvo probablemente los impactos del deterioro del nivel de esos precios traducidos en dólares, especialmente respecto del período 1978-80, (*) y que los contratistas ya habían disminuido sensiblemente las reservas de petróleo correspondientes a los pozos ya desarrollados que les había entregado YPF. No debe olvidarse que los pozos en producción que les entregó YPF significó una cuantiosa transferencia de fondos como para financiar inversiones de desarrollo que debían realizar en las áreas recibidas.

Por otra parte, la argumentación utilizada para fundamentar la renegociación de los precios de los contratos no puede sostenerse válidamente cuando se examinan los costos comparables con que YPF extraía el petróleo por administración y los precios oficiales del crudo que la Secretaría de Energía fijaba a la empresa estatal, tal como se verá más adelante.

[illegible] La renegociación fue aceptada por el gobierno militar (**) y posteriormente ratificada por el gobierno constitucional radical. Los aumentos de precios comienzan a tener vigencia a partir de abril de 1983 [illegible] claramente en el Cuadro [illegible] y en el [illegible]. El precio promedio de los contratos que fueron renegociados se incrementó en términos reales en un 166,8% entre marzo y diciembre de 1983.

[illegible] producción [illegible] por los contratistas a YPF desde abril de 1983 hasta mediados de 1986, la renegociación de los contratos significó una transferencia de 497 millones de dólares de junio de 1986 (***). Dicho monto se incrementa en alrededor de unos 200 millones de dólares por año.

(*) Debido exclusivamente a la política cambiaria practicada por el gobierno militar: fuerte retraso cambiario entre 1978 y 1980 y sucesivas devaluaciones a partir de febrero de 1981 (Véase la sección referida a las políticas socioeconómicas en la parte I).

(**) Desde la perspectiva oficial la renegociación se fundamentó argumentando que la disminución de la producción a causa de la situación de los contratistas hacía peligrar el autoabastecimiento, debiéndose volver a la importación.

(***) Centro de Estudios del Petróleo Hipólito Yrigoyen. op. cit. pág. 46.

Por otra parte, aún cuando los precios medios pagados a los contratistas como consecuencia de la renegociación se incrementaron en aproximadamente un 150%, el aumento de los precios pagados sobre la producción excedente fue mucho mayor, tal como puede observarse en el Cuadro Nº 3.1.4.2

CUADRO Nº 3.1.4.2.

VARIACION DE LOS PRECIOS PAGADOS A LOS CONTRATISTAS POR LA PRODUCCION BASICA Y EXCEDENTE Y DEL PRECIO MEDIO ENTRE AGOSTO DE 1982 Y DICIEMBRE DE 1983 *
(en usd el m^3)

Cuenca	Antes de la renegociación (agosto 1982)			Después de la renegociación (diciembre 1983)		
	Básico	Excedente	Precio medio	Básico	Excedente	Precio medio
Chubut	18,11	24,33	27,60	43,69	111,80	70,09
Sta. Cruz	35,70	43,10	39,14	73,53	111,80	86,68
Neuquina Catriel	22,72	23,79	23,62	45,15	115,85	70,33
Plana Huincul	29,82	32,55	31,23	52,78	125,54	85,57
Mendoza	30,13	34,30	31,02	43,65	116,40	64,01
Promedio	25,82	35,79	29,85	52,80	115,62	76,51

* Se trata de promedios por cuenca obtenidos utilizando la producción entregada por cada contratista como ponderador y tomando en cuenta unicamente los contratos renegociados.

Fuente: YPF, planillas mensuales de producción y precios de los contratos.

En efecto, los precios pagados por la producción excedente traducidos en dólares se incrementaron en promedio en un 223%, alcanzando en algunos

[illegible] (*).

[illegible] Fundamentó la renegociación en la necesidad de incrementar la producción.

Sin embargo, entre 1983 y 1986 la producción entregada por las empresas privadas siguió manteniendo su tendencia declinante y los contratistas no concretaron las inversiones que prometieron realizar (**). Por otra parte, esa tendencia declinante en la producción de los contratistas fue especialmente causada por la disminución en las entregas de los contratos que fueron renegociados en 1980 (***).

El [illegible] renegociación significó concretamente una transferencia de ingresos de la comunidad en su conjunto a un reducido grupo de empresas privadas, que no significó [illegible] por [illegible] incrementar [illegible] inversión en la actividad.

(*) En el caso del yacimiento Cerro Arbrazado (Chubut Argentina) el incremento del precio sobre la producción excedente fue de 1982% y en el contrato correspondiente al Yacimiento Manantiales Behr (Chubut) fue de 8174.

(**) El régimen constitucional mejoró aún más las condiciones para los contratistas al eliminar el límite del 80% sobre el precio internacional. La implementación del Plan Gálvez significó para algunos contratistas un incremento de hasta 27% sobre los precios pagados por la producción excedente.

(***) El número medio anual de pozos de explotación perforados por los contratistas entre 1983 y 1986 fue 89, mientras que en el período 1971-81 fue 218.

(****) En el transcurso de 1987 ante la caída total de la producción de petróleo [illegible] por las dificultades financieras que enfrentaba la empresa estatal para efectuar las tareas de exploración y explotación. Las contratistas [illegible] a producir una [illegible] de la producción [illegible] de un [illegible] incremento en los precios del crudo [illegible].

Precios pagados a los contratistas y costos comparables de YPF

Por último corresponde examinar el fundamento de la argumentación de los contratistas acerca de que los precios percibidos antes de la renegociación resultaban insuficientes o poco rentables.

Aún cuando no existe información referida a los costos de las empresas privadas, es posible confrontar los precios de los contratos con los costos de YPF en áreas que tienen características operativas semejantes. A fin de que la comparación resulte válida se consideran solamente los costos de explotación o extracción ya que en las áreas de los contratos renegociados las tareas de exploración y buena parte de las inversiones de desarrollo habían sido ya realizadas por YPF.

En el Cuadro 3.1.4.3. se realiza una comparación [illegible] en cuanto algunos de los principales contratos y los promedios ponderados por Cuenca para todos los contratos.

Si se consideran los precios efectivamente percibidos por los contratistas antes de la renegociación se advierte que sustancialmente en todos los casos el valor promedio del BOE a los costos comparables de Y.P.F. (*).

En algunos contratos el precio vigente antes de la renegociación supera largamente el costo de Y.P.F. en áreas semejantes. Así por ejemplo, el precio medio pagado a los contratistas de la Cuenca Neuquina (Cerro Halcón) era siete veces superior al costo correspondiente de Y.P.F.

Es interesante observar además que, entre los contratos renegociados, en los dos más importantes (Anticlinal Grande - Cerro Dragón y La Ventana) (**) los precios medios guardan con los costos comparables de YPF proporciones semejantes a las correspondientes a los precios percibidos por los otros contratistas antes de la renegociación.

(*) No hay razones para suponer que el comportamiento de la tasa de cambio entre octubre de 1982 y agosto de 1983 pueda distorsionar esta comparación. Obsérvese además que los precios efectivos correspondientes a los tres contratos no renegociados, incluidos en el Cuadro 3.1.4.3. (Anticlinal Grande, Entre Lomas, La Ventana) se mantienen prácticamente constantes de una fecha a otra.

(**) La producción de estos dos yacimientos representan en conjunto alrededor del 60% de la producción total entregada por los contratistas.

[illegible]

[illegible] COSTOS DE LA [illegible] CONTRATISTAS Y LA [illegible] DE YPF
EN [illegible] SEMEJANTES **
[illegible]

Cuencas y Contratistas	Precio crudo entregado				Costo de YPF en áreas semejantes (Mes [illegible])	
	Antes de la Renegociación (Dic. [illegible])		Después de la Renegociación (Dic. 1983)			
[illegible]	27,33		40,55		13,13	
[illegible]		27,00		28,30		16,[illegible]
[illegible]		28,03		28,[illegible]		15,[illegible]
[illegible]	37,85		60,30		18,59	
*[illegible]		33,33		168,38		17,[illegible]
*Piedra Clavada (Dic. [illegible])		35,[illegible]		51,[illegible]		10,77
*El [illegible]		48,[illegible]		10[illegible],[illegible]		11,[illegible]
*[illegible]-El Tala [illegible]		34,[illegible]		8[illegible],[illegible]		34,[illegible]
[illegible]	31,83		43,66		9,35	
[illegible]		42,[illegible]		42,10		3,[illegible]
[illegible]		[illegible],[illegible]		38,[illegible]		13,[illegible]
[illegible]	31,97		84,54		4,05	
*[illegible]		31,[illegible]		31,[illegible]		2,12
*[illegible]		33,33		191,[illegible]		2,12
Sierra	41,49		44,41		14,[illegible]	
La Ventana (Cerr. [illegible])		43,89		40,10		14,78
*Refugio Tupungato (Sind. [illegible])		35,66		71,30		11,33
*P.Coloradas-[illegible] (Cerr. Atanasqui)		22,49		53,33		14,78
Promedio	33,37		56,30		12,54	

* Contratos renegociados en 1983.

** Los promedios por cuenca incluyen todos los contratos y se calcularon utilizando la producción entregada por cada contratista en el mes correspondiente. Los costos de YPF en áreas semejantes se promediaron utilizando la participación relativa de cada área en la producción entregada en diciembre de 1983 (dicha participación relativa se mantiene prácticamente constante entre octubre de 1982 y diciembre de 1983 de modo que el promedio no se vería afectado sensiblemente por tomar una u otra).

Fuente: YPF, Nota DC Nº 1130 de la gerencia de producción del 10/10/83 y planillas de producción y precios pagados a contratistas.

En consecuencia, estas comparaciones parecen restar sustento a la afirmación de que los precios percibidos por los contratistas antes de la renegociación resultaban insuficientes.

Para sostener lo contrario es necesario cuestionar la validez de la estimación de los costos comparables que resultan de información oficial de YPF. En este sentido ha sido frecuente que, en las declaraciones periodísticas tendientes a presionar para la negociación de los contratos, se utilizarán los costos totales medios de YPF a fin de justificar precios mucho más altos para los contratos. Sin embargo, queda claro que este tipo de costos no son válidamente comparables con los precios de los contratos puesto que ellos incluyen un conjunto de erogacines (costos de exploración, costos indirectos totales, costos financieros, etc.) que los contratistas no tienen que realizar.

De cualquier modo, aún admitiendo que los costos efectivos de los contratistas, hayan sido, al momento de la renegociación, sensiblemente superiores a las estimaciones realizadas por YPF en áreas semejantes, cosa que en ningún momento fue demostrada fehacientemente, restan al menos tres cuestiones que arrojan dudas acerca del tipo de renegociación efectuada (*).

En primer lugar, los precios previos a la renegociación, así como las demás condiciones, fueron pactadas libremente por las partes y, supuestamente sobre bases conocidas por los contratistas.

En segundo término, resulta extraño que durante cierto período, en algunos casos de hasta cuatro años, las condiciones de los contratos fueran aceptables para los contratistas (**).

En tercer lugar, parece muy difícil de justificar la magnitud del incremento otorgado a los contratistas en la renegociación realizada, aún cuando se admitiera que los costos por ellos afrontados tuvieran un nivel semejante a los precios percibidios por su producción antes de la renegociación (***).

(*) Con relación a las renegociaciones el citado trabajo del Centro de Estudios del Petróleo Hipólito Yrigoyen expresa que "Cada vez que YPF aceptó renegociar algún contrato, fue para beneficio ajeno y perjuicio propio; los nuevos precios y condiciones convenidas siempre constituyeron buenos negocios únicamente para las empresas privadas" (pág. 45).

(**) El primer grupo de contratos fue suscripto hacia fines de 1977 y principios de 1978. En consecuencia, pasaron casi cuatro años hasta que comenzaran las presiones por la renegociación.

(***) Si solo se consideran los contratos renegociados, los promedios ponderados de precios percibidos por los contratistas pasan de u$s 29,85 por m^3, en octubre de 1982 a u$s 76,51 en dic de 1983 (Véase Cuadro 3.1.4.2.)

[illegible]

[illegible] implicaba [illegible] transferencia [illegible] de reservas, [illegible] YPF, y de [illegible] de [illegible] por la empresa petrolera estatal. [illegible]

[illegible] las [illegible] petroleras [illegible] y el [illegible] Gran parte de la dotación de capital [illegible] de la venta a YPF del petróleo extraído de los pozos que [illegible] desarrollados por la propia empresa estatal. A partir de [illegible]

[illegible] la [illegible] los precios de los contratistas, hacia el final del período del gobierno militar, se evidenció un incremento real promedio de más del 100%.

El gobierno constitucional no solo convalidó esa renegociación sino que introdujo nuevas reformas para las empresas privadas en las condiciones de contratación que se referían a los precios (Plan Ulises).

En el cuadro 5.1.4.4. se puede cuantificar la magnitud del excedente acumulado apropiado por los contratistas, luego de deducir de la facturación del petróleo a YPF los costos operativos y la inversión comprometida, en los tres primeros años luego de la renegociación de los contratos. Por supuesto el beneficio acumulado es significativamente superior a ese excedente.

De este modo, YPF (y la comunidad en su conjunto) tuvo que pagar por el crudo entregado por los contratistas un precio significativamente mayor que el costo que habría tenido que afrontar para obtener esa misma producción por el sistema de administración. Al mismo tiempo, los contratistas se apropiaron de una parte del [illegible] sin correr los riesgos empresarios propios de la actividad petrolera y con un aporte mínimo de capital.

Este resultado no parece compatible con el enunciado de política petrolera formulado por el gobierno militar en 1976 acerca de que la participación de las empresas privadas aliviara a YPF de la carga que se significa afrontar las inversiones necesarios frente a insuficiencia de sus recursos.

CUADRO 3.1.4.4.

FACTURACION, INVERSION COMPROMETIDA Y COSTOS OPERATIVOS ACUMULADOS DE LOS CONTRATISTAS EN LOS ULTIMOS TRES AÑOS POSTERIORES A LA RENEGOCIACION DE 1980-84

(en miles de u$s) (*)

Contratista	Area	Facturación (1)	Inversión comprometida (2)	Costos Operativos (3)	Excedente (1)-(2)-(3)
Bridas-Astra	Lindero Atravesado	97.943	25.757	9.950	62.236
P. Companc-San Jorge	Catriel Oeste	29.282	2.679	11.110	15.493
P. Companc-Bridas.	25 de Mayo-Medanito	117.339	29.569	30.500	57.270
Astra	Cañadón Seco-M. Espinosa	73.316	23.896	15.374	33.051
Bridas-P. Companc.	Piedra Clavada	33.316	12.737	13.350	67.043
Bridas-P. Companc.	El Cordón	36.580	14.346	13.310	8.904
P. Companc	K. Kaike-El Valle	43.992	4.434	17.740	27.818
P. Companc	Pampa del Castillo	83.927	21.837	24.360	37.730
Pluspetrol	Centenario	53.734	16.460	6.910	30.364
Quitral-Co-Cadipsa	Al Norte de la Dorsal	21.496	3.157	16.090	2.249
Héctor Lapeyrade	Chañares Herrados	5.637	2.784	2.800	53
Bridas-Ryder Scott	Al Sur de la Dorsal	8.546	23.016	3.580	1.970
ASTRA-CAPSA	Río Tunuyán	7.290	234	4.750	2.308
Amoco Andina	Manantiales Behr	58.174	15.731	24.560	17.883
San Jorge-Dyopsa-Supercemento	Refugio Tupungato	23.768	927	10.150	12.691
Petrolera El Carmen	Neuquén del Medio	3.978	857	1.260	1.861
Perez Companc	Piedras Coloradas	32.209	1.884	13.780	16.545
	TOTAL	798.321	180.304	222.550	395.467

(*) Se incluyen solo los 17 contratos con cláusula de inversión comprometida que fueron renegociados.

Fuente: Diario "Página 12" 22/3/83 que cita como fuente a YPF.

3.1.5. Precios pagados a contratistas y precios cobrados a las refinadoras privadas.

La presencia de empresas privadas en las actividades de producción de petróleo y en las etapas de refinación implica la necesidad de analizar la política de precios aplicada a esos dos eslabones de la cadena petrolera. Puesto que YPF monopoliza la comercialización del crudo, su ecuación económico-financiera se ve sensiblemente afectada por el nivel relativo de los precios medios pagados a los contratistas y los precios cobrados a las refinadoras privadas.

El precio pagado por las refinadoras privadas depende de los precios oficiales fijados para cada tipo de crudos. Dados esos niveles, el precio medio pagado por las empresas privadas de refinación depende de la proporción de cada uno de los tipos de crudo que compran a YPF. A pesar de ello, el precio oficial del crudo de la Cuenca Neuquina resulta un indicador suficientemente representativo del nivel del precio medio pagado por las refinadoras privadas.

Pero, el precio medio pagado a los contratistas y el precio medio cobrado a las refinadoras privadas, representado por el precio oficial del crudo de la Cuenca Neuquina, no son directamente comparables. Para que la comparación pueda establecerse válidamente es necesario tomar en cuenta todos aquellos costos y erogaciones que YPF debe afrontar a partir del precio oficial del crudo y que no son pertinentes en el caso de los contratistas. Es decir que debe tomarse en cuenta el costo efectivo para YPF del petróleo adquirido a los contratistas.

En primer lugar, debe considerarse las regalías que YPF debe pagar a los Estados Provinciales por el petróleo extraído por los contratistas y que no se deduce de los precios convenidos con estos. El sistema de determinación de las regalías ha variado en el transcurso del período 1977-1986. Hasta 1980 inclusive, el nivel de las regalías se determinaba aplicando un porcentaje del 12% sobre el precio oficial del crudo correspondiente. Hasta ese momento el monto de las regalías era pagado totalmente por YPF. A partir de 1981 se pone en vigencia un sistema mucho más complejo para el cálculo del monto de las regalías.

En el nuevo régimen se establece que las regalías deben determinarse utilizando como referencia el precio internacional del crudo. De este modo la regalía se calcula aplicando el 12% a un cierto porcentaje

creciente del precio internacional (*). Desde la vigencia de este régimen el Tesoro Nacional se hace cargo de pagar una compensación a YPF equivalente a la diferencia entre el monto de las regalías efectivamente pagadas a las provincias y el 12% del precio oficial del crudo. Aún cuando esta disposición es importante para analizar el impacto del nuevo sistema sobre la situación económico-financiera de YPF, a los efectos de la comparación que se desea establecer solo interesa que el monto total de la regalía es derogada por el Gobierno Federal.

Como consecuencia del cambio de régimen para el cálculo de las regalías el monto de las mismas pasó a representar a partir de 1981 un porcentaje de los precios oficiales del crudo que más que duplica el 12% aplicado hasta ese año (**).

En segundo término debe tenerse en cuenta que los contratos suscriptos con las empresas privadas son contratos de explotación. Las tareas de exploración estuvieron a cargo de YPF en todas las áreas entregadas. En consecuencia, para que el precio medio cobrado a los contratistas pueda ser comparable válidamente al precio oficial, al primero de ellos deberían agregarse los costos medios de exploración. Sin embargo, aún cuando de acuerdo con informaciones aisladas el costo de exploración representa alrededor de un 20% del costo total medio de producción por administración de YPF (***), no resulta posible disponer de una serie sobre este tipo de costos de manera tal que pueda ser incluida en la comparación para todo el período 1977-1986.

(*) Decreto 2227 de octubre de 1980. Los porcentajes aplicados al precio internacional para determinar el nivel de las regalías. Estos crecen desde un 58% en 1981 a un 100% en 1987. El mecanismo establecido por el mencionado decreto es aún más complejo puesto que especifica además un procedimiento de ajuste mensual.
Este régimen fue nuevamente modificado por decreto Nº 631 del 28 de abril de 1987, debido a la caída registrada en el precio internacional del crudo a partir de 1986.

(**) A pesar de que no se pudo disponer de información sobre los montos efectivos de las regalías, se realizó una estimación aplicando en forma simplificada el método de cálculo establecido por el decreto 2227, tomando como precio internacional de referencia el correspondiente al Arab. Med. 31º API.

(***) Este dato se obtuvo a partir de la Nota Nº 31 del 4/3/83 de la Secretaría de Estado de Energía donde se estima el costo medio de exploración referido a febrero de 1983 en u$s 13 el m^3.

En tercer lugar deben considerarse las amortizaciones de las inversiones de desarrollo que YPF realizó en las áreas de contrato, disminuyendo de este modo los costos correspondientes de los contratistas. Según se dijo en la sección anterior, YPF entregó a las empresas privadas entre 1977 y 1981 yacimientos donde ya se habían implantado instalaciones de recuperación primaria y secundaria y un total de 1145 pozos con una producción diaria de 8028 m^3.

También en este caso resulta difícil estimar el monto unitario correspondiente a tales amortizaciones, ya que no se dispone de información acerca de las mencionadas inversiones y sobre el ritmo de declinación de la producción a la que la amortización de esas inversiones debe ser imputada.

En consecuencia, en el Cuadro 3.1.5.1. se realiza la comparación entre el precio medio pagado a los contratistas, ajustado únicamente por el monto de las regalías, y el precio cobrado a las refinadoras privadas.

Sin embargo, si además de las regalías se adicionara al precio medio pagado a los contratistas el costo de exploración y la amortización del costo de desarrollo de los yacimientos entregados (*), es muy probable que el costo efectivo para YPF del petróleo producido por los contratistas resulte superior a los precios oficiales cobrados a las refinadoras privadas durante todo el período analizado. Por otra parte, con el agregado de esos dos tipos de costo, la pérdida para YPF resulta mucho mayor que la que se desprende del Cuadro 3.1.5.1. para todo el período 1983-1986, posterior a la renegociación de los contratos.

Así por ejemplo, tomando para el año 1983 un costo de exploración de 13 dólares el m^3 (**), el costo efectivo del petróleo de los contratos renegociados, incluyendo solo las regalías y el costo de exploración, sería de 157,53 pesos de 1970; esta cantidad es un 42,5% superior al precio oficial expresado también en pesos de 1970.

En algunos años los precios medios de los contratos renegociados en 1983, sin el aditamento de los tres tipos de costos mencionados más arriba, superaron en ciertos casos muy significativamente al precio oficial correspondiente cobrado a las refinadoras privadas por el mismo petróleo. Esto puede verse con detalle en el Cuadro 3.1.5.2.

(*) Que tienen una mayor incidencia en los primeros años del período debido a la curva de declinación de la producción de los pozos entregados.

(**) Secretaría de Energía, Nota Nº 31 del 7 de marzo de 1983.

CUADRO 3.1.5.1.

COMPARACION DE LOS PRECIOS PAGADOS A LOS CONTRATISTAS CON LOS PRECIOS COBRADOS A LAS REFINADORAS PRIVADAS, (PRECIO OFICIAL DEL CRUDO DE LA CUENCA NEUQUINA).

(En $ de 1970 por m^3)

AÑOS	Precio medio de los contratos * (1)	Estimación de las Regalías (2)	Precio de los contratos más regalías (3) = (1)+(2)	Precio oficial del crudo de la Cuenca Neuquina (4)	Relación de precios (5) = (3)/(4)
1977	48,76	8,30	57,06	69,19	82,5
1978	55,33	10,05	65,44	83,78	78,1
1979	50,77	7,79	58,56	64,92	90,2
1980	46,74	7,34	54,08	61,20	88,4
1981	45,49	21,58	67,01	71,29	94,0
1982	50,47	29,32	79,79	68,06	117,2
1983	107,06	28,07	135,13	110,55	122,2
1984	124,42	26,21	150,63	104,79	143,7
1985	126,74	30,20	156,94	135,14	116,1
1986	111,88	28,57	140,45	117,93	119,1

(*) Incluye solamente los contratos renegociados en 1983/84.

Fuente: Elaboración propia en base a información de YPF, Secretaría de Energía y OPEC Review.

Según puede observarse en la columna 5 del cuadro 3.1.5.1. aún cuando solo se tome en cuenta el monto de las regalías, el costo para YPF del petróleo crudo ... entregado por los contratistas (*) resulta significativamente superior al precio cobrado a las refinerías privadas, durante todo el período posterior a 1982 (**).

(*) Al menos en el caso de los contratos renegociados en 1983/84.

(**) En realidad se trata del costo para el Estado Nacional puesto que a partir de 1981 el Tesoro Nacional paga una compensación a YPF por la parte de las regalías que supera el 12% del precio oficial del crudo. Sin embargo, si se deduce al mencionado costo la compensación por las regalías, el costo para YPF sería aún superior al precio cobrado a los refinadores privados, para todo el período posterior a 1983.

CUADRO Nº 3.1.5.2.

PRECIOS MEDIOS PAGADOS A LOS CONTRATISTAS (PRINCIPALES CONTRATOS) * Y PRECIO OFICIAL CORRESPONDIENTE EN AGOSTO DE 1984

(En pesos corrientes/m^3)

Yacimiento	Contratos				Precios oficiales
	Año de entrega del area	Precio sobre producción básica	Precio sobre producción excedente	Precio medio	
Contratos no renegociados en 1983					
La Ventana (Mendoza)	1958	2.937,25	-	2.937,25	4.632,42
Anticlinal Grande-C.Aragón (Chubut)	1958	2.044,49	4.472,32	3.337,21	4.517,09
Contratos renegociados en 1983					
Lindero Atravesado (Neuquén)	1972	3.849,02	13.249,96	5.749,96	5.121,13
Centenario (Neuquén)	1977	3.548,10	12.587,46	5.244,43	5.121,13
25 de Mayo-Medanito La Pampa-R.Negro	1977	6.049,96	13.249,96	8.252,57	5.121,13
Piedra Clavada (Santa Cruz)	1978	5.785,19	12.141,91	6.880,39	4.795,32
K.Kaike-El Valle (Santa Cruz)	1979	3.457,12	12.141,91	5.378,20	4.795,32
P.del Castillo-La Guitarra (Chubut)	1979	3.411,63	5.279,46	5.279,46	4.517,09
Manantiales Behr (Chubut)	1980	4.093,95	6.464,92	6.464,92	4.517,09

* Se consideran los contratos que significan relativamente una mayor entrega de Petróleo.

Fuente: YPF (planillas de producción y precios de los contratos) y Secretaría de Energía.

Los precios medios pagados a los contratistas, que renegociaron sus contratos en 1983, exceden en todos los casos los correspondientes precios oficiales que se cobran a las refinadoras privadas, aún sin el agregado de las regalías, costos de exploración y amortización de las inversiones de desarrollo. El porcentaje de exceso alcanza niveles superiores al 40% (Piedra Clavada y Manantiales Behr) e incluso al 60% (25 de Mayo-Medanito). Debe observarse además que en las cuencas de Neuquén-La Pampa-Río Negro y de Santa Cruz los precios pagados sobre la producción excedente son más del doble del precio oficial e incluso en dos contratos (25 de Mayo-Medanito y Piedra Clavada), el precio fijado para la producción básica excede en alrededor de un 20% el precio oficial correspondiente.

Si solo se adiciona a esos precios medios el valor de la regalía, estimada en 1.298,63 pesos por m3 para agosto de 1984, el costo efectivo resultante para YPF (Estado Nacional) supera al precio oficial correspondiente incluso en el caso de uno de los dos principales contratos no renegociados en 1983 y los porcentajes de exceso oscilan entre el 28 y el 86,5% en el caso de los contratos renegociados. Es decir que, si se tomaran en cuenta también las otras dos partidas que deberían incluirse dentro del costo efectivo para YPF, en el caso de algunos contratos (Vgr. 25 de Mayo-Medanito) la empresa estatal durante ciertos lapsos del período analizado debió afrontar un costo que duplicaba el precio al que vendía el petróleo crudo a los refinadores privados.

En consecuencia, durante el gobierno militar del período 1976-1983 y a lo largo del gobierno constitucional posterior se practicó una política de precios aplicable a los primeros eslabones de la cadena petrolera que significaron por una parte un deterioro de la situación económica financiera de YPF (*) y por otra una clara transferencia del excedente social (renta petrolera) a un reducido grupo de empresas privadas contratistas, y en alguna medida, a las refinadoras privadas.

(*) Las conclusiones obtenidas se ven confirmadas por las afirmaciones del propio Secretario de Energía: Ing. D. A. Brunella en la Nota SEE Nº 63.833, de fecha 27/2/81, dirigida al Ministro de Economía Dr. A. Martínez de Hoz. En esa nota, refiriéndoe a la progresiva descapitalización de YPF el mencionado funcionario afirma que: "...Es notorio que la causa principal de la aludida situación no es otra que el insuficiente nivel de los precios oficiales del crudo, que al no guardar relación con los costos de producción, han llevado a la empresa a elevados niveles de endeudamiento y a soportar, en consecuencia, una carga financiera considerable que preocupa hondamente a esta Secretaría de Estado.
Hasta la fecha se ha insistido ante Yacimientos Petrolíferos Fiscales para que mantenga el ritmo de su actividad productiva y prosiga con sus programas de licitaciones, aún cuando ello le represente en muchos casos obtener el petróleo a costos muy superiores respecto de los precios que recibe de las empresas refinadoras por el mismo producto".
Para interpretar claramente las implicancias de estas afirmaciones debe tomarse en cuenta que ellas se refieren a la situación de la empresa estatal a comienzos de 1981, que los precios del crudo mantuvieron comparativamente estables entre 1979 y 1982 y que, cuando se produce la renegociación de los contratos, los precios otorgados a los contratistas se incrementaron en un porcentaje significativamente mayor que los precios oficiales del crudo.

3.1.6. La política de precios y los actores ligados a la producción de petróleo

En las secciones anteriores se ha analizado la política de precios aplicada en Argentina, en el período 1970-86, con referencia a los eslabones de producción de petróleo tratando de confrontarla con los objetivos explicitados en la política energética y económico social. Como parte de este análisis, al abordar cada uno de los aspectos parciales de esa política de precios, se identificaron los efectos de la misma sobre los actores relacionados con las actividades de producción de petróleo. El conjunto relevante de actores comprende esencialmente a YPF, a los contratistas de YPF, las provincias donde se sitúan los yacimientos y al Tesoro Nacional (*).

En la presente sección se pretende presentar a modo de resumen y en forma conjunta los efectos de la política de precios sobre esos actores de manera de aportar al mismo tiempo algunas indicaciones acerca de la apropiación de la renta petrolera (**).

El análisis de los efectos de la política de precios, en las etapas de producción de petróleo, sobre YPF supone la confrontación de los precios oficiales del petróleo con el conjunto de partidas que integran el costo de producción y adquisición del crudo incluyendo además el monto de las regalías.

(*) Se trata únicamente de los aspectos de la política de precios relacionada con las etapas de producción del petróleo hasta llegar a las playas de tanques en yacimiento. En consecuencia, por una parte se está omitiendo la consideración de los concesionarios dada su escasa participación en el aporte a la producción total y, por otra, se dejan expresamente de lado las consecuencias que esa política ha tenido sobre las etapas posteriores de industrialización, comercialización y consumo que serán abordadas en la sección 3.2.

(**) Además de las dificultades teóricas y metodológicas que supone la determinación de la renta, muchas de ellas relacionadas con el nivel del costo de uso del recurso, el cálculo de su cuantía requiere la consideración conjunta del negocio petrolero partiendo de los precios finales de venta de los productos petroleros. Incluso, podrían considerarse adicionalmente los precios internacionales de esos productos como indicador que permitiría inferir en forma aproximada sobre la parte de esa renta que se transfiere directamente a los usuarios de tales combustibles. La consideración del precio internacional CIF del petróleo en el nivel de análisis que se adopta en esta sección puede aportar algunas indicaciones sobre la cuantía de la renta que se transfiere a los agentes que participan en las etapas posteriores de producción y consumo.

Por supuesto, el costo de adquisición depende esencialmente de la política de precios aplicada a los contratos de explotación con las empresas privadas.

En parte del período, YPF recibió del Tesoro Nacional compensaciones como consecuencia del mayor costo de aquisición del petróleo a los contratistas (*), por la compra de petróleo a los concesionarios y por el incremento en el monto de las regalías (**). En realidad estas compensaciones afectan a los ingresos del Tesoro puesto que ellas se hicieron efectivas a partir de una deducción sobre el monto de los impuestos aplicados sobre los derivados.

Los contratistas de YPF se ven afectados por la política seguida con relación a los precios fijados para el petróleo que extraen y entregan a YPF. La comparación de esos precios con los costos de explotación y desarrollo referidos a esa producción permite determinar la porción de la renta petrolera que se apropian los contratistas.

Desde el punto de vista del país (o la comunidad) en su conjunto el costo de producción del petróleo en yacimiento se obtiene agregando al promedio ponderado de los costos de exploración, explotación y desarrollo relativos a la producción de YPF (por administración) y a la producción entregada por los contratistas (***) el costo de uso del recurso (****). Todos los conceptos que el Estado (la comunidad) deba pagar por encima del nivel de ese costo constituye una apropiación de la renta petrolera. Por otra parte, la comparación del mencionado nivel de costo con el precio de frontera (precio CIF) del petróleo podrá dar una indicación de la parte de la renta que se apropian los actores que participan de las actividades de producción y de la parte que se transfiere a las etapas posteriores de refinación y comercialización de la cadena petrolera, y a los consumidores de los combustibles derivados

---

(*) A partir de la renegociación de los contratos a fines de 1983 (Decr. 836/82)

(**) A partir de 1981, cuando las regalías comienzan a determinarse en función del precio internacional (Decreto 2227/80).

(***) Recuérdese que los contratistas no debieron afrontar los costos de exploración y buena parte de los de desarrollo puesto que recibieron áreas ya exploradas y desarrolladas en parte por YPF.

(****) Este costo de uso podría estimarse a partir del costo que implicaría reponer las reservas que se han utilizado. De cualquier modo, podría admitirse que las regalías constituyen una expresión de ese costo de uso. Sin embargo, ellas son interpretadas generalmente como una compensación pagada a las provincias por el uso de los recursos de su subsuelo sin que los montos correspondientes se apliquen a la "reposición" de los mismos.

o que es apropiada por el Estado (*).

En el cuadro 3.1.6.1. se presentan los aspectos de la política de precios referidos a los eslabones de producción de petróleo y los actores sociales a los que afectan.

CUADRO 3.1.6.1.

INSTRUMENTOS DE LA POLITICA DE PRECIOS APLICADOS EN ARGENTINA (PERIODO 1970-86) A LAS ETAPAS DE PRODUCCION DE PETROLEO Y LOS ACTORES A LOS QUE AFECTA:

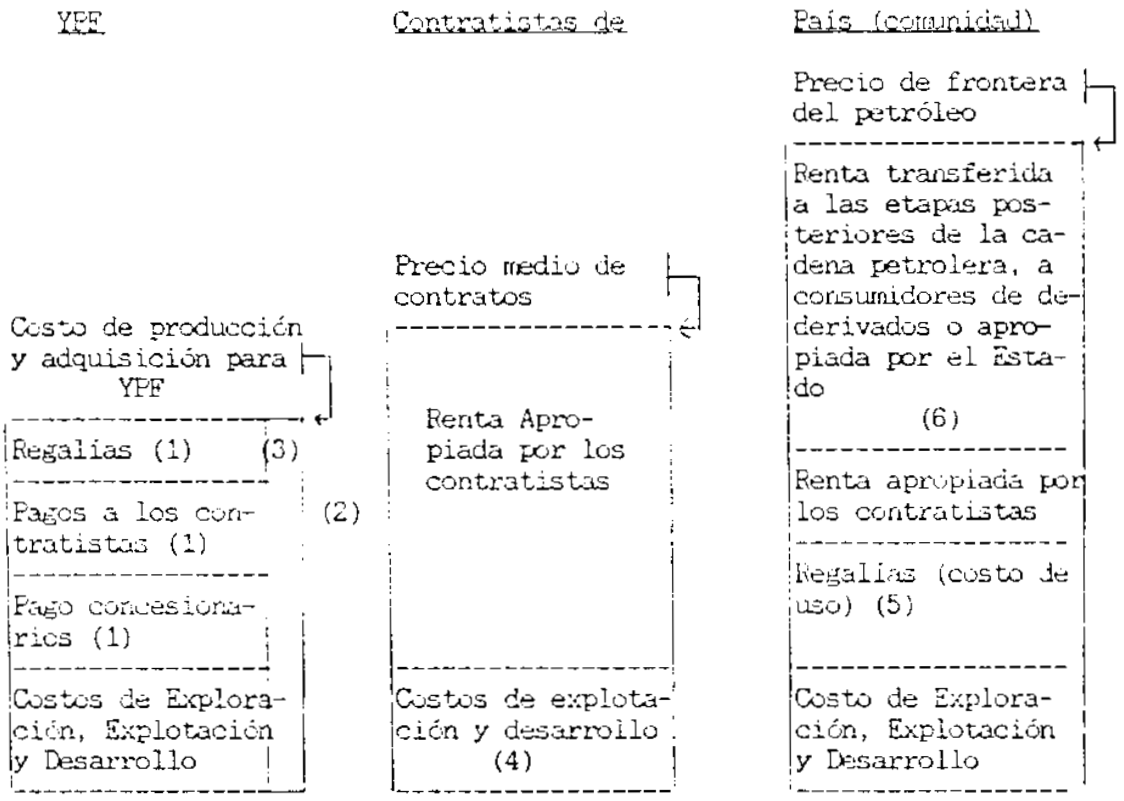
Instrumentos de la política de precios	YPF	Contratistas de Producción	Provincias	Tesoro Nacional
Precios oficiales del petróleo	X		X	
Precios pagados a contratistas	X	X		
Compensaciones por contratos y regalías	X			X
Regalías	X		X	

En el esquema 3.1.6.1. se presenta el esquema interpretativo propuesto que indica el sentido de los efectos señalados en el Cuadro 3.1.6.1.

(*) Se considera el precio de frontera al solo efecto de incluir dentro de la renta apropiada en las etapas posteriores la parte que se transfiere a los consumidores de los derivados. Sin embargo ello no implica admitir que los precios de frontera sean una guía adecuada para fijar precios internos.

GRAFICO 3.1.6.1.

ESQUEMA INTERPRETATIVO DE LOS EFECTOS DE LA POLITICA DE PRECIOS APLICADA A LOS ESLABONES DE PRODUCCION DE PETROLEO SOBRE LOS ACTORES MAS RELEVANTES



(1) Netos de compensaciones del Tesoro Nacional
(2) Precios oficiales del petróleo (se admite que son inferiores al costo total del petróleo en yacimiento para YPF tal como ocurrió en casi todo el período).
(3) Desequilibrio económico-financiero causado por la relación precio-costo para YPF.
(4) Incluyendo un beneficio normal sobre el capital invertido. Los contratistas no tuvieron costos de exploración.
(5) Se admite que las regalías corporizan el costo de uso del recurso.
(6) Se trata de la renta potencial que surge de considerar el precio internacional.

En el esquema 3.1.6.1., se admite implícitamente que los precios internacionales CIF se sitúan por encima del costo de producción y adquisición del petróleo por YPF y del precio medio pagado a los contratistas de explotación tal como ocurrió durante buena parte del período analizado (*). También se supone que el costo de producción y adquisición del petróleo para YPF es superior a los precios oficiales fijados para el petróleo lo que también fue cierto en la mayor parte de ese período, tal como se ha dicho en las secciones anteriores.

Aún cuando no se pudo disponer de información que permitiera realizar estimaciones de los costos de la empresa estatal para todo el período considerado, la situación presentada para YPF en el esquema 3.1.6.1. fue válida, según se ha mostrado, en el período 1978-1984 y existen razones para admitir que también representa adecuadamente lo ocurrido en los períodos 1971-72, 1975-77 y 1985-86. En los años 1973-74 se aplicó una política de precios que tenía como objetivo explícito cubrir los costos de la empresa petrolera estatal.

Esas características de la política de precios fueron particularmente graves para YPF en el período posterior a 1977 donde para cubrir su desequilibrio económico-financiero debió recurrir a crédito interno y externo (**) o a la reducción de sus inversiones de exploración y desarrollo. El endeudamiento generado de ese modo implicó un rápido crecimiento del costo financiero que significó una realimentación y ampliación del desequilibrio de YPF (***). Este desequilibrio creciente sirvió luego, durante el actual gobierno constitucional para justificar una mayor transferencia de la actividad petrolera a las empresas privadas.

(*) Puede admitirse que esto fue así en el período comprendido entre 1973 y 1985. Sin embargo, si se considera el costo para la comunidad en su conjunto (el costo de uso se estima en base al costo de reposición de las reservas), es probable que el período en que el precio internacional CIF se sitúa por encima sea de menor longitud.

(**) Especialmente hasta 1982. Incluso la empresa estatal fue obligada a contraer deudas en el exterior con la única finalidad de recomponer la posición en divisas del Banco Central.

(***) Debe recordarse que buena parte del endeudamiento externo se produjo entre 1979 y 1981 cuando existió un fuerte retraso en el ajuste de la tasa de cambio en relación con la evolución del nivel general de los precios internos. Es decir que la capacidad de compra de las divisas obtenidas por las deudas contraídas fue reducida a causa de esa política cambiaria. Con las devaluaciones de la tasa de cambio realizadas durante 1981, dirigidas a reestablecer un mayor equilibrio entre la evolución de precios externos e internos, se incrementó notablemente el monto de la deuda y de los intereses expresados en moneda local. Por otra parte, el desequilibrio financiero creciente obligó a YPF a incurrir en retraso en sus pagos a los proveedores lo que significó un substancial incremento en el costo de los insumos, de los servicios contratados e incluso del petróleo adquirido a los contratistas.

Por otra parte, mientras los precios oficiales del petróleo disminuían en términos reales entre 1978 y 1982, alcanzando un nivel bajísimo en 1980, los precios reales pagados a los contratistas se mantuvieron aproximadamente constantes. De este modo, el petróleo adquirido a los contratistas tuvo un costo de adquisición más alto que el precio que YPF recibía por la venta a las refinadoras privadas, tal como lo señalaba el propio Secretario de Estado de Energía en su nota de principios de 1981 dirigida al Ministro de Economía del Gobierno militar, principal responsable de esta política.

En 1983 los precios oficiales del petróleo se incrementaron en términos reales en alrededor de un 60% pero la situación presentada en el esquema 3.1.6.1. se mantuvo ya que, al mismo tiempo los precios medio de los contratos, expresados en moneda constante, aumentaron en más de 150%. Por otra parte, a partir de 1982, se dispuso un incremento substancial en el monto de las regalías. De este modo, a pesar de las compensaciones del Tesoro Nacional debidas a estos mayores costos para YPF, la situación de desequilibrio se amplió aún más. Esta situación persistió hasta más allá de 1986 (*).

En suma, la política de precios aplicada a las etapas de producción del petróleo en todo el período analizado, excepto en los años 1973-74, afectó negativamente a la empresa petrolera estatal. Esa política de precios, y el consiguiente deterioro económico-financiero, fue compatible con la política petrolera tendiente a incrementar significativamente la participación de las empresas privadas en las actividades de producción de petróleo.

La participación de las empresas privadas se concretó especialmente bajo la forma de contratistas de explotación. Esa participación fue especialmente incentivada por la política petrolera aplicada por los gobiernos militares. Durante el período 1966-70 se dió preeminencia a las empresas privadas multinacionales (**) y en el gobierno militar del período 1976-81 se favoreció la participación de las empresas petroleras privadas de origen nacional (***). En general, las áreas entregadas a estos contratistas ya habían sido exploradas e incluso desarrolladas en parte por YPF. En el período 1977-81 la empresa petrolera estatal cedió gratuitamente a los contratistas, las reservas ya descubiertas con pozos en producción e incluso instalaciones para la recuperación secundaria.

(*) Recién en 1987 se intentó modificar esta situación a través del llamado Plan Huergo (Decreto 1758/87), que otorgaba a YPF incentivos a la producción semejantes a los que ya habían obtenido los contratistas, y en febrero de 1988 a través de la resolución 39/88 de la Secretaría de Energía que dispuso un incremento del 71,5% en los precios oficiales del petróleo.

(**) En este período se dejó sin efecto la anulación de los contratos de Amoco y City Service y se renegociaron sus contratos.

(***) Entre los que se destacan Bridas SAPIC y Pérez Companc.

En el esquema 3.1.6.1., se admite implícitamente que los precios internacionales CIF se sitúan por encima del costo de producción y adquisición del petróleo por YPF y del precio medio pagado a los contratistas de explotación tal como ocurrió durante buena parte del período analizado (*). También se supone que el costo de producción y adquisición del petróleo para YPF es superior a los precios oficiales fijados para el petróleo lo que también fue cierto en la mayor parte de ese período, tal como se ha dicho en las secciones anteriores.

Aún cuando no se pudo disponer de información que permitiera realizar estimaciones de los costos de la empresa estatal para todo el período considerado, la situación presentada para YPF en el esquema 3.1.6.1. fue válida, según se ha mostrado, en el período 1978-1984 y existen razones para admitir que también representa adecuadamente lo ocurrido en los períodos 1971-72, 1975-77 y 1985-86. En los años 1973-74 se aplicó una política de precios que tenía como objetivo explícito cubrir los costos de la empresa petrolera estatal.

Esas características de la política de precios fueron particularmente graves para YPF en el período posterior a 1977 donde para cubrir su desequilibrio económico-financiero debió recurrir a crédito interno y externo (**) o a la reducción de sus inversiones de exploración y desarrollo. El endeudamiento generado de ese modo implicó un rápido crecimiento del costo financiero que significó una realimentación y ampliación del desequilibrio de YPF (***). Este desequilibrio creciente sirvió luego, durante el actual gobierno constitucional para justificar una mayor transferencia de la actividad petrolera a las empresas privadas.

(*) Puede admitirse que esto fue así en el período comprendido entre 1973 y 1985. Sin embargo, si se considera el costo para la comunidad en su conjunto (el costo de uso se estima en base al costo de reposición de las reservas), es probable que el período en que el precio internacional CIF se sitúa por encima sea de menor longitud.

(**) Especialmente hasta 1982. Incluso la empresa estatal fue obligada a contraer deudas en el exterior con la única finalidad de recomponer la posición en divisas del Banco Central.

(***) Debe recordarse que buena parte del endeudamiento externo se produjo entre 1979 y 1981 cuando existió un fuerte retraso en el ajuste de la tasa de cambio en relación con la evolución del nivel general de los precios internos. Es decir que la capacidad de compra de las divisas obtenidas por las deudas contraídas fue reducida a causa de esa política cambiaria. Con las devaluaciones de la tasa de cambio realizadas durante 1981, dirigidas a reestablecer un mayor equilibrio entre la evolución de precios externos e internos, se incrementó notablemente el monto de la deuda y de los intereses expresados en moneda local. Por otra parte, el desequilibrio financiero creciente obligó a YPF a incurrir en retraso en sus pagos a los proveedores lo que significó un substancial incremento en el costo de los insumos, de los servicios contratados e incluso del petróleo adquirido a los contratistas.

Por otra parte, mientras los precios oficiales del petróleo disminuían en términos reales entre 1978 y 1982, alcanzando un nivel bajísimo en 1980, los precios reales pagados a los contratistas se mantuvieron aproximadamente constantes. De este modo, el petróleo adquirido a los contratistas tuvo un costo de adquisición más alto que el precio que YPF recibía por la venta a las refinadoras privadas, tal como lo señalaba el propio Secretario de Estado de Energía en su nota de principios de 1981 dirigida al Ministro de Economía del Gobierno militar, principal responsable de esta política.

En 1983 los precios oficiales del petróleo se incrementaron en términos reales en alrededor de un 60% pero la situación presentada en el esquema 3.1.6.1. se mantuvo ya que, al mismo tiempo los precios medio de los contratos, expresados en moneda constante, aumentaron en más de 150%. Por otra parte, a partir de 1982, se dispuso un incremento substancial en el monto de las regalías. De este modo, a pesar de las compensaciones del Tesoro Nacional debidas a estos mayores costos para YPF, la situación de desequilibrio se amplió aún más. Esta situación persistió hasta más allá de 1986 (*).

En suma, la política de precios aplicada a las etapas de producción del petróleo en todo el período analizado, excepto en los años 1973-74, afectó negativamente a la empresa petrolera estatal. Esa política de precios, y el consiguiente deterioro económico-financiero, fue compatible con la política petrolera tendiente a incrementar significativamente la participación de las empresas privadas en las actividades de producción de petróleo.

La participación de las empresas privadas se concretó especialmente bajo la forma de contratistas de explotación. Esa participación fue especialmente incentivada por la política petrolera aplicada por los gobiernos militares. Durante el período 1966-70 se dió preeminencia a las empresas privadas multinacionales (**) y en el gobierno militar del período 1976-81 se favoreció la participación de las empresas petroleras privadas de origen nacional (***). En general, las áreas entregadas a estos contratistas ya habían sido exploradas e incluso desarrolladas en parte por YPF. En el período 1977-81 la empresa petrolera estatal cedió gratuitamente a los contratistas, las reservas ya descubiertas con pozos en producción e incluso instalaciones para la recuperación secundaria.

(*) Recién en 1987 se intentó modificar esta situación a través del llamado Plan Huergo (Decreto 1758/87), que otorgaba a YPF incentivos a la producción semejantes a los que ya habían obtenido los contratistas, y en febrero de 1988 a través de la resolución 39/88 de la Secretaría de Energía que dispuso un incremento del 71,5% en los precios oficiales del petróleo.

(**) En este período se dejó sin efecto la anulación de los contratos de Amoco y City Service y se renegociaron sus contratos.

(***) Entre los que se destacan Bridas SAPIC y Pérez Companc.

De este modo, los contratistas pudieron obtener beneficios y apropiarse de una parte significativa de la renta petrolera realizando una inversión mínima, que no fue un aporte genuino (*) y sin correr ningún tipo de riesgo.

El desconocimiento de los costos de los contratistas no permite estimar la magnitud del excedente social transferido a estas empresas privadas. De cualquier modo, los tres principales contratos ya existentes al comienzo del período (**) se referían a áreas con costos comparativamente bajos y los precios convenidos en tales contratos fueron muy superiores a esos costos (***). Algo semejante ocurrió con los contratos suscriptos entre 1977 y 1981. Con la renegociación de los precios de los contratos en agosto de 1983, la relación entre los nuevos precios y los costos fue muchísimo más favorable para los contratistas. Si se consideran los costos de explotación de YPF en áreas similares, en promedio los nuevos precios representaban más del cuádruple del nivel de esos costos (Ver Cuadro 3.1.4.3.).

En consecuencia, la política de precios aplicada a los contratos de explotación significó una transferencia de la renta petrolera a las empresas privadas cuya magnitud fue especialmente significativa a partir de la renegociación de los contratos en 1983 y del otorgamiento de mayores precios sobre la producción excedente de acuerdo con el Plan Olivos en 1987..

Las regalías percibidas por los Estados Provinciales donde se ubican los yacimientos petroleros estuvieron ligadas, entre 1970 y 1980 a los precios oficiales del petróleo. En consecuencia su magnitud en términos reales se vio sensiblemente afectada por la evolución de esos precios.

De este modo, salvo en los años 1973 y 1974 donde los precios oficiales se incrementaron en términos reales a fin de lograr una mayor equidad a nivel regional, las provincias se vieron afectadas negativamente por la política de precios del petróleo entre 1970 y 1981.

(*) No solo dejaron de cumplir con los compromisos de inversión contraídos contractualmente sino que la inversión que realizaron fue financiada con la venta del petróleo extraído a partir de los pozos desarrollados y cedidos gratuitamente por YPF. Es decir que por medio de estos contratos algunas empresas privadas nacionales realizaron su acumulación primitiva.

(**) La Ventana (Cities Service), Anticlinal Grande-Cerro Dragón (Amoco) y Entre Lomas (Pérez Companc).

(***) Tomando en cuenta los costos de explotación de YPF en áreas similares se puede observar que los precios recibidos por estos contratistas representaban más del doble y hasta el cuádruple de esos costos (Ver Cuadro 3.1.4.3.).

Esta situación fue modificada substancialmente a partir de 1981 cuando, ante el reclamo de las provincias, las regalías se determinaron en función de un porcentaje creciente del precio internacional.

A fin de atenuar el impacto de las renegociaciones de los contratos y del incremento en las regalías, el Tesoro Nacional otorgó compensaciones a YPF que eran deducidas de los impuestos sobre los derivados. Esas compensaciones significaron en los hechos una transferencia de la renta del Estado (y de la comunidad en su conjunto) a los contratistas al mismo tiempo que un deterioro de la situación de YPF.

En el Gráfico 3.1.6.2. se presenta una cuantificación del esquema referido a la producción de petróleo para 1984. En él pueden observarse claramente las características de la política de precios que se han señalado de manera resumida.

La relación entre el costo de producción y adquisición de petróleo para YPF y los precios oficiales constituye un indicador del desequilibrio económico-financiero a que fue sometida esa empresa, sin tomar en cuenta los costos financieros por la deuda a proveedores correspondientes a las etapas de producción y del resto del endeudamiento. Teniendo en cuenta la producción de YPF por Administración esa relación indica un desequilibrio de alrededor de 124 millones de U$S en 1984.

Por otra parte el excedente de los contratistas se estima para ese año en 329 millones de U$S, monto que representa alrededor del 80% del total percibido por las provincias en concepto de regalías.

[illegible]

[illegible]

YPF | Contratistas | Fisco nacional

Costo de producción y amortización para YPF

Regalías netas a la provincia

Pago a netos a contratistas 13,36

Costos de Exploración Explotación y Desarrollo 44,87

Precio oficial 20,12

Pagos netos a Contratistas 1,02

Precios netos de contratos

Beneficios de los contratistas (***) 39,54

Costos de Exploración y Desarrollo (**) 57,33

Costo internacional CIF

Costo transferido a los eslabones posteriores de la cadena petrolera, a los consumidores de combustibles o apropiado por el Estado 33,13

Beneficios contratistas 12,12

Regalías (Costo de ab.) 14,51

Costos de Exploración y producción y Cargas fiscales 56,46

(*) La producción del petróleo para ese año fue (en miles de metros cúbicos) YPF: 18.737, contratistas 8.044.

(**) Los costos de los contratistas se estimaron considerando los costos operativos y la inversión comprometida (admitiendo que toda esa inversión es amortizada en el período) pero no incluye ni la amortización sobre los equipos e instalaciones que no se computan dentro de esa inversión ni la tasa normal de ganancia.

(***) Beneficios más Renta.

Fuente: Elaboración propia a partir de información de YPF.

3.2. La política de precios de los derivados

Del mismo modo que en el caso del petróleo se pretende realizar en las secciones siguientes una contrastación de las propuestas y enunciados de política socioeconómica y energética con la evolución concreta de los precios oficiales de los derivados fijados a nivel de los productores (YPF y las refinadoras privadas), expendedores y consumidores (*) Para esa contrastación se consideran los efectos que se derivan de la particular evolución que esos precios han registrado en el período considerado sobre las esferas de la producción y el consumo y sobre los diferentes actores que participan en cada una de ellas.

Pero antes de comenzar ese análisis es necesario definir la naturaleza de los precios que se fijan para los derivados de petróleo a nivel de la producción, comercialización y consumo.

3.2.1. Definición de las partes componentes de los precios finales de los derivados

Precios al consumidor:

Los precios al consumidor de los derivados de petróleo en Argentina se determinan por dos vías: Precios de Mercado (**) y Precios Oficiales (***).

El primer conjunto de precios, precios de mercado, se corresponde con un conjunto de derivados muy diversificado que representa aproximadamente el 28% de las ventas al mercado.

El segundo conjunto, precios oficiales, se corresponde con una menor cantidad de productos -naftas, kerosene, gas oil, diesel oil y fuel oil-, que tiene la mayor ponderación en la mezcla de ventas, 72%.

(*) En este análisis se deja expresamente de lado la consideración de las diferenciaciones regionales de los precios de venta de los derivados (dada su escasa relevancia en el nivel de discusión aquí planteado), de los derivados para los que no se fijan precios oficiales o tienen escasa significación en el consumo y de las alconaftas que solo comienzan a tener alguna significación en los consumos de la región norte del país hacia el final del período considerado.

(**) Son precios fijados libremente por los oferentes al mercado.

(***) Estos precios son determinados por el gobierno a través de la Secretaría de Energía. Los determinantes de los mismos dependen de los objetivos que subyacen en cada período de gobierno en la política económica general y la política energética en particular.

[illegible]

Impuesto a los Combustibles

[illegible] el Valor de Referencia (VR), para cada derivado, [illegible] al Impuesto a la Renta Total de los Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo (GIC). Esto es:

$$(1) \qquad GIC_i = FC_i - VR_i \qquad i = 1 \ldots n$$

El ingreso proveniente del Impuesto a los Combustibles se determina como la suma del producto del impuesto correspondiente a cada derivado por los respectivos volúmenes vendidos. Esto es:

$$(2) \qquad GIC = \sum_{i}^{n} GIC_i \cdot q_i$$

donde:

q_i = Volumen vendido.
i = Derivados sujetos a Impuestos a los Combustibles.

El ingreso proveniente del Impuesto a los Combustibles (GIC) se destina, por las Leyes 17.587/63, 20.338/73 y 20.073/73, al "Fondo de los Combustibles" (FC), al "Fondo de Infraestructura del Transporte" (FONIT) y al Tesoro Nacional (TN).

$$(3) \qquad GIC = FC + FONIT + TN$$

Si el ingreso por el Impuesto a los Combustibles fuera menor que el Fondo de los Combustibles y el Fondo de Infraestructura del Transporte el Tesoro Nacional debe aportar la diferencia.

(*) De acuerdo a las Leyes 16.657/64 y 17.587/63 los Valores de Referencia serán fijados en tal forma que permitan a las empresas públicas y privadas cubrir sus costos y obtener una utilidad razonable.

i) El Fondo de los Combustibles (FC) se integra:

a) Por los siguientes porcentajes aplicados a los Valores de Retención (VR):

- Nafta Común	50%
- Nafta Especial	50%
- Kerosene	10%
- Gas Oil	30%
- Diesel Oil	10%
- Fuel Oil	10%

b) Por los gravámenes establecidos a los derivados sin precio oficial de venta (aguarrás y solventes) (GSPO).

Luego, el monto correspondiente al Fondo de los Combustibles (FC) es:

$$(4) \qquad FC = \sum_{i}^{n} a_i \cdot VR_i \cdot q_i + \sum_{j}^{m} GSPO_j \cdot q_j$$

Donde "a" es el porcentaje sobre el Valor de Retención que se destina al Fondo de los Combustibles, "i" los productos con precio oficial de venta y "j" los productos sin precio oficial de venta.

El Fondo de los Combustibles (FC) se distribuye, a su vez, a los siguientes destinos:

- Fondo Nacional de Vialidad	48%
- Fondo Provincial de Caminos	17%
- Fondo Nacional de Energía (5)	35%
	100%

ii) El Fondo de Infraestructura del Transporte (FONIT), Leyes 20.073/73 y 20.336/73, se integra como un porcentaje (20%) sobre el Fondo de los Combustibles y se distribuye entre:

- Fondo Nacional de Infraestructura del Transporte
- Fondo Nacional de Autopistas (Vialidad).

Como se advierte, el Impuesto a los Combustibles, a partir del mecanismo instaurado por la legislación, provee al Tesoro Nacional una fuente de recursos cierta, previsible y líquida que le da un gran margen de maniobra financiera. Este impuesto se encuentra además entre las principales fuentes de recursos del sistema tributario nacional.

(*) El Fondo Nacional de la Energía se crea con la finalidad de financiar inversiones del propio Sector Energético distribuyéndose, a su vez, 60% a Empresas Energéticas, 10% al Fondo de Desarrollo Eléctrico del Interior y 30% al Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

[illegible]

[illegible]

$$(4) \qquad VT_i = VI_i + DO_i \qquad i = 1 \ldots n$$

La variable dependiente VT tiene por finalidad cubrir todas las erogaciones que producen las inversiones necesarias para llevar los combustibles desde los destilerías hasta la [illegible] de despacho o venta al consumidor incluido el margen comercial del distribuidor.

[illegible] Mercado de Combustibles MC y Distribución a Domicilio DD. Dos [illegible] que [illegible] medidas en forma directa y [illegible] por [illegible] en el primer caso [illegible] los centros y el margen de utilidad de la [illegible] que [illegible] las refinerías y que involucran los costos operativos de puntos de almacenamiento, [illegible] y distribución de derivados por distintos medios de transporte y los [illegible] de gratificación comercial. En el segundo caso, son los mayoristas fijados al distribuidor minorista, por pistoleros de estaciones de servicio, bocas de expendio y garages, que tienen por objeto cubrir los costos de operación [illegible] y un margen de utilidad. Entonces:

$$(5) \qquad DO_i = MC_i + DD_i \qquad i = 1 \ldots n$$

El Precio Total (VT) se determina para cada derivado sujeto a precio oficial y en el precio al productor o la utilidad refinería, en una posición de destilar en cubrir los costos, costos y margen de utilidad en la etapa de refinación. Estos incluyen el costo del crudo Ecu (CR), los costos de transporte de yacimientos a refinerías (CT), los costos de refinería (CP) en la unidades de proceso, prorrateados al crudo procesado (CPR), el impuesto (T) y beneficio de la etapa de refinación.

$$(7) \quad VT_i = x_i \sum_{n}^{h} CT_{hi} + CT_i + CD_i - CUD_i + T_i + L_i \qquad i: 1 \ldots n$$

Bajo la condición:

$$\sum_{i}^{n} x_i = 1$$

donde:

h: Son los distintos tipos de crudo.
x: Son los rendimientos medios de destilería para producir cada tipo de derivado con una mezcla de crudos dada.

El principal costo de la etapa de refinación es el crudo a procesar. El precio del crudo FOB de los petróleos nacionales es también un precio oficial. Se determina por tipo de crudo en función de los grados API que tiene el petróleo en origen. Con estos precios deben cubrirse en origen los costos de exploración y desarrollo, regalías, impuestos, costo del crudo entregado por contratistas, costo de transporte dentro del yacimiento y costo de las plantas de depuración y secado del crudo, separación de condensados y un margen de utilidad.

El crudo procesado tiene gravámenes que están fijados por metro cúbico de crudo refinado. Estos gravámenes o impuestos a la elaboración representan el 10% del precio FOB de los petróleo nacionales que se procesan en refinerías del país. Las Leyes 17574/67 y 19287/71 establecen como se compone el porcentaje mencionado que se distribuye. 5% a Chocón - Cerros Colorados y 5% para Grandes Obras Eléctricas. En el primer caso los beneficiarios son las empresas Agua y Energía Eléctrica, Hidronor y Yacyretá. En el segundo, Yacyretá, Salto Grande, Agua y Energía Eléctrica y la Comisión Mixta de Paraná Medio.

A los impuestos mencionados hay que agregar los nacionales, provinciales y municipales que gravan a las Sociedades Anónimas y del Estado.

3.2.2. La producción de los derivados

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

3.2.2.1. Los precios absolutos de los derivados

El análisis de los aspectos de la política de precios que se relacionan con la evolución de los precios absolutos de los derivados (*) se realizará considerando el valor unitario del producto compuesto, expresado en moneda constante de 1970, correspondiente a los precios finales y a los precios al productor a nivel de refinación (Valor Tampa) y comercialización (Valor de Retención) (**). En el Cuadro 3.2.2.1.1. y en el Gráfico 3.2.2.1.1. se consignan esos valores unitarios del producto compuesto y el precio oficial del petróleo de la Cuenca Neuquina.

(*) Se incluyen en el análisis los siguientes derivados: nafta común, nafta especial, gas oil, kerosene, diesel oil y fuel oil. En el caso de estos dos últimos solo se consideraron los precios de mercado.

(**) El precio final, el Valor Tampa y el Valor de Retención del producto compuesto se obtuvo como promedio ponderado de esos precios, utilizando los valores de venta como ponderadores.

CUADRO 3.2.2.1.1.

VALORES UNITARIOS DEL INSUMO PETROLERO A NIVEL INDUSTRIAL (REFINACION Y COMERCIALIZACION) Y CONSUMIDORES PARA EL PERIODO 1966-86 EN MONEDA CONSTANTE DE 1970 (EN PESOS DE 1970.m$n)

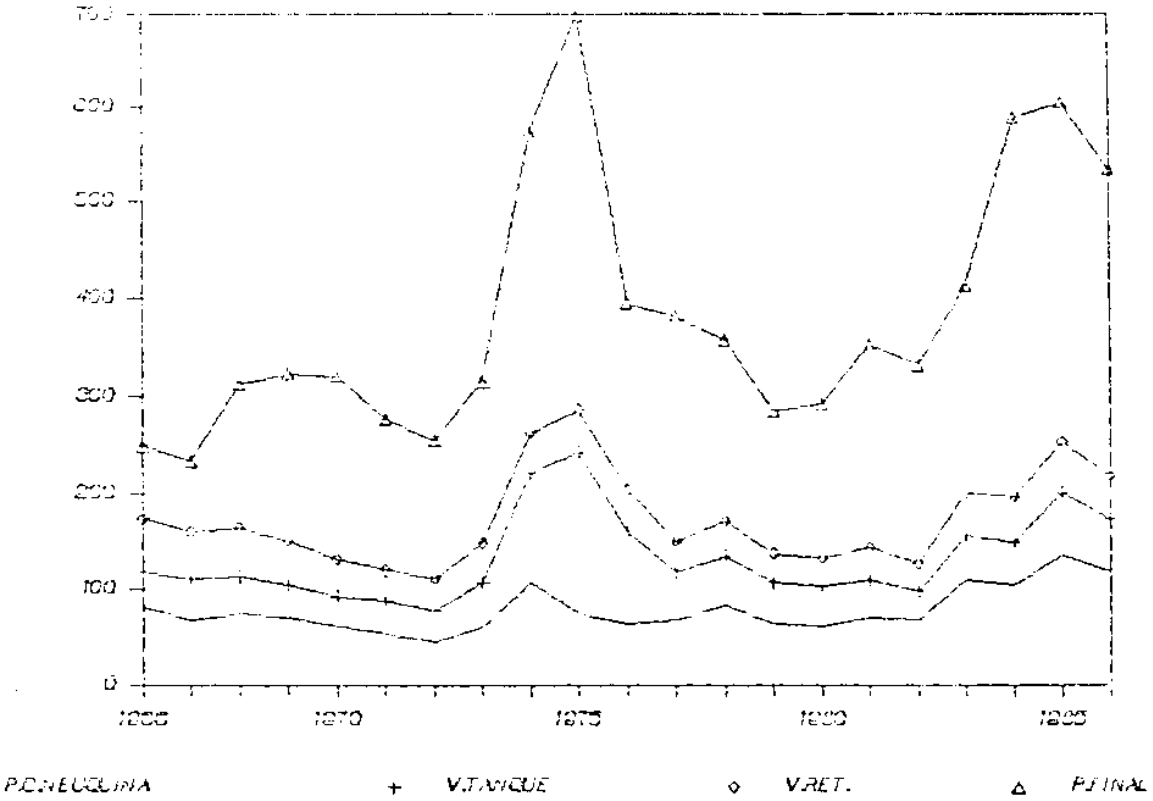
Años	Precio oficial del petróleo Cuenca Neuquina	Valor unitario de producto compuesto: Al refinador (Valor Tarque)	Valor unitario de producto compuesto: A nivel de comercialización (Valor de Retención)	Valor unitario de producto compuesto: A nivel de los usuarios
1966	81.42	117.92	174.41	249.43
1967	69.07	111.64	160.39	233.01
1968	75.64	113.33	164.50	311.62
1969	70.64	104.94	150.78	323.05
1970	62.10	93.07	131.95	319.61
1971	53.77	83.61	120.72	276.38
1972	46.00	77.88	111.60	254.03
1973	60.26	107.69	148.26	315.43
1974	187.05	229.91	281.85	574.29
1975	74.44	242.37	385.10	697.52
1976	74.26	153.69	194.61	395.40
1977	68.19	119.12	159.21	381.94
1978	83.76	104.72	171.06	307.61
1979	84.93	106.90	177.12	294.19
1980	81.20	103.57	133.39	291.60
1981	71.29	103.35	143.14	353.32
1982	68.06	98.30	127.31	331.04
1983	110.55	155.93	200.36	412.72
1984	104.79	149.51	196.55	538.71
1985	135.14	200.64	252.63	604.69
1986	117.93	173.95	218.20	533.60

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía y el INDEC

La apropiación de la renta

Un primer aspecto que se desprende con claridad en el Gráfico 3.2.2.1.1. se relaciona con la evolución del precio final de los derivados y de su comparación con el comportamiento del precio al productor a nivel de comercialización (Valor de Retención). Este aspecto se refiere a los cambios que se observan comparativamente con la apropiación de la renta petrolera en los diferentes subperíodos de gobierno.

[illegible]



– Precio del Petróleo en la Cuenca Neuquina
+ Valor unitario del producto compuesto a nivel de refinación (Valor Tanque)
◇ Valor unitario del producto compuesto a nivel de la comercialización (Valor de Retención)
△ Valor unitario del producto compuesto a nivel de los usuarios

Fuente: Elaboración propia a partir de información de la Secretaría de Energía y del INDEC

En efecto, la evolución del valor unitario del producto compuesto [illegible] las políticas de [illegible] 3/[illegible]-4/1983 y 3/[illegible]-10/1985) un [illegible] del [illegible] las políticas de [illegible] la [illegible] de los [illegible]

En consecuencia, si se toman los valores predominantes en esos períodos como punto de referencia puede afirmarse que durante los gobiernos militares hubo comparativamente una transferencia de la renta petrolera a los usuarios de los derivados e indirectamente a la comunidad en su conjunto. Sin embargo, la magnitud de esa transferencia a cada grupo social depende por supuesto del comportamiento relativo de los precios de los diferentes derivados. En tal sentido, en ambos períodos militares los principales beneficiarios fueron los propietarios de los medios de transporte individual (*).

Si se considera la evolución del valor unitario del producto compuesto a nivel de la comercialización (Valor de Retención) se observa que, siempre en forma comparativa, en los períodos de gobierno civil esa renta es apropiada por el Estado Nacional, principalmente a través del Tesoro, por medio del gravamen de los combustibles. Sin embargo, teniendo en cuenta las políticas socioeconómicas propuestas y/o aplicadas, el destino de esa renta es significativamente diferente en un caso y en otro.

Aún cuando el impacto de estos cambios en la apropiación de la renta sobre la distribución del ingreso entre los diferentes grupos sociales depende el comportamiento de los precios relativos de los derivados, la evaluación del efecto final solo podrá realizarse conociendo la influencia que las variaciones del impuesto a los combustibles ha tenido sobre la magnitud de los recursos fiscales y por tanto sobre el nivel y la composición del gasto público. Pero, una evaluación de este tipo se encuentra fuera de los límites del presente trabajo. Sin embargo del análisis de las propuestas de política socioeconómica que se pretendieron implementar y de las políticas efectivamente aplicadas parecen indicar que las diferencias de captación de la renta petrolera entre los dos períodos de gobierno militar y el período de gobierno civil 1973-75 se tradujeron en una mayor equidad social en este último lapso.

En el Cuadro 3.2.2.1.2. se muestran la participación del impuesto a los combustibles y los montos del gasto público aplicados a finalidades que tienen significación para el análisis aquí planteado.

(*) En ambos subperíodos las naftas tuvieron precios comparativamente mucho menores que el gas oil y el resto de los derivados. Incluso, en el período 1976-83 el precio del gas oil fue en promedio mayor que en el período 1973-75.

[illegible]

Año	Participación del Ingreso en los Presupuestos Corrientes Tributario %	Gastos principales del Gobierno Central (en millones de Bs. de 1971) Administración Interna	Salud y Educación	Defensa y Seguridad
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1973	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1.128
1975	4.0	[illegible]	[illegible]	1.477

[illegible] Por otra parte la captación de la renta petrolera por parte del Estado Nacional tiene un sentido diferente en los dos gobiernos [illegible] pretendió que el Estado, junto con las empresas de capital nacional, tuviera un rol decisivo en el proceso de [illegible] (5). En consecuencia, para que proyecto resultaba vital que el Estado capture excedentes sociales como el que representa la renta petrolera. Esto es especialmente válido para los años 1973-74; en el año 1975 el aumento en los precios de venta de los derivados y especialmente del gravamen está más motivado por el notable incremento del déficit fiscal causado principalmente por el deterioro de los ingresos impositivos a causa de la notable ralentización de la inflación.

(5) Véase la sección 2.1. de la parte I.

En cambio en el período que se inicia a fines de 1980 el Gobierno se ve compelido a captar ese mismo excedente debido a la carga que le impone al presupuesto público la transferencia de recursos al exterior a causa de los intereses de la deuda externa (*). Las dificultades de la economía argentina, originadas en los servicios de la deuda comienzan a manifestarse en 1981 y se agravan en forma considerable a partir de 1984. Esto coincide notablemente con la evolución del gravamen sobre los derivados del petróleo. En efecto si se toma el período 1979-80 como base, el nivel unitario del gravamen es en términos reales un 37% superior en el período 1981-83 y un 131% mayor en el período 1984-86. Por otra parte la elevación del valor unitario del producto compuesto se produjo no solo por esta necesidad de captar una mayor porción de la renta por parte del Tesoro Nacional sino también debido al incremento de los precios pagados a las empresas privadas contratistas como consecuencia de las renegociaciones de 1983-84 y al aumento en los márgenes de refinación y comercialización que también beneficia a las refinadoras privadas. En consecuencia, a diferencia del período 1973-75 la porción de la renta que había de transferirse a los usuarios (comparativamente con los períodos de gobierno militar) es apropiada en parte por los contratistas privados que actúan en la producción de petróleo, por las empresas privadas que refinan y comercializan los derivados (**) y por el gobierno con la finalidad de hacer frente a la carga que supone el pago de los servicios de la deuda.

Los márgenes de refinación y comercialización y el financiamiento de YPF

Otros aspectos que se desprenden del gráfico 3.2.2.1.1. son los que se relacionan con la evolución de los márgenes de refinación y de comercialización y con el financiamiento de la empresa petrolera estatal. Los indicadores que permiten analizar la evolución del margen de refinación, por una parte el valor unitario del producto compuesto a nivel de la refinación (valor tanque del producto compuesto) y por otra, el precio oficial del petróleo de la Cuenca Neuquina.

A este respecto deben plantearse dos observaciones. En primer lugar, el hecho que se considere únicamente el precio de solo uno de los tipos de petróleo que se asignan en la "masa de crudos" y de que dentro del producto compuesto se considere solo una parte de los derivados, hacen que el cálculo del margen de refinación sea tan solo aproximado. Sin embargo, la diferencia entre los indicadores mencionados constituye

---

(*) Debe recordarse que en 1982, a través de diversos mecanismos las autoridades económicas del gobierno militar estatizaron una gran parte de la deuda externa del sector privado sobre cuya legitimidad existen serias dudas (véase la sección 2.1. de la parte I).

(**) Ver cuadro 3.2.2.1.3.

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

(*) Dado [illegible] que posee YPF integra verticalmente las etapas de producción de petróleo y las correspondientes a refinación y comercialización de los derivados, en consecuencia los precios de los derivados a nivel de la comercialización son los que determinan los ingresos efectivos de la empresa.

(**) Estos dos precios afectan a YPF en la parte de la actividad petrolera que realizan las empresas privadas.

CUADRO 3.2.2.1.3.

VALORES MEDIOS DE LOS INDICADORES REFERIDOS A LOS PRECIOS DE VENTA DE LOS DERIVADOS, LOS IMPUESTOS, LOS MARGENES DE REFINACION Y COMERCIALIZACION EN LOS DIFERENTES PERIODOS DE GOBIERNO ENTRE 1966 Y 1986.

(en $ de 1970/m^3)

PERIODO	PMC (1)	POP (2)	MR (3)	MC (4)	VUC (2)+(3)+(4)	IMC	PVPC
1967-72	(*)	62,87	35,46	41,68	140,01	140,30	286,31
1973-75	(*)	80,76	(**)	41,41	231,74	297,34	529,08
1977-82	49,43	69,74	42,16	31,89	143,80	189,48	333,28
1983-86	117,52	117,10	52,90	46,93	216,93	318,00	534,93

PMC: Precio medio pagado a contratistas
POP: Precio oficial del petróleo de la Cuenca Neuquina
MR: Margen de refinación (= Valor unitario de producto compuesto a nivel de refinación - POP)
MC: Margen de comercialización (= Valor unitario del producto compuesto a nivel de comercialización - Valor unitario del producto compuesto a nivel de comercialización)
VUC: Valor unitario del producto compuesto a nivel de comercialización
IMC: Valor unitario del impuesto sobre los combustibles
PVPC: Valor unitario del producto compuesto a nivel de venta a los usuarios

(*) Sin información. Sin embargo el precio en dólares en los contratos de explotación existentes antes de 1977 tenía en 1982 un nivel semejante al promedio correspondiente al conjunto de los contratos.

(**) El indicador carece de sentido en este período a causa de que las empresas privadas refinaron por cuenta de YPF.

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía e YPF.

[illegible]

[illegible]

[illegible]

Tal como se verá a continuación YPF fue quien menos se benefició con esa política.

(*) Este régimen rigió entre 2/8/74 y 31/12/76.

(**) Informe de la Comisión Asesora (Boletín Oficial 6/8/77).

(***) Decreto 1536/77. Sin embargo no se dieron a conocer oficialmente todos los elementos que se tuvieron en cuenta para arribar a esas normas de indemnización.

(****) Tal como se ha dicho se observa durante el gobierno que se inicia a fines de 1983 una notable continuidad de la política de precios aplicada al petróleo y sus derivados que se integra con el Decreto Sobre Política de Energía del gobierno militar.

A fin de complementar el análisis anterior es necesario ampliar el conjunto de indicadores considerados incluyendo la evolución del precio medio pagado a los contratistas en la producción del petróleo pero, al mismo tiempo centrando la atención sobre las variaciones del valor unitario del producto compuesto a nivel de la comercialización (Valor de Retención del producto compuesto, VUC en el Cuadro 3.2.2.1.3.). De este modo es posible diferenciar claramente cuatro situaciones que corresponden aproximadamente a los períodos de gobierno que tuvieron lugar en el lapso considerado.

La primera de ellas corresponde al período 1966-72 donde se observa una caída continuada del valor unitario del producto compuesto a nivel de la comercialización, acompañado en su tendencia por el valor unitario de ese producto a nivel de la refinación y por los precios oficiales del petróleo. Entre 1967 y 1969, período en que tuvieron vigencia plena las propuestas de política socioeconómica y energética del gobierno militar, esos indicadores disminuyeron en la misma proporción (*). En consecuencia, no se modificaron substancialmente los márgenes conjuntos de refinación y comercialización y, por tanto, la situación de las refinadoras privadas. En cambio, para YPF ese comportamiento de los precios significó un grave perjuicio puesto que, al integrar todas las etapas de producción y procesamiento de petróleo, vio reducidos sus ingresos tanto por la disminución de los precios que recibía por los derivados como por la caída de los correspondientes al petróleo que entregaba a las refinadoras privadas. Al mismo tiempo se incrementó en ese período el nivel del valor del producto compuesto al nivel de venta de los usuarios, con relación al nivel de 1966 (**).

Este comportamiento de los precios finales de venta es compatible con la función asignada al Estado dentro de la propuesta de política socioeconómica en el sentido de realizar las obras de infraestructura complementarias a las inversiones del capital multinacional. En este caso específico se trata de captar fondos destinados principalmente a mejorar y expandir la red pavimentada de caminos complementaria de la expansión del mercado automotriz que se alienta a través de otras medidas. Entre 1970 y 1972 todos esos indicadores caen simultáneamente en términos de moneda constante, incluyendo los precios finales de venta como consecuencia de las características que asume la coyuntura a nivel político y socioeconómico. Esto, además de las consecuencias ya comentadas sobre la apropiación de la renta perjudica especialmente la situación económico-financiera de YPF por las razones ya apuntadas.

(*) Si se toman como base los niveles de 1966 los tres indicadores disminuyeron en alrededor del 13%.

(**) Especialmente debido al incremento de las naftas; el precio del gas oil permaneció aproximadamente constante en términos reales.

[illegible]

[illegible]

Al mismo tiempo se amplió el margen a la actividad de producción de petróleo a nuevos contratistas privados de [illegible] nacional, atractivos precios cuyo nivel real fue mantenido durante todo el período, previo a la reprivatización.

Claro está que la caída paralela en los precios de los derivados a nivel de productores y de los precios oficiales del petróleo entre 1978 y 1989 fue subsidiada por las requisitos de la política anti inflacionaria. Como en los hechos esto significó una desarticulación económica y financiera de YPF que luego se utilizó como argumento para una mayor participación privada en el negocio petrolero.

---

(8) Podría argumentarse que este incremento en las inversiones de YPF no se condice con la caída de producción que se observa en ese período. Sin embargo, tal como es sabido, los efectos de las inversiones en esta actividad son un cierto desfasaje temporal de al menos dos o tres años. Debe recordarse a este respecto que en 1977 la producción de YPF se ubicó por encima del nivel de 1976.

La cuarta situación que se destaca es la correspondiente al período 1983-86. En este caso, el incremento de los valores unitarios del producto compuesto a nivel de comercialización fue por una parte el resultado del aumento en los márgenes de refinación y comercialización y por otra una consecuencia del notable incremento de los precios pagados a los contratistas privados.

En consecuencia, la política implementada con relación a los precios al productor de los derivados y a los precios del petróleo significaron en esencia una cuantiosa transferencia de renta a los agentes privados de la cadena petrolera sin mejorar la situación de la empresa petrolera estatal.

El análisis de estas cuatro situaciones corroboran lo ya expresado con referencia a la apropiación de la renta y con relación a los efectos que las políticas de precios implementadas tuvieron sobre el financiamiento de YPF.

Observaciones finales sobre la evolución de los precios absolutos

Del análisis realizado sobre la evolución de los precios absolutos de los derivados a nivel de productor y a nivel de los usuarios comparada con los precios fijados para los eslabones de producción de petróleo se destacan las siguientes conclusiones:

a) En términos comparativos con los períodos de gobierno civil los precios reales de venta del derivado compuesto fueron significativamente mas bajos en los períodos de gobierno militar (1966-72 y 1976-82). En este sentido puede decirse que en estos lapsos hubo una transferencia de la renta a los usuarios, en especial a los grupos sociales que utilizan medios de transporte individual. Por otra parte el comportamiento de los precios al productor y del petróleo crudo implican un serio deterioro de la situación económico-financiera de YPF.

b) En el período 1973-75 esa renta es apropiada por el Estado a través del impuesto a los combustibles lo que, dado el nivel de la participación de ese impuesto en los ingresos tributarios y la composición del gasto público, además de los precios relativos de los derivados, implicó una mayor equidad social. Además, este fue el único período en que existió una clara política de precios compatible con los costos de largo plazo de YPF. Sin embargo la corta duración de la vigencia de esta política hizo que sus efectos fueran efímeros.

c) Aunque en los dos períodos de gobierno militar el margen global de refinación y comercialización tuvo aproximadamente el mismo nivel, en el lapso 1977-82 la política de precios favoreció relativamente más a las empresas refinadoras privadas.

3.2.2.2. Los costos de refinación y comercialización

Al igual que en el caso de las actividades de producción de petróleo, no existen para los eslabones de refinación y comercialización datos oficiales o información suficientemente confiable sobre costos para todo el período considerado. Por tanto no fue posible determinar la evolución del nivel de excedente o de la porción de renta apropiada en estas etapas.

Sin embargo, teniendo en cuenta que los precios a nivel de productor para los derivados sujetos a gravamen se fijan oficialmente de manera uniforme para YPF y las refinadoras privadas, resulta interesante realizar algunas comparaciones de los costos de refinación y comercialización de YPF con los de las empresas privadas a fin de apreciar la magnitud de las diferencias en lo que se refiere a la eficiencia productiva o al margen de excedente.

Para este análisis se consideran únicamente los derivados sujetos a gravamen: Nafta Común, Nafta especial, Gas oil, Kerosene, Diesel oil y Fuel oil. Dado que los derivados se obtienen mediante un proceso de producción conjunta, la apropiación de costos en la etapa de refinación siempre tiene cierto grado de arbitrariedad, lo que limita de alguna forma las posibilidades de comparación.

Los costos de la etapa de refinación están integrados por los costos del crudo a elaborar, los costos de transporte del petróleo hasta las refinerías, el gravamen para Grandes Obras Hidroeléctricas y los costos de refinación.

Los costos de comercialización de los derivados están integrados por los costos de transporte de los derivados a las plantas de despacho y distribución, los costos de operación de estas plantas y los gastos generales de comercialización.

Por otra parte, los márgenes de las estaciones de servicio son fijados oficialmente para cada uno de los productores sujetos (bonificación a expendedores).

En el cuadro 3.2.2.2.1 se comparan estimaciones de los mencionados costos en el costo en el caso de YPF y Shell para el año 1984, en dólares corrientes por barril.

[illegible]

[illegible]	Costos por [illegible]	
	YPF S.A. Dic 1993 (4)	Shell Dic 1993 (5)
Valor del petróleo	19.3	19.7
Impuestos	1.1	2.7
Refinación y comercialización (1)	5.8	4.7
Transporte de petróleo y derivados	2.1	1.9
Costo unitario de los derivados [illegible]	18.9	13.0

(1) Costos unitarios de [illegible] propios
(2) Incluye [illegible]
(3) [illegible]
(4) Tipo de cambio [illegible] Dólares
(5) Tipo de cambio [illegible] Dólares

Fuente: Elaboración propia en base a información [illegible] "El libro abierto de Shell" (Ea. Ar. Julio 1994) y datos presupuestarios de YPF año 1994.

Tal como puede observarse, los niveles de costos totales unitarios son muy [illegible] para las dos empresas. Respecto de los impuestos no aparecen explicaciones que permitan justificar las diferencias que se observan entre Shell e YPF. Pero si se tiene en cuenta que el gravamen a la Elaboración del Crudo es un 10% del valor del crudo procesado quedan aproximadamente 60 centavos de dólar por barril por explicar.

La diferencia que se observa con respecto al valor del petróleo procesado es debida a la distinta composición del tipo de crudo procesado de acuerdo con la asignación en la zona de crudos y su valorización a los precios oficiales.

Las diferencias en los costos de refinación y comercialización y de transporte pueden ser asociadas a las diferencias entre las dos empresas en lo que se refiere a la disposición de plantas de refinación y despacho. Debe recordarse que YPF abastece un mercado menos disperso, lo que implica un costo unitario de transporte y de operación

de las plantas de despacho necesariamente mayor (*).

De cualquier modo, las estimaciones indicadas en el cuadro 3.2.2.2.1 permiten afirmar que, si en el caso de YPF se toman los precios oficiales del crudo como precios efectivos de transferencia, el margen unitario de excedente de la empresa estatal y de las empresas privadas mayores (Shell y Esso) en las actividades de refinación y comercialización tienen una magnitud semejante.

De esta forma, podría afirmarse que cualquier alteración de la diferencia absoluta entre los precios al productor de los derivados a nivel de la comercialización y los precios oficiales medios del crudo, dentro de ciertos límites, afectan de manera semejante a YPF y a las empresas privadas mayores que operan en las etapas de Refinación y comercialización.

Pero, la declinación de los niveles reales de los precios al productor de los derivados al nivel de comercialización (Valores de Retención) en la medida que vaya acompañada por una caída en los precios del crudo de modo tal que la diferencia absoluta se mantenga constante en términos reales perjudica únicamente a YPF ya que integra las etapas anteriores de producción de petróleo. Esto es lo que ocurrió en los períodos 1970-72 y 1976-82 si se los comparan con el período 1973-75.

Por otra parte, todo incremento en el nivel de los mencionados precios al productor que impliquen un incremento real de la diferencia absoluta con los precios oficiales del crudo tiende a beneficiar relativamente más a las empresas refinadoras privadas, tal como ocurrió en el período 1983-86 (**).

3.2.2.3. La evolución de los precios relativos

El análisis de la evolución de los precios relativos de los diferentes derivados permite poner en evidencia otros aspectos de la política de precios, relacionándolos con el impacto de la misma sobre los diferentes grupos de consumidores, sobre la sustitución entre fuentes y sobre el sistema de abastecimiento en la etapa de refinación.

(*) En el caso de YPF los costos correspondientes a 6 destilerías, 22 plantas de despacho y 8 depósitos y sub-depósitos. En consecuencia, la mayor dispersión y el más elevado grado de complejidad constituyen el origen de esas diferencias en los costos unitarios.

(**) Muy recientemente las Resoluciones 39 (12/2/88) y 50 (25/2/88) de la Secretaría de Energía pretendiendo mejorar la situación de YPF dispusieron incrementos en los precios al productor y en los precios oficiales del crudo que tuvieron una vez más la característica señalada.

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

AÑOS	NAFTA CONSUM	NAFTA REFINAL	GAS OIL	KEROSENE	DIESEL OIL	FUEL OIL	DIESEL OIL MARINAS	FUEL OIL MARINAS
1974	172.67	172.31	185.26	151.24	193.84	115.32	145.38	127.73
1975	235.33	234.44	115.58	134.67	83.95	103.17	103.67	93.25
1976	121.93	123.84	172.76	182.33	186.73	183.32	145.38	126.46
1977	118.35	121.25	145.32	155.23	123.07	171.10	123.74	135.27
1978	101.33	107.72	167.97	199.54	142.27	212.34	155.91	183.27
1979	79.91	84.75	144.55	174.19	112.49	159.30	141.38	158.19
1980	73.73	85.85	140.82	158.21	198.23	152.37	141.52	158.34
1981	94.23	101.82	173.82	182.61	113.34	156.37	155.15	181.99
1983	121.58	119.75	183.66	203.83	120.30	236.45	324.54	367.34
1984	130.06	174.65	181.34	189.62	167.62	298.95	351.53	371.67
1985	186.25	193.13	218.52	223.83	201.47	389.37	367.32	448.54
1986	198.09	181.15	211.21	207.97	134.15	313.27	352.19	313.19

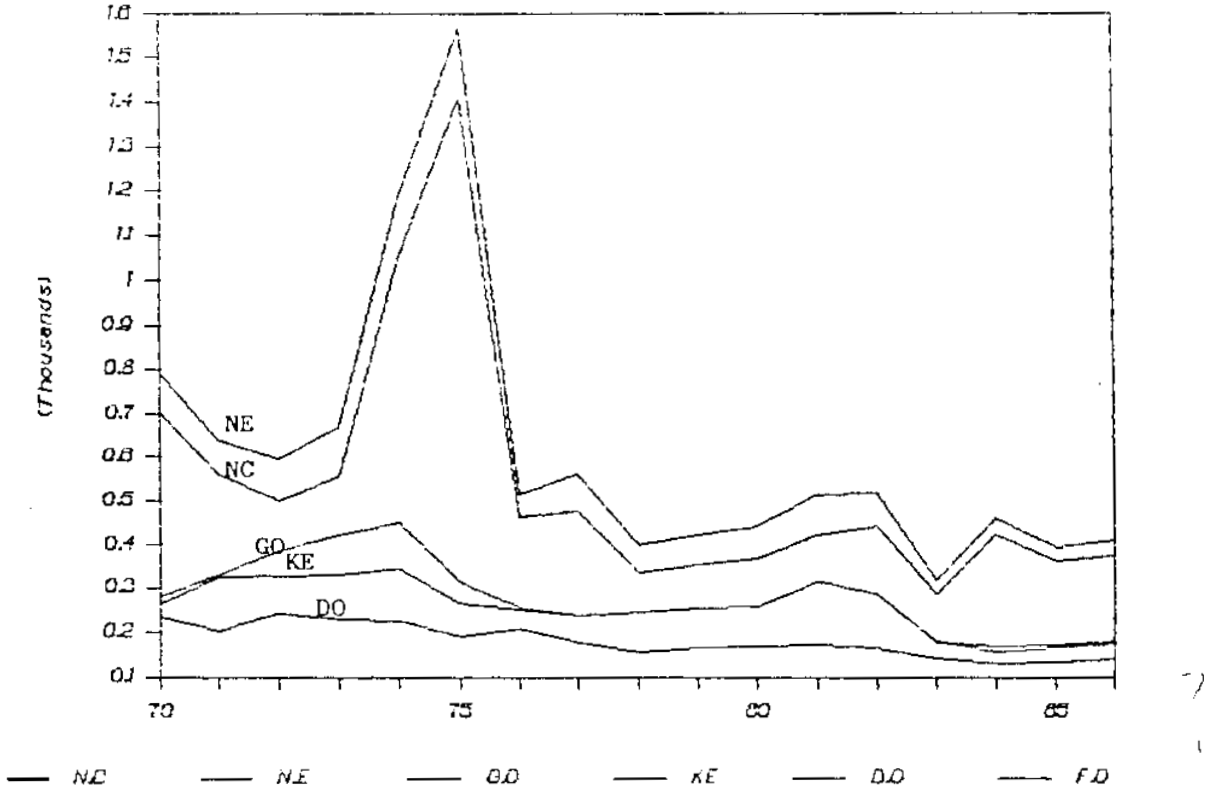
Elaborado: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía o [illegible].

Los precios finales de las naftas son los que presentan, en términos reales, un comportamiento más oscilante. Los precios del gas oil y el kerosene tienen variaciones comparativamente menos bruscas. Esto implica que los cambios en los precios relativos entre las naftas y los productos intermedios son muy marcados de un período a otro. En el caso del fuel oil aunque el precio presenta también algunas oscilaciones, existe un cambio muy marcado de su comportamiento entre el período 1970-75 y el período 1976-1986. En este último lapso se observa una tendencia claramente creciente (Cuadro 3.2.2.3.1).

En el período 1970-72, las naftas muestran una marcada declinación (*), el gas oil y el kerosene un significativo incremento y el fuel oil y diesel oil un comportamiento relativamente estable. De este modo, el precio relativo de la nafta especial respecto del gas oil pasa de 2,3 en 1970 a 1,5 en 1972, en ese mismo lapso, la relación entre los precios de la nafta especial y el kerosene pasa de 3 a 1,8; por último, el precio relativo de la nafta especial respecto del fuel oil de mercado pasa de 7,9 a 5,9.

GRAFICO Nº 3.2.2.3.1

EVOLUCION DE LOS PRECIOS RELATIVOS DE LOS DERIVADOS DEL PETROLEO
(Precio del fuel oil = 100)



N.E.: nafta especial; N.C.: nafta común; G.O.: gas oil; KE: kerosene; D.O. diesel oil mercado.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

---

(*) En términos reales el precio de la nafta super en 1972 representaba sólo el 66% del nivel de 1969.

[illegible]

En el período 1970-75 [illegible] precios relativos de derivados [illegible] 1970 a 1975 los precios relativos de la nafta especial [illegible] 1,6 a 4,0 de 1,8 a [illegible] y de 0,3 a 10,0 respectivamente. Dentro del propósito formulado [illegible] política expresa de utilizar los precios relativos de los bienes y servicios producidos por el sector público [illegible] nacional para mejorar la distribución del ingreso [illegible].

[illegible]

[illegible]

PERIODO	NAFTA COMUN	NAFTA ESPECIAL	GAS OIL	KEROSENE	DIESEL OIL	FUEL OIL	DIESEL OIL MARINA	FUEL OIL MARINA
1970-72	341,85	392,80	192,87	177,92	132,84	58,22	74,36	41,15
1973-75	625,41	703,26	250,00	195,89	136,36	62,30	97,05	50,12
1976-12	944,00	483,30	255,75	273,2	169,49	98,56	198,60	74,60
1980-83	854,59	715,38	318,59	343,02	246,80	127,81	242,89	130,28

* Se toma la periodización más compatible con los períodos de gobierno. El año 1980 se incluye en el último período, a pesar de pertenecer en su mayor parte al gobierno militar del "Proceso de Reorganización Nacional", debido a que en ese año se inaugura una política que será luego continuada y profundizada al actual gobierno.

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía.

(*) Tal como se ha dicho a partir de fines de 1976 y especialmente a partir de 1977 el gobierno militar pasó un período en el poder [illegible] permanecía en el nivel [illegible] a los reclamos de los diferentes grupos sociales. Sin embargo no existió una intención declarada de modificar los precios relativos como ocurrió en el período 1967-70. Tampoco existió dentro de la política energética propósitos de los que se derivan estas variaciones en los precios relativos de los derivados del petróleo.

(**) Finalmente, en el discurso del Ministro de Economía se expresa claramente el objetivo de que con relación a los bienes y servicios públicos se eliminen los subsidios a los sectores no [illegible] y la modificación de precios diferenciados para compatibilizar [illegible].

En el período 1976-81, se verifica una política de precios relativos consistente a la correspondiente al período 1974-76. Tal como se observa en el Gráfico 3.2.2.3.1, los niveles de los precios de las naftas vuelven a ubicarse comparativamente más cercanos a los del gas oil, el kerosene, el diesel oil y el fuel oil. Sin embargo, las diferencias entre estos precios y aquellos [illegible] son considerables. En efecto, los precios de las naftas en términos de moneda constante caen drásticamente entre 1975 y 1979 hasta llegar en este último año a un nivel que constituye sólo el 42% del correspondiente a 1975. Mientras que en este mismo período se ve un incremento del 12% en el precio real del gas oil y del 44% en el fuel oil (ver Cuadro 3.2.2.3.2). De esta forma las relaciones relativas de la nafta especial con relación al gas oil, kerosene y fuel oil cambian sustancialmente desde el fin del gobierno civil peronista. Así si se toman como puntos de referencia los años 1975 y 1980, la relación (precio nafta especial/precio gas oil) pasa de 4,4 a 1,9; la relación (precio nafta especial/kerosene) pasa de 3,4 a 1,7 y la relación (precio nafta especial/precio del mercado del fuel oil) de 15,6 a 3,2. Estos cambios se deben a la notable caída en los precios reales de las naftas respecto del nivel de 1975 y al significativo incremento en los niveles reales de todos los demás derivados (*).

El sentido del impacto de estos cambios en los precios relativos en regímenes de consumidores individuales es el último. Durante el período del gobierno civil que se inicia a fines de 1973 el cambio de los cambios en los precios relativos tiende a contrarrestar parcialmente con la mayor intensidad de los consumos. Entre 1975 y 1979 las relaciones mencionadas en el párrafo anterior pasan de 1,9 a 1,7 para el gas oil, de 1,7 a 2,3 para el kerosene y de 3,2 a 4,6 para el fuel oil de mercado. Pero, en este caso, existe un incremento real promedio de 60% respecto del nivel medio de 1974-76. En este marco, aún cuando las variaciones en los precios relativos son favorables a una redistribución progresiva en el ingreso, el notable incremento en los niveles absolutos tiende a perjudicar relativamente más a los grupos sociales de ingresos medio-bajos y bajos.

En suma, el impacto de los precios relativos de los derivados del petróleo sobre la distribución social del ingreso tiene en los diferentes subperíodos un comportamiento consistente al descripto anteriormente con relación a la apropiación de la renta petrolera.

Para completar este análisis acerca de los efectos de los niveles relativos de los precios finales de los derivados del petróleo, resta hacer algunas consideraciones respecto de la sustitución entre fuentes. Este análisis será limitado por el hecho de que las sustituciones implican la necesidad de tomar en cuenta los precios de otras fuentes además de los correspondientes a los derivados del petróleo que por el momento constituyen el objeto del trabajo.

(*) Si se toman como base los niveles de 1975, los precios reales de las naftas en 1980 representaban sólo un 38,5% de los correspondientes a aquel año, en cambio el precio real del gas oil era un 50% superior al de 1975 (Ver Cuadro 3.2.2.3.1 y 3.2.2.3.2).

(**) Las consideraciones referidas a los efectos sobre la sustitución entre fuentes, que se relacionan parcialmente con ese impacto, se presentarán a continuación.

(*) En el período 1975-1981 se intensifica el [illegible] de la utilización de derivados de petróleo por energía hidroeléctrica en la generación eléctrica para consumo de la región. [illegible] de las aprovechamientos hidroeléctricos de Chixoy y Chicaj. En el período posterior tiene especial relevancia la puesta en marcha del gas natural [illegible] en la generación térmica de electricidad en los [illegible] en la industria y [illegible]. Véase cuadros 2.1.3.6 a 2.1.3.9.

(**) En este período se inician también las inversiones tendientes a reconvertir los combustibles pesados (fuel oil), que estaban siendo sustituidos en los consumos industriales y en la generación eléctrica, en derivados más livianos. Pero esas inversiones solo comenzarán a tener efectos más allá de 1990.

(***) Véase gráficos 2.1.3.1 a 2.1.3.4 y los cuadros 2.1.3.6 a 2.1.3.9

(****) Sin embargo en el período 1978-1981 el consumo de la leña [illegible] se incrementó a una tasa (4.8% anual) significativamente superior al 1% que el [illegible] (3.1% anual).

d. El consumo de los derivados nobles, y específicamente el del fuel oil, [illegible] a partir de 1976 (*) [illegible] la política de [illegible] en la generación eléctrica (por Hidro, Nuclear y Gas natural) como en la industria (gas natural) [illegible] a crecientes volúmenes de importación de esos derivados al menos hasta 1986.

De las evoluciones de consumos y por los finales de los derivados surgen algunas contradicciones.

En primer lugar, la política de precios [illegible] en el período 1976-78 parece colisionar con las características que se plantean de acuerdo con la política energética. En efecto, se incrementa relativamente el precio de los derivados que [illegible] más difícilmente sustituibles (transporte) y especialmente en los casos que presentan una relativa contracíclicidad interna de precio [illegible] más desequilibrada [illegible] la estructura de refinación y el tipo de crudo disponible. La reducción del consumo de las naftas [illegible] la sustitución de los derivados pesados hacia la [illegible] de la cantidad de petróleo a ser procesado. [illegible] en la [illegible] entre las naftas y el [illegible] incrementar el [illegible] en el transporte [illegible].

Sin embargo, esta argumentación [illegible] dos hechos importantes: por una parte, la industria automotriz nacional no está en condiciones de dar respuesta a una demanda masiva de motores diesel y, por otra que la diferencia de precios entre uno y otro tipo de motores es aún en la actualidad muy significativa como para que esa sustitución se produzca en vehículos con bajo recorrido anual promedio.

En segundo lugar, la drástica reducción en los precios de las naftas a partir de 1976 obliga a un esfuerzo de exploración y explotación de petróleo a pesar de la sustitución de fuel oil que se profundiza en la industria y la generación eléctrica. De este modo, el objetivo de autoabastecimiento y el empeoramiento de la situación financiera de YPF son argumentos que se utilizan para incrementar la participación de los contratistas privados. En consecuencia, frente a la lenta maduración de los proyectos de reconversión de las destilerías de mayor conversión de YPF (La Plata y Luján de Cuyo) para obtener derivados más livianos a partir del fuel oil, las cantidades excedentes de este último derivado deben mal venderse en el mercado internacional dada la participación muy marginal de Argentina en ese mercado.

(*) Este objetivo está claramente señalado dentro de la política energética propuesta por el gobierno peronista "[illegible] concentrará el esfuerzo para compensar la declinación de la producción petrolífera, en aumentar la oferta de gas natural, con la finalidad de sustituir el consumo de fuel oil" (discurso del Ministro de Economía, mayo de 1973).

(**) Aún cuando la elasticidad precio de estos derivados es baja la caída del consumo en 1974 y 1975 fue significativa.

[illegible]

En primer lugar [illegible] de la evolución de los precios relativos de los [illegible] en los dos períodos [illegible]

a) Durante los períodos de gobiernos militares (1973-74 y 1976-80), se [illegible] relativos que tendieron a [illegible] los precios relativos [illegible] de política civil, [illegible] desde el punto de vista [illegible] niveles comparativamente [illegible] del petróleo y [illegible] final de los hidrocarburos [illegible] implicaron una transferencia de la renta petrolera a los propietarios de los hidrocarburos.

b) Entre los dos gobiernos civiles, la política de precios finales durante el gobierno peronista resultó comparativamente más compatible con una mayor equidad social que en el gobierno radical.

c) Respecto al objetivo de autoabastecimiento de petróleo planteado dentro de la política energética durante los períodos de gobiernos militares implicó, frente a la política de precios que se implementó, un mayor esfuerzo de exploración y explotación. En efecto, los comparativamente bajos niveles de precios (véase cuadro 3.2.2.3.2) no favorecieron la conservación de petróleos. Por otra parte, el fuerte incremento en el precio relativo del fuel oil a partir de 1978 que resultó compatible con la política de sustitución de este derivado implementada dentro del abastecimiento no tuvo efectos muy significativos sobre la cantidad de petróleo a ser procesado debido a los precios relativamente bajos fijados para las naftas. De este modo, lo [illegible] que se consiguió con esta política [illegible] fue que el nivel del precio [illegible] a la demanda [illegible] de las naftas y el gas oil mientras que el fuel oil [illegible] en el mercado interno.

(*) Véase anexo 2.1

(**) Los precios de las naftas en los años 1979-1980, [illegible] a los más bajos de [illegible] el período 1977-1980, debido a la decisión [illegible] de los precios internacionales del crudo en [illegible].

d) En el período 1973-1980 se produjo un incremento [illegible] en el objetivo de conservación de petróleo, explícitamente formulado dentro de la política energética. Para ello se elevaron notablemente el precio relativo de las naftas y, en menor medida, los de los derivados intermedios, al mismo tiempo que se elevó el precio relativo de los derivados pesados respecto del correspondiente al gas natural.

e) En el período 1983-86 se produjo un incremento muy grande en el nivel real absoluto de los precios de todos los derivados de modo tal que, frente al deterioro en los ingresos de los grupos de ingresos medios y bajos, indujo directa o indirectamente un estancamiento o la declinación del consumo de derivados. Por otra parte se profundizó la política de incrementar el precio relativo de los derivados pesados tanto con relación al precio de los restantes derivados (véase gráfico 3.2.2.3.1) y con respecto al precio del gas natural. Con relación al efecto de este cambio en los precios relativos sobre los requerimientos de petróleo a ser procesado puede reiterarse lo dicho en el punto d).

3.2.2.4. Cambios en la estructura de los precios finales

El último de los tres aspectos pertinentes que resta considerar es el que se refiere a la evolución relativa de los precios al productor, fijados a nivel de comercialización (Valores de Retención) y a nivel de la refinación (Valores Tanque). El comportamiento de estos precios será examinado brevemente observando la evolución de los componentes del precio final de los diferentes derivados.

En los gráficos 3.2.2.4.1 a 3.2.2.4.6 se presenta la estructura relativa de las componentes del precio final de la nafta común, nafta especial, gas oil, diesel oil, kerosene y fuel oil para algunos años de corte dentro del período 1970-86. En esas estructuras se consignan el precio al productor a nivel de la refinación (Valor Tanque), el margen de comercialización (Valor de Comercialización) y el Gravamen a los combustibles (*).

Ante todo, de los mencionados gráficos se desprende que el porcentaje de impuestos es substancialmente mayor en el caso de las naftas que en el caso de los derivados intermedios y los pesados. A su vez el correspondiente a estos últimos es en general menor que el correspondiente a los intermedios, salvo en el período 1983-1986. En consecuencia, los precios percibidos por el productor (Valor de Retención, Valor Tanque) por los distintos tipos de derivados difieren entre sí en menor medida que los correspondientes precios finales. Por otra parte, los Valores de Comercialización también decrecen al pasar de los más livianos a los más pesados.

(*) Debe recordarse que Valor Tanque + Valor de Comercialización = Valor de Retención, precio al productor a nivel de comercialización y que Valor de Retención + Gravamen = Precio Final.

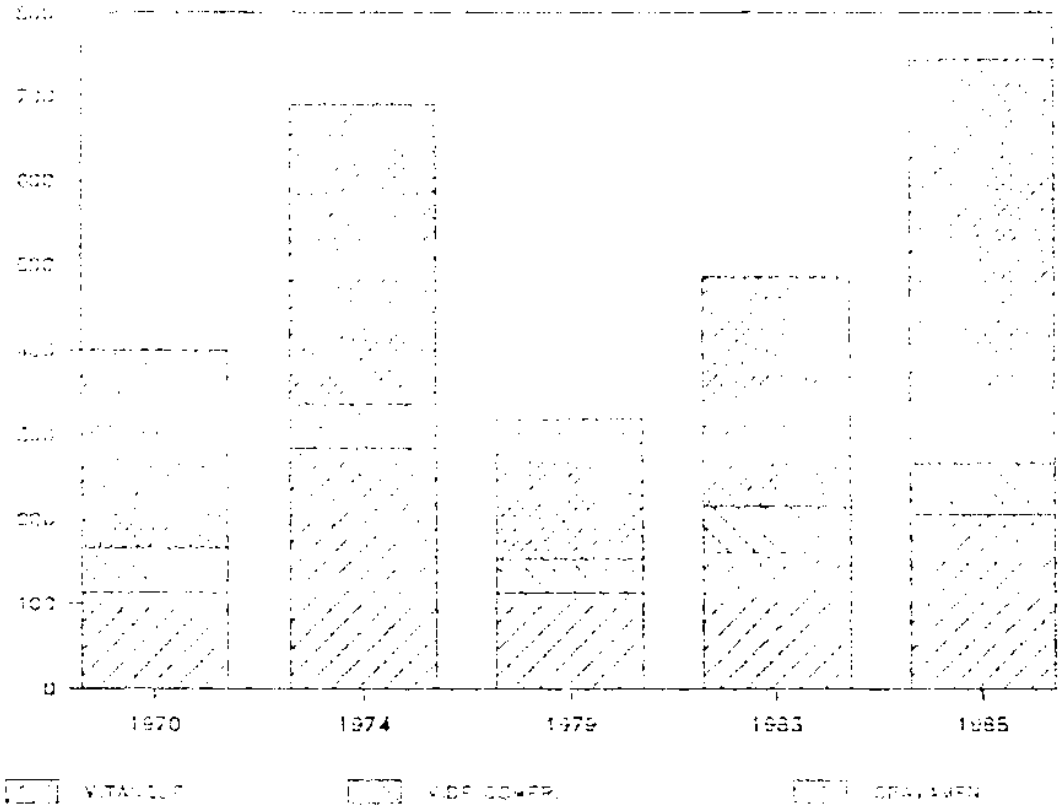
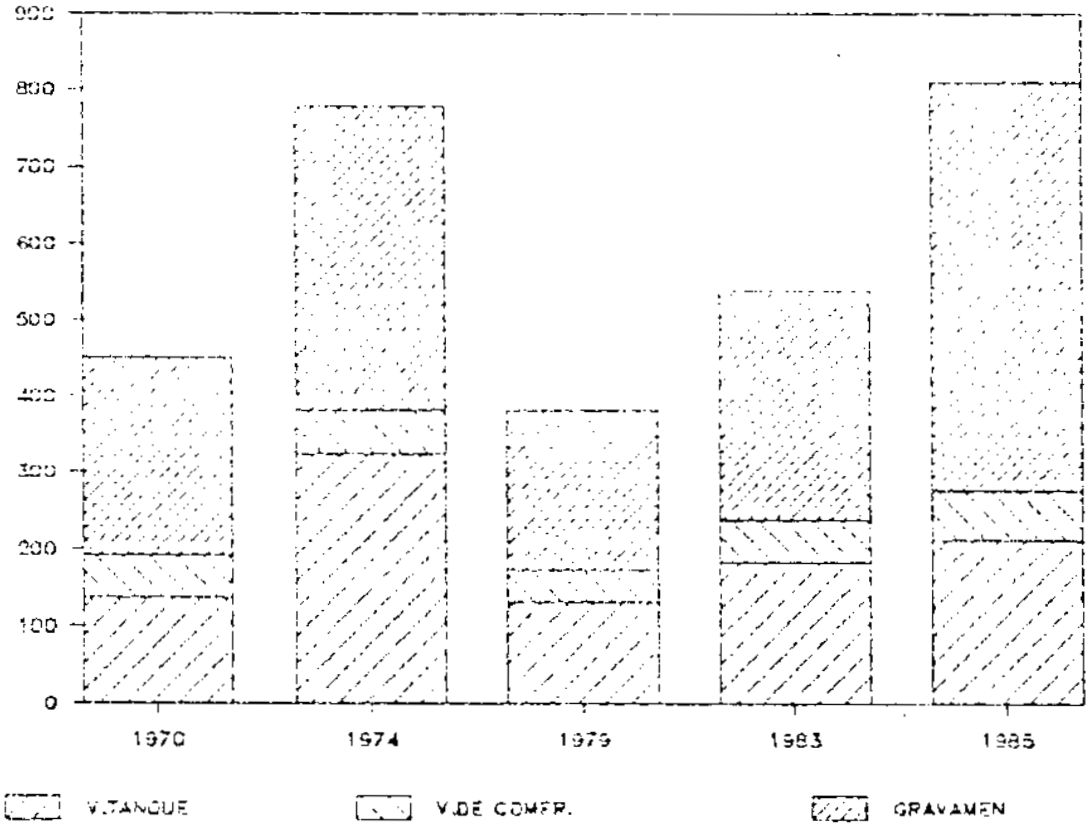
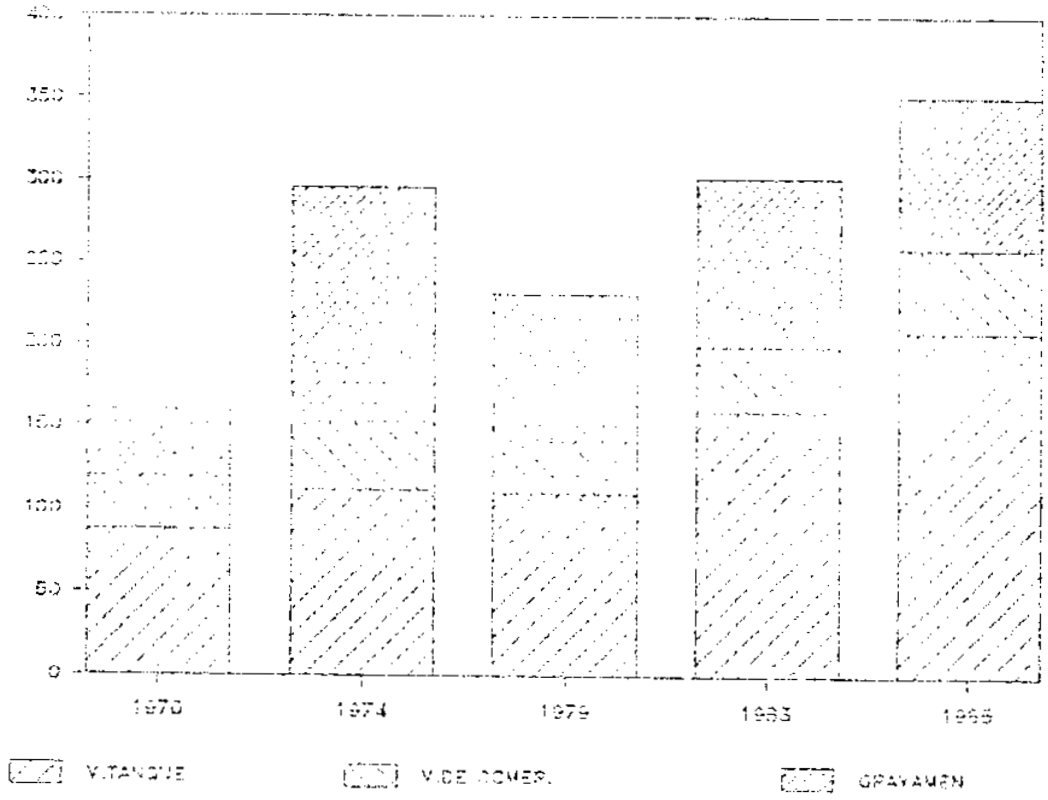

0
1970
1974
1979
1983
1985

GRAFICO [illegible]

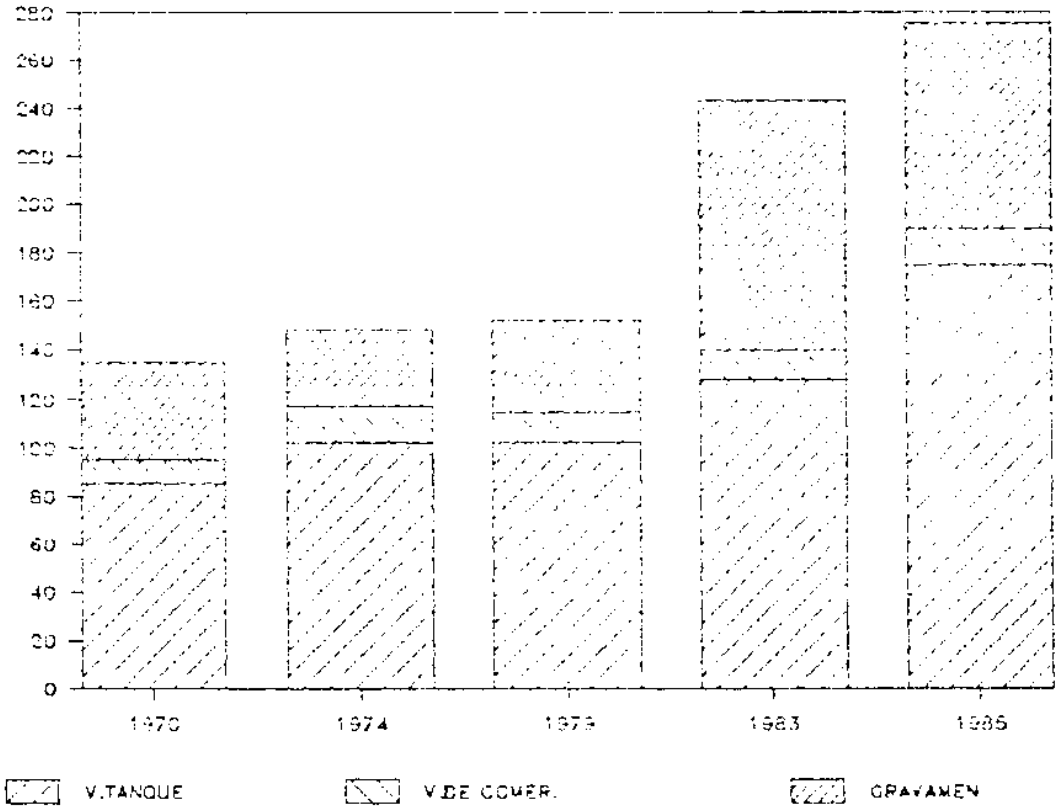
HASTA ESTIMAD[illegible] [illegible] DEL PRECIO FINAL
[illegible]



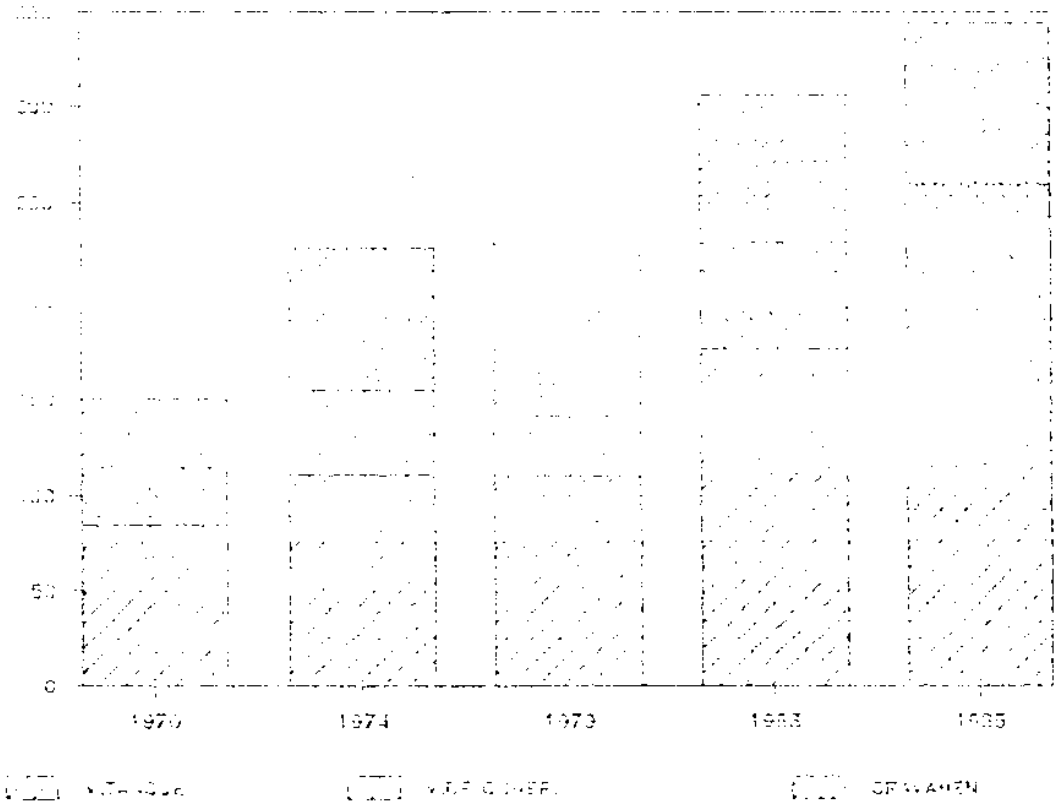
Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía.

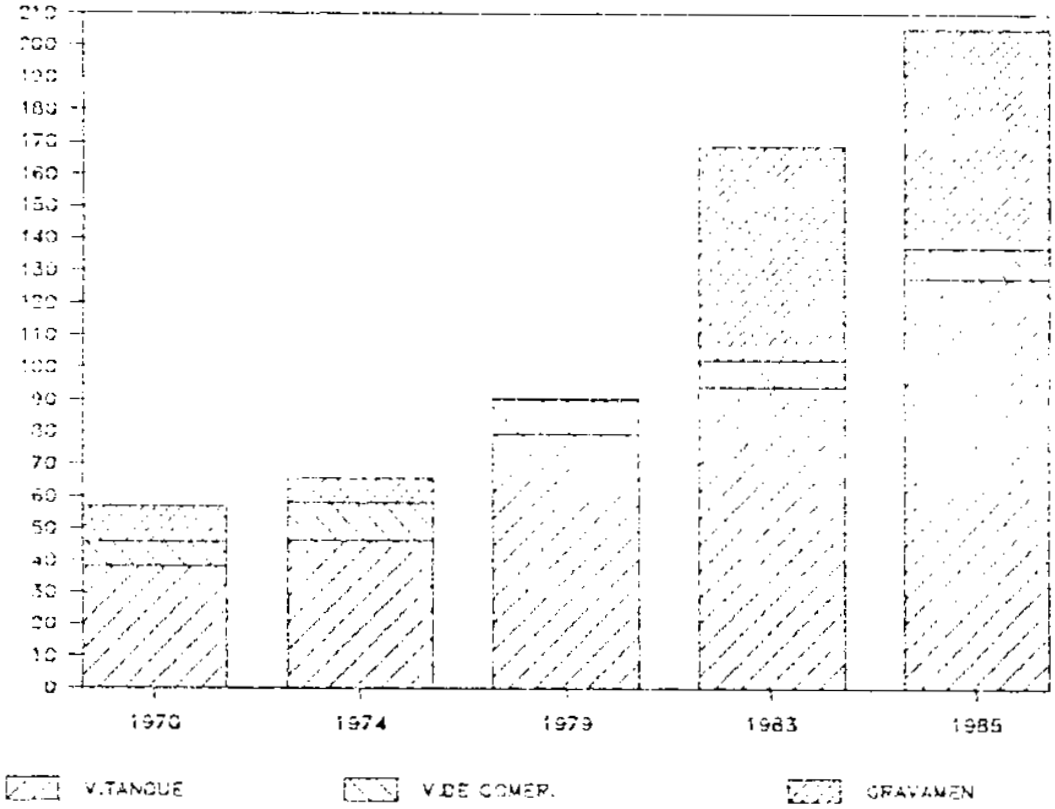


Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía.



Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía.


0
1974
1973



Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía.

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

AÑOS	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1970	[illegible]	303	[illegible]	250	[illegible]	100
1974	917	704	[illegible]	241	[illegible]	100
1978	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1985	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1985	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía y el INLEC.

(*) Sin embargo este déficit aparece también en el caso del gas oil con la que se diferencia entre los precios al productor de este derivado en relación a los correspondientes a las naftas, debería haber sido menor.

(**) [illegible] precios al productor de los combustibles derivados no representan efectos [illegible] por la [illegible] de [illegible].

Tal como puede verse, en 1984 los Valores Tarifarios se encuentran relativamente hacia más próximos disminuyendo el aliciente de los productores hacia la producción de los derivados más livianos. Esto en principio parece indicar que, por una parte, el cumplimiento del objetivo de autoabastecimiento supone un mayor esfuerzo de exploración y explotación y, por otra parte, se está incentivando relativamente el incremento del excedente del Fuel Oil ante las sustituciones producidas en la industria y la generación eléctrica.

A partir de 1983 se incrementa notablemente el gravamen sobre el Fuel Oil (*), lo que parece compatible con la política de profundizar la sustitución de este derivado y con la necesidad de captar fondos por parte del Estado debido al creciente déficit en el presupuesto nacional.

Por último, frente a una mayor similitud entre los niveles de los precios al productor y a una mayor desigualdad entre los precios finales de los derivados livianos respecto de los intermedios, existe un cambio significativo en la participación del gravamen sobre las naftas y se disminuye esa participación en el precio final de los derivados intermedios. Puesto que en este último período los precios finales de todos los derivados son significativamente mayores que entre 1977 y 1982, parece desprenderse que el gobierno radical pretendió reconciliar un conjunto de objetivos: lograr mayores ingresos para el Tesoro, atenuar el impacto distributivo del incremento de precios y disminuir al máximo el efecto inflacionario de ese incremento.

(*) La evolución de porcentaje del gravamen sobre el precio final del fuel oil es 7,1% en 1970-72; 11,5% en 1973-75; 10,4% en 1976-83 y 38% en 1984-86.

3.2.3. Comparación de los precios internos de los derivados con los correspondientes a países seleccionados

La comparación de los precios internos de los derivados del petróleo con los vigentes en otros países, puede aportar algunos elementos adicionales para analizar y evaluar la política adoptada en la Argentina, especialmente si esa comparación se centra en las estrategias adoptadas por otros países frente a las bruscas variaciones de los precios del petróleo en el mercado internacional.

Sin embargo, este tipo de comparaciones se enfrenta con una serie de dificultades que deben tenerse presente al realizar la interpretación de similitudes y diferencias.

En primer lugar, las comparaciones de los precios de los derivados del petróleo no pueden realizarse sin tomar en cuenta el contexto socio-económico y energético de los países que se toman en cuenta. Los países seleccionados para realizar la comparación se escogieron teniendo en cuenta el grado de desarrollo socioeconómico y tratando de cubrir las diferentes situaciones que se presentan con relación al abastecimiento de petróleo. De este modo se consideran por una parte dos países semi-industrializados (Brasil y México), uno con alto porcentaje de importación y otro exportador, y por otro lado dos países industrializados (Francia y EEUU), ambos importadores.

En segundo término, las comparaciones sólo pueden referirse a la evolución de los niveles de precios y sus estructuras ya que las relaciones entre niveles absolutos pueden verse fuertemente influidas por las distorsiones que se observan con frecuencia en las tasas de cambio. Estas distorsiones fueron particularmente significativas en el caso de Argentina durante el periodo considerado, especialmente entre los años 1978 y 1981.

En tercer lugar, las comparaciones se ven dificultadas por la heterogeneidad en cuanto a la definición de cada uno de los derivados en los diferentes países. A este respecto se consideran los productos asimilables a los principales derivados que se producen internamente.

Por último también surgen problemas debido a las diferencias que se observan con relación a la definición de precios de venta a los usuarios, los precios libres de impuesto y los precios al productor en refinería. También en este caso se consideraron los precios que son asimilables a las correspondientes categorías de precios que se utilizan en el caso argentino.

La evolución de los precios de venta

Los cuadros 3.2.3.1. a 3.2.3.5. muestran la evolución de los precios de venta de las naftas, gas oil, kerosene y fuel oil considerando algunos años de corte del período analizado en el caso de Argentina y de cada uno de los países mencionados. Los años de corte fueron escogidos de modo de tomar en cuenta las variaciones registradas en los precios internacionales del petróleo y los cambios en las políticas internas.

CUADRO 3.2.3.1.

ARGENTINA: PRECIO FINAL CON IMPUESTO DE ALGUNOS DERIVADOS DEL PETROLEO EXPRESADO EN PESOS DE 1970.
(Indices 1970 = 100)

Años	Nafta Especial	Gas Oil	Kerosene	Fuel Oil
1970	100	100	100	100
1974	173	185	151	115
1978	107	137	199	212
1980	85	141	150	159
1983	119	189	204	296
1986	162	201	296	313

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de la Energía e INDEC.

CUADRO Nº 3.2.3.2.

Brasil: Precio final con impuesto de algunos derivados del petróleo expresado en moneda local constante.

(Indices 1970 = 100)

Años	Naftas (1)	Gas Oil	Kerosene	Fuel Oil
1970	100	100	100	100
1974	154	106	117	112
1978	180	126	123	125
1980	275	167	160	343
1983	214	224	218	386
1986	243	119	118	255

Fuente: Elaboración propia en base a la información contenida en V. Bravo y S.M. Torres "Evolución de los precios del petróleo crudo y sus derivados", IDEE, 1980 e INTAL "Comparación internacional de los precios de los combustibles derivados del petróleo", Buenos Aires 1987 (*).
(1) Los precios considerados corresponden a una gasolina semejante a la nafta común argentina.

CUADRO Nº 3.2.3.3.

México: Precio final con impuesto de algunos derivados del petróleo en moneda local constante.

(Indices 1970 = 100)

Años	Nafta Especial	Gas Oil	Kerosene	Fuel Oil
1970	100	100	100	100
1974	110	103	116	112
1978	86	54	61	59
1980	96	53	39	56
1983	122	219	155	101
1986	86	229	76	125

Fuente: Elaboración propia en base a información contenida en V. Bravo y S.M. Torres, op.cit. e INTAL op. cit.

(*) Estos dos trabajos utilizan procedimientos un tanto diferentes para obtener las series en moneda constante, en particular los datos del primer trabajo son anuales y los del segundo están referidos a diciembre de cada año. Sin embargo las tendencias en la evolución de los precios no se ven afectadas por esas diferencias.

CUADRO Nº 3.2.3.4.

EEUU: Precio final con impuesto de algunos derivados del petróleo en moneda local constante.

(Indices 1970 = 100)

Años	Nafta Especial	Gas Oil	Kerosene	Fuel Oil
1970	100	100	100	100
1974	106	200	200	200
1978	92	207	203	179
1980	126	316	360	325
1983	102	267	280	250
1986	66	167	180	125

Fuente: Elaboración propia en base a la información contenida en V. Bravo y S. M. Torres op. cit. e INTAL, op. cit.

CUADRO Nº 3.2.3.5.

Francia: Precio final con impuesto de algunos derivados del petróleo en moneda local constante.

(Indices 1970 = 100)

Años	Nafta Especial	Gas Oil	Kerosene	Fuel Oil
1970	100	100	100	100
1974	111	117	145	179
1978	115	114	-	158
1980	124	147	-	301
1983	123	151	-	340
1986	101	110	-	208

Fuente: Elaboración propia en base a información contenida en V. Bravo y S.M. Torres, op.cit. e INTAl op. cit.

Tal como se observa en los cuadros anteriores, los precios de los derivados del petróleo, expresados en moneda constante, se incrementan entre 1970 y 1974 en los cuatro países que se utilizan para realizar la comparación. Sin embargo, se observan diferencias significativas en las estrategias que se utilizan frente al brusco aumento en los precios internacionales del petróleo.

En el caso de los dos países industrializados, los precios de las naftas (y del gas oil en el caso de Francia) registran un incremento substancialmente menor que los correspondientes al resto de los combustibles. En Estados Unidos los precios del gas oil, kerosene y fuel oil se duplicaron en términos reales durante ese período mientras que la nafta especial solo se incrementó en un 6%.

En ambos países se observa una política tendiente a atenuar el impacto del incremento de los precios del petróleo sobre el precio final de las nafta (y del gas oil en el caso de Francia) (*) recurriendo para ello a una disminución en los gravámenes aplicados a esos combustibles (ver Cuadro 3.2.3.7.). De este modo, una parte significativa del mencionado impacto recae sobre las finanzas públicas.

En el caso del Brasil, el otro país importador entre los cuatro considerados, se practicó una política inversa a la aplicada en Estados Unidos: los precios de las naftas se incrementaron en términos reales mucho más que los del resto de los combustibles. Esta política de precios fue coherente con los objetivos de la política energética que apuntan a la sustitución de las naftas por el alcohol, cuyo proceso se impulsó decisivamente a partir de 1974.

En México se produjeron incrementos moderados y semejantes en el precio real de todos los derivados. Esos incrementos se situaron en el nivel de los que registraron los precios de las naftas en Estados Unidos y Francia y en los correspondientes al resto de los derivados en el caso de Brasil. Cuando se producen los incrementos del precio internacional del petróleo en 1973-74, México estaba atravesando por una crítica situación de balance de pagos sobre la que incidían en parte las importaciones de petróleo requeridas para abastecer el mercado interno. El descubrimiento de nuevos yacimientos en 1976, que implicaron un incremento substancial de las reservas de petróleo, dio lugar a una reversión drástica de esta política de incrementos moderados en los precios rales de los derivados a partir de ese año y que consistió en mantener constantes los precios nominales con el consiguiente deterioro de los mismos en términos reales.

(*) En Francia y en el resto de Europa existe una mayor proporción de dieselización en el transporte lo que hace que el precio del gas oil tenga un tratamiento semejante a los de las naftas.

La política aplicada en la Argentina a partir de mediados de 1973 y hasta 1976 no se asemeja a ninguna de las situaciones descriptas previamente. En primer lugar, porque los incrementos en los precios reales de las naftas son muchos mayores que los que se registraron en los países importadores y especialmente los industrializados, el incremento en el precio real del gas oil, aún cuando fue menor al que se registró en los Estados Unidos superan largamente a los que se aplicaron en los otros tres países; el aumento aplicado al precio del kerosene se asemeja más al de los países industrializados mientras que el relativo al fuel oil es muy similar al de los otros dos países latinoamericanos. En segundo lugar, y al margen de esas diferencias y similitudes en lo que se refiere a la magnitud de los incrementos en los precios reales, porque ellos no fueron una consecuencia del aumento en los precios internacionales del petróleo. Aunque ese aumento hizo viable la política aplicada al precio de los derivados, ésta fue el resultado primero de las propuestas globales a nivel socioeconómico y energético y luego, en 1975 y principios de 1976, de la situación coyuntural, especialmente la relacionada con las finanzas del sector público.

En el período 1974-1978, Francia y Estados Unidos aplicaron una política de precios que supuso en términos generales el mantenimiento a la caída en los niveles reales, (precio de las naftas en EEUU y el fuel oil en ambos países) compatible ésta última con la caída del precio internacional del crudo expresado en dólares constantes. En cambio, en el caso del Brasil los precios reales de los derivados mantienen su tendencia creciente, especialmente los de las naftas. Esta política parece motivada por las dificultades que este país enfrentaba en su balance comercial a causa del efecto directo e indirecto que sobre sus importaciones tuvieron las bruscas alzas en el precio internacional del petróleo.

En 1980, luego del segundo incremento en los precios internacionales del petróleo, los tres países importadores considerados, registran incrementos significativos en los niveles reales de los precios de todos los derivados. Pero, nuevamente los incrementos aplicados a las naftas en Francia y EEUU fueron inferiores a los del resto de los derivados (*). En cambio en el caso de Brasil tiende a profundizarse la política de sustitución de las naftas a la que se agrega, a partir de esta fecha, la de sustitución del fuel oil en el consumo industrial (**). En efecto, mientras que en 1980 los precios reales del fuel oil y de las naftas superaban los niveles de 1978 en un 174 y 53 por ciento respectivamente,

---

(*) En el caso de EEUU el impacto del incremento del precio del petróleo vuelve a ser atenuado por la disminución del impuesto.

(**) Veáse J. Lizardo de Araujo y A. Ghirardi "Substitucao de derivados do petróleo no Brasil: questoes urgentes" Pesquisa e Planejamento Economico 16(3), dic. 1986.

los correspondientes al gas oil y al kerosene mostraron un incremento de alrededor del 30 por ciento. En México tal como ya se ha indicado, a partir de 1976 y hasta 1979 ó 1981 según los casos, se mantuvieron constantes los precios nominales de los derivados dando lugar a fuertes deterioros de los mismos en términos reales. De este modo, los incrementos de las reservas de petróleo y los altos niveles en el precio del petróleo en el mercado internacional, además de mejorar notablemente la situación del balance comercial, hace viable esa política de precios reales descendentes en el mercado interno.

En el de Argentina, la evolución de precios reales de las naftas y el gas oil entre 1976 y 1978 fue en términos de tendencia semejante a la que se registró en los EEUU: mientras que el precio del gas oil se mantuvo casi constante en términos reales, los de las naftas, expresado en moneda constante cayeron en alrededor del 40%. En cambio, se incrementan los precios reales del kerosene y, especiamente, el correspondiente del precio del fuel oil (tanto para el consumo industrial como para las usinas eléctricas) que correspondió a una política de sustitución por gas natural y otras fuentes primarias, las diferentes tendencias en la evolución de los precios reales se debieron fundamentalmente a cambios en la orientación de la política socioeconómica. Además el hecho de que la política de precios de los derivados estuvo disociada de la evolución de los precios internacionales del petróleo se aprecia con toda claridad comparando los niveles reales de 1980 con los de 1978 (Cuadro 3.2.3.1.). Mientras que los países importadores incrementan substancialmente los precios reales de todos los derivados, en la Argentina se produjo una evolución que en tendencia fue mucho más semejante a la que se registró en el caso de México. Sin embargo ese comportamiento de los precios no respondió a objetivos explícitos de la política energética ni a las orientaciones de mediano plazo de la política socioeconómica sino a medidas coyunturales tendientes a la contención del ritmo inflacionario.

Entre 1980 y 1985, se observa que las políticas de precios de los derivados de los tres países semiindustrializados de América Latina presentaron un rasgo semejante y claramente diferente de las que se aplicaron en EEUU y Francia.

Mientras que Francia mantuvo aproximadamente constantes los niveles de precios reales de las naftas y el gas oil, y en Estados Unidos se observa una tendencia claramente decreciente en los precios reales de todos los derivados acompañando la caída de los precios internacionales del petróleo expresados en moneda constante, en los tres países latinoamericanos se produce un incremento generalizado (*).

(*) Salvo el caso de las naftas en Brasil que muestran un comportamiento oscilante alrededor de una tendencia levemente decreciente. Esta excepción se debe en gran medida a los excedentes de naftas generados por el proceso de sustitución.

Este comportamiento común en el caso de los países Latinoamericanos, al margen de las diferencias que presentan en la estructura de abastecimiento, revela ya claramente las restriciones que la deuda externa impuso, luego de los cambios operados en el sistema financiero internacional, al financiamiento de las empresas del Estado y al sector público en su conjunto de los. países en desarrollo.

Frente a la brusca caída de los precios internacionales del petróleo en dólares corrientes, a fines de 1985 y principios de 1986, se observa en los cuatro países utilizados en la comparación, una reacción que implica en general, una pronunciada caída de los precios reales de los derivados y, al mismo tiempo, un incremento de los impuestos aplicados a esos combustibles, especialmente las naftas (Ver Cuadro 3.2.3.7.) (*). En la Argentina en cambio, se observa en 1986 un incremento respecto de los niveles reales de 1983, en el precio de todos los derivados. Muy probablemente, esta diferencia de comportamiento se deba en parte a las dificultades comparativamente mayores que se presentaron en la Argentina (con relación a México y Brasil) para el financiamiento del sector público y, en particular de la empresa petrolera estatal. Sin embargo, deben tenerse también en cuenta las consecuencias que la renegociación de los precios de los contratos de explotación tuvo sobre los precios internos del crudo y, por tanto, sobre los de los derivados.

Para concluir con la comparación de los precios de venta de los derivados es necesario analizar, aunque sea brevemente, la evolución de sus niveles relativos.

En los cuadros 3.2.3.6. (a) a (e) se presenta esa evolución para Argentina y los otros cuatro países.

(*) En el caso de Francia y EEUU esta caída se observa aún en los precios nominales. Las únicas excepciones a la disminución generalizada de los precios de los derivados están constituídas por el precio de las naftas en Brasil y el del gas oil en México. En el primer caso ese comportamiento se debió muy probablemente a la protección requerida por el programa "proálcool" y, en el segundo, al bajo nivel relativo del gas oil con relación a la nafta común (Ver cuadro 3.2.3.6 (b)).

CUADRO 3.2.3.6.

EVOLUCION DE LOS PRECIOS RELATIVOS DE LOS DERIVADOS DEL PETROLEO EN EL PERIODO 1970-86

(Precio del fuel oil = 1)

(a) Brasil

Derivado	1970	1974	1980	1986
Nafta Especial	6,11	9,17	-	-
Nafta Común	4,89	6,78	4,48	5,32
Gas Oil	4,11	3,96	1,76	1,68
Kerosene	4,44	4,70	1,76	1,74

(b) México

Derivado	1970	1974	1980	1986
Nafta Especial	8,83	8,70	9,75	6,74
Nafta Común	7,35	6,09	6,82	5,81
Gas Oil	2,35	2,17	2,43	4,64
Kerosene	1,47	1,52	1,34	1,66

(c) Francia

Derivado	1970	1974	1980	1986
Nafta Especial	11,41	5,99	3,06	3,60
Nafta Común	10,53	5,52	2,88	3,15
Gas Oil	6,98	3,56	2,20	2,39
Kerosene	2,37	1,89	-	-

(d) Estados Unidos

Derivado	1970	1974	1980	1986
Nafta Especial	5,10	2,53	1,64	2,28
Nafta Común	4,73	2,34	-	-
Gas Oil	2,17	1,96	1,20	2,11
Kerosene	2,37	2,11	1,40	1,83

(e) Argentina

Derivado	1970	1974	1980	1986
Nafta Especial	7,89	11,83	4,43	3,82
Nafta Común	7,01	10,50	3,67	3,46
Gas Oil	2,81	4,54	2,59	1,69
Kerosene	2,63	3,45	2,59	1,62

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de Víctor Bravo y S.M. Torres. Op. cit. e INTAL, op. cit.

Con el primer incremento brusco de los precios del petróleo en el mercado internacional, se produce en Estados Unidos y Francia una pronunciada disminución de los precios relativos de las naftas. En efecto, los precios de las naftas relativos al del fuel oil se reducen a alrededor del 50% de los niveles de 1970. En Francia una disminución semejante se produce en el precio relativo del gas oil. En cambio en ambos países el precio relativo del kerosene respecto del fuel oil disminuye solo levemente. Estos cambios en los precios relativos constituyen una política dirigida a incrementar en forma comparativamente mucho mayor los precios de los derivados sustituibles con recursos disponibles internamente respecto de aquellos aplicados al uso de transporte que no tiene sustitutos dentro del sistema de transporte existente (*).

También en el caso de Brasil ese criterio de sustituibilidad parece haber guidado el cambio de los precios relativos en ese período. En efecto, el incremento en los precios relativos de las naftas respecto de todos los demás derivados es coherente con el lanzamiento del programa "Próalcool".

Mientras que en México no se observaron en ese período cambios muy significativos en los precios relativos, en la Argentina se produce un incremento de los niveles de precios de todos los derivados (especialmente naftas y gas oil) respecto del correspondiente al fuel oil. Sin embargo, esta política de precios responde, tal como se ha dicho, principalmente a mejorar los ingresos de la empresa petrolera estatal y la equidad social, sin afectar de manera importante los costos industriales a través del precio del fuel oil. Pero, esta nueva estructura de precios relativos no está dirigida a una política de sustitución, puesto que es precisamente la sustitución del fuel oil por gas natural, hidroelectricidad y energía nuclear lo que se planteaba como objetivo de la política energética. Aún cuando se produjo una disminución del precio relativo gas natural/fuel oil, esa política de sustitución fue impulsada principalmente, al menos en este período, por una reestructuración del sistema de abastecimiento.

Con el segundo incremento de los precios internacionales del petróleo, en Francia y Estados Unidos se mantiene la tendencia de disminución de los precios relativos de todos los derivados respecto de fuel oil, llegándose en el caso de Estados Unidos a valores muy cercanos en los niveles de precios absolutos (el precio de la nafta especial es sólo un 64% superior al del fuel oil). Estos cambios implican una profundización de la política de sustitución iniciada en 1974.

(*) Recuérdese que el sistema de transporte francés presenta una dieselización mucho mayor que el correspondiente de Estados Unidos. Tal como se ha expresado, en ambos países esos cambios en los precios relativos se realizaron en parte disminuyendo los porcentajes de impuesto aplicados a las naftas (y el gas oil en Francia) de modo de no alterar en la misma magnitud los precios relativos al productor.

En el caso de Brasil se produce un nuevo cambio en los precios relativos consistente en un incremento relativo del fuel oil, especialmente respecto del gas oil y el kerosene. Esta nueva estructura de precios relativos corresponde a la política destinada a sustituir el fuel oil en los usos térmicos industriales por carbón, leña y bagazo, e incluso hidroelectricidad.

En México tampoco en este período se produjeron alteraciones significativas en los precios relativos. En Argentina, se introdujeron cambios en un sentido semejante al observado en Estados Unidos y Francia y el precio del fuel oil se incrementó relativamente más que los del resto de los derivados, al mismo tiempo que se disminuyeron significativamente las diferencias entre los precios de las naftas y los correpondientes al gas oil y al kerosene. Sin embargo, salvo el incremento del precio relativo del fuel oil que responde al ya mencionado objetivo de sustitución, esas variaciones responden más a cambios de enfoque en la política socioeconómica que a directrices explícitas de políticas energéticas.

Luego de la caída en los precios internacionales del petróleo en 1986, en Francia y Estados Unidos vuelve a incrementarse el precio relativo de las naftas y el gas oil, debido fundamentalmente al incremento en las alícuotas del impuesto. En Brasil ocurre lo mismo con las naftas pero no con el gas oil y en México se produce un incremento en el precio relativo de este último derivado. Las posibles causas de estos cambios han sido ya expuestas.

En la Argentina continuó en cambio la disminución relativa de los precios de todos los derivados respecto del fuel aún cuando esta disminución fue mas acentuada en el caso del gas oil y el kerosene, revirtiendo en este último aspecto la política implementada en el período anterior.

De todo lo expuesto previamente se desprende que la política aplicada en Argentina, a nivel de los precios de venta de los derivados, durante el período 1970-86 ha tenido características marcadamente diferentes a las observadas en los países utilizados en la comparación. Sin embargo, esas características distintivas puede explicarse solo en parte por las diferencias que presenta en lo que se refiere al abastecimiento del petróleo. En efecto, su situación próxima al auto-abastecimiento puede explicar en cierta medida que la evolución de los precios internos de los derivados haya sido en la mayor parte del período marcadamente diferente de la registrada para el precio internacional del crudo. Es así que en el período 1976-82 los precios reales de los derivados mostraron una tendencia de declinación semejante, aunque no tan pronunciada, a la correspondiente a un país exportador como México.

Pero, aún cuando la situación de autoabastecimiento hizo viable ese tipo de políticas, las causas últimas de las variaciones de los niveles

reales absolutos y de los precios relativos deben buscarse en las cambiantes alternativas de la política socioeconómica, tal como se ha mostrado en las secciones anteriores. El cambio registrado en el precio relativo del fuel oil fue probablemente el único que respondió a un objetivo específico de política energética. Es solamente a este respecto que se observa alguna similitud con los países importadores considerados.

Los impuestos sobre los derivados y la composición de los precios de venta

La incidencia de los impuestos sobre los derivados del petróleo en los cuatro países considerados ha sido muy diferente y ha variado significativamente a lo largo del período 1970-86.

Francia es, entre los cuatro países, quien mostró la situación más semejante a la de Argentina en lo que se refiere a la incidencia de los impuestos sobre los productos petroleros, tal como pueden observarse en el cuadro 3.2.3.7.

CUADRO 3.2.3.7.

PORCENTAJES DE IMPUESTOS SOBRE LOS PRECIOS DE VENTA DE LOS DERIVADOS DEL PETROLEO EN ARGENTINA Y PAISES SELECCIONADOS EN EL PERIODO 1970-86.

PAISES	NAFTA ESPECIAL(*)				GAS OIL				KEROSENE				FUEL OIL			
	1970	1974	1980	1986	1970	1974	1980	1986	1970	1974	1980	1986	1970	1974	1980	1986
Argentina	57	51	58	66	25	48	41	29	23	32	41	26	19	12	4	34
Brasil	s/i	19	5	65	s/i	17	3	6	s/i	10	3	3	s/i	13	0	0
México	s/i	11	62	62	s/i	0	0	0	s/i	0	13	13	s/i	0	0	0
EEUU	30	20	14	40	6	26	13	27	6	0	0	0	8	0	0	0
Francia	73	55	55	73	66	52	44	62	18	16	s/i	s/i	15	15	15	35

Fuente: Elaboración propia en base a datos tomados de V. Bravo y S.M. Torres, Op. cit. y de INTAL, op. cit.

(*) En el caso de Brasil se trata de nafta común.

En Estados Unidos se han aplicado alícuotas de impuesto significativamente menores a las de Francia y Argentina sobre las naftas y el gas oil y no se han gravado el kerosene y el fuel oil luego de 1974. De este modo, los precios finales sin impuestos de los diferentes derivados muestran niveles muy semejantes.

Brasil ha mantenido a niveles comparativamente bajos las alícuotas del impuesto aplicadas a las naftas hasta 1985. En 1986, frente a la brusca caída en los precios internacionales del petróleo, se incrementa la alícuota del impuesto a fin de mantener altos los precios de las naftas de modo de proteger el programa "Proálcool". En cambio, se mantuvo en niveles muy bajos las alícuotas del impuesto aplicadas al gas oil y al kerosene permitiendo de este modo que el descenso en el precio del petróleo se traslade a los usuarios. En el caso del gas oil esta estrategia parece apuntar al objetivo de disiminuir los costos de transporte de carga y colectivo de personas en términos reales. En lo que se refiere al fuel oil, los incrementos en los precios de venta implicaron exclusivamente aumentos en los precios al productor. De este modo, al mismo tiempo que se indujo la sustitución de este combustible en los usos industriales, al acompañar la evolución del precio internacional del crudo a partir de 1979, se incentiva su producción al trasladar los incrementos a los precios al productor (*).

En México solo las naftas mostraron altos niveles de impuesto a partir de 1980 (con porcentajes semejantes a los de Brasil y Argentina), mientras que el gas oil y el fuel oil no fueron gravados.

En lo que se refiere a la evolución de las alícuotas de impuesto aplicadas a los combustibles derivados del petróleo en el período 1970-86, la Argentina ha presentado patrones muy diferentes a los que se observaron en los cuatro países considerados, salvo en lo que se refiere al incremento de las alícuotas aplicadas a las naftas hacia el final del período. Sin embargo, aún en este caso el momento en que se produce y las razones de este incremento son diferentes. En efecto, mientras que en los tres países importadores ese incremento se produce debido a la caída en los precios internacionales del crudo en 1986 (**), en Argentina el aumento en las alícuotas de impuesto se produce fundamentalmente a partir de 1984 con la finalidad principal de atender las necesidades de financiamiento del sector público frente a las restricciones impuestas por la abultada deuda externa.

En el cuadro 3.2.3.8. se muestran las componentes del precio de venta del producto refinado compuesto para Argentina y para un grupo de países seleccionados para 1983. Tal como puede verse también a este respecto se observan diferencias muy significativas.

(*) En 1986 el precio real del fuel oil fue un 40% inferior al nivel de 1985; sin embargo era aún un 30% mayor que el nivel de 1979.

(**) Recuperando (en Francia) o superando (en EEUU) los porcentajes vigentes antes de los incrementos en los precios internacionales del petróleo, reabsorbiendo de este modo la porción de la renta que había sido trasladada a los consumidores en el período anterior.

En primer lugar, puede observarse que en el caso de Argentina el precio del crudo representaba dentro del precio de venta del producto compuesto una proporción significativamente menor que en los otros países considerados, especialmente en comparación con Estados Unidos y los dos países europeos. Esta diferencia podría justificarse, al menos en parte, debido a la situación de autoabastecimiento de petróleo que presentaba Argentina frente a la condición de importadores que presentan los tres países industrializados.

CUADRO 3.2.3.8.

COMPONENTES DEL PRECIO DE VENTA DEL PRODUCTO REFINADO COMPUESTO PARA ARGENTINA Y PAISES SELECCIOANDOS EN 1983

	Precios del Crudo (en centavos de u$s por litro)	Componentes del precio de venta del producto compuesto (en %)				Precio de venta del producto compuesto (en centavos de u$s por litro)
		Precio del crudo	Margen de Refinado y de comercialización.	Precio final sin impuestos	Margen del fisco	
Argentina	6,45	33,9	13,4	47,3	52,7	19
Colombia	7,47	41,5	36,3	77,8	22,2	18
EEUU	17,81	68,5	23,8	92,3	7,7	26
Francia	20,11	50,3	9,7	60	40	40
Alemania	20,04	52,7	7,8	60,5	39,5	38

Fuente: Elaboración propia en base a información tomada de INTAL, op.cit.

Sin embargo, según se ha mostrado en las secciones anteriores, esa baja participación del costo del crudo en el precio de venta del producto refinado compuesto en Argentina, implicaba que la empresa petrolera estatal no alcanzara ni siquiera a cubrir sus costos (exploración, desarrollo y extracción) sin computar en ellos el costo de uso del recurso. Debe recordarse que precisamente en 1983 los precios oficiales del petróleo se incrementaron un 62% en términos de moneda constante (debido fundamentalmente a las renegociaciones en los precios pagados a los contratistas privados), mientras que el precio de venta del producto compuesto aumentó en menos del 25%. En consecuencia esa participación del costo del crudo en el precio de venta del producto

refinado compuesto era en el período anterior (1976-83) aún menor y sobre un nivel absoluto significativamene menor de ese precio expresado en moneda constante.

En el período posterior a (1984-86) dicha participación volvió a disminuir aún cuando los precios reales internos del crudo mostraron una tendencia levemente creciente.

En segundo término los margenes de refinación y comercialización vigentes en Argentina eran, en términos porcentuales, más próximos a los de los dos países europeos y en valor absoluto conjunto era incluso menor que el correspondiente a Alemania donde existe en esas dos actividades una estructura mucho más competitiva.

En tercer lugar y como consecuencia de lo expresado en las dos observaciones anteriores, el precio final sin impuesto representaba en Argentina una proporción del precio de venta mucho menor que en todos los países utilizados para la comparación. De este modo, el precio final sin impuesto del producto compuesto era en Argentina un 64% del correspondiente a Colombia y menos del 40% del vigente en EEUU y en los dos países europeos. En consecuencia la empresa petrolera estatal argentina que integra todas las etapas de la cadena petrolera, recibía en términos absolutos y relativos un aporte considerablemente menor del precio de venta que la correspondiente al conjunto de esas etapas en los otros dos países considerados (Colombia y EEUU) donde todas ellas están presentes de manera significativa.

Por último, el margen conjunto del impuesto sobre los productos refinados era en Argentina en 1983 muy superior al que se registraba en los otros países, especialmente en comparación con Estados Unidos y Colombia. Aún cuando es muy probable que esas diferencias en la incidencia de los impuestos sobre los precios de venta de los derivados se haya atenuado en cierta medida a partir de 1986, tal como se desprende del cuadro 3.2.3.7., el margen fiscal sigue siendo en la Argentina por los menos equiparable al que se observa en los países europeos importadores de petróleo, donde ese margen alcanza los mayores niveles.

En suma, de las comparaciones realizadas se desprenden las siguientes conclusiones:

a) La evolución de los precios de venta de los derivados observada en la Argentina durante el período 1970-1986 no reflejó las bruscas variaciones en el precio internacional del petróleo. Esto resulta particularmente claro si se observan los niveles de los índices de esos precios en 1978, 1980 y 1986 (Cuadro 3.2.3.1.). Aunque en el período 1973-74 los precios internos de los derivados mostraron variaciones compatibles con los incrementos de los precios internacionales del petróleo que las hicieron viables, esas

variaciones fueron el resultado de las propuestas de política socioeconómica más que de directrices de política energética. En consecuencia, la evolución de los precios de venta de los derivados registrada en Argentina fue diferente a la observada en los países importadores de petróleo y, en su patrón general tendió a parecerse más a la de países exportadores de América Latina como México, especialmente en el período 1976-83.

b) A diferencia de los países importadores como Brasil, Estados Unidos o Francia que implementaron una política de precios de los derivados del petróleo teniendo en cuenta las posiblidades de sustitución de cada uno de ellos por medio de recursos internos, en la Argentina la evolución de los precios de venta de esos combustibles dependió principalmente de las alternativas de la política económico social (*). Probablemente, la evolución del precio del fuel oil fue la única que respondió a objetivos explícitos de la política energética.

c) La observación anterior se ve confirmada tanto por la evolución de los precios reales de los diferentes derivados como por las variaciones en niveles relativos de los mismos (Cuadro 3.2.3.6.). Salvo por lo que se refiere al incremento en el precio relativo del fuel oil, las variaciones en la estructura de precios relativos no son asimilables ni a las registradas en los países importadores (Brasil, EEUU, Francia) ni a las que se observan en el único país exportador considerado (México).

d) La incidencia de los impuestos sobre los diferentes derivados ha sido en la Argentina mucho más próxima a la observada en Francia, donde ella es particularmente alta. Sin embargo, las variaciones en los porcentajes del impuesto no tienen semejanza con las registradas en los otros países.
De cualquier modo, esas variaciones no parecen responder a una política definida y estable de diferenciación entre los precios a nivel de productor y consumidor como la que se observa en Francia o EEUU.

e) La proporción de los precios de venta de los derivados que recibía en 1983 la empresa petrolera estatal argentina, era menor que la que se observaba en el conjunto de los eslabones de producción-comercialización de la cadena petrolera en países productores como Colombia o EEUU. Por otra parte, los márgenes de refinación y comercialización eran semejantes, especialmente en sus niveles absolutos, con los que se registraban en Alemania donde esas etapas tienen una estructura muy competitiva (Cuadro 3.2.3.8). Estas comparaciones refuerzan las observaciones realizadas en las

---

(*) Por supuesto, también en los tres países importadores mencionados las consideraciones de carácter socioeconómico desempeñaron un rol importante dentro de la política de precios de los derivados (naftas en EEUU, naftas y gas oil en Francia, gas oil en Brasil), la evolución de esos precios a lo largo de todo el período considerado guarda coherencia con los objetivos de la política energética.

secciones anteriores en el sentido de que los precios percibidos por la empresa estatal estuvieron durante un largo período por debajo de los costos, especialmente en las etapas de exploración, desarrollo y extracción de petróleo.

f) Esos niveles comparativamente bajos de los precios finales sin impuesto (precios al productor) se ven complementados por un alto margen de imposición que, en 1983, era substancialmente superior al correspondiente a países europeos importadores de petróleo, como Francia y Alemania, donde ese margen es especialmente elevado.

3.2.4.- Evolución de la estructura de ingresos del sector petrolero y los ingresos de YPF S.E.

.Distribución de los ingresos generados por el procesamiento de crudo

El análisis de la evolución de la estructura de ingresos del sector petrolero pone de relieve la fluctuante política de asignación de recursos que se opera entre 1970 y 1987.

Como se advierte en los Gráficos Nº 3.2.4.1. y 3.2.4.2. a 3.2.4.7., durante los gobiernos militares, la característica de la política de ingresos para el sector petrolero fue ampliar la participación de los márgenes de cada etapa de la actividad productiva en los ingresos totales y mantener bajos los precios reales del petróleo y derivados. El bajo nivel de precios se origina en el argumento de que con dicha política se contribuye al objetivo de la política anti-inflacionaria a la cual deben subordinarse las políticas sectoriales. En ese contexto, la participación en los márgenes debe ser ampliada para posibilitar que el sector petrolero obtenga los ingresos que le permitan funcionar sin dificultades.

No obstante, existen diferencias entre la distribución de márgenes de 1970 y 1980. En 1980 el margen de refinación es mayor y menor el de comercialización. De todos modos ambos márgenes quedan al refinador, pero al sumarlos se advierte que en 1980 la participación disminuye para este. Respecto a la participación de los márgenes en exploración y explotación de petróleo y distribución de derivados no se advierten diferencias significativas por lo que los menores márgenes de comercialización respecto a 1970 son en definitiva transferencias al Estado a partir de mayores impuestos.

Esta política significó una participación para el Estado de 45.2% en 1970 y 49.5 en 1980 que se explica por los ingresos que este percibe a través de impuestos a los combustibles, impuestos a la elaboración y regalías.

La política instrumentada supone que la distribución de ingresos impacta en forma equivalente tanto para las empresas privadas como para la estatal en las etapas de refinación, comercialización y distribución. Sin embargo, existen diferencias importantes que se originan en la distribución de crudos que se asigna oficialmente a las destilerías y la distribución del mercado que también tiene intervención oficial. Respecto a la distribución de crudos debe distinguirse la política oficial del período 1970-72 de la del período 1976-83. En el primer período las destilerías estatales tendieron a trabajar a plena capacidad mientras que las privadas tuvieron cierta capacidad ociosa con lo cual los costos fijos de estas últimas pesaron más que los de las primeras. Inversamente, la distribución del mercado favoreció a las empresas privadas que lo tenían concentrado en las zonas más rentables mientras que la empresa estatal tenía que afrontar los mayores costos de comercialización que implicaba el abastecimiento a regiones más distantes y de menor rentabilidad. En el segundo período militar, se revirtió la política de asignación de crudos y se mantuvieron las condiciones del mercado.

Pero la distinción más importante se observa con lo ocurrido en el período 1976-83 en lo que se refiere a los impactos de la política de precios sobre la empresa estatal y las privadas por la distribución de márgenes que rigió para las etapas de exploración y desarrollo. En primer lugar, los márgenes de exploración y desarrollo se mantuvieron en términos similares a los de 1970 (25.5%), 24.8% en 1980, con precios reales del crudo que también estuvieron en niveles similares en ambos períodos. Pero mientras que la empresa estatal tenía como referencia los precios oficiales del petróleo, las empresas privadas tuvieron como referencia los precios de contrato que fueron más elevados que los oficiales. Como la relación contractual establecía además la obligación de entregar el crudo a los precios pactados contractualmente a la empresa estatal, se obligaba a ésta a comprar un crudo que luego debía vender a menor precio. La disímil política instrumentada para la empresa estatal y las privadas lleva en consecuencia a la necesidad de un cuidadoso examen de los márgenes fijados para esta etapa ya que no reflejan la real situación de ninguna de ambas, excepto que al margen de exploración y desarrollo se le deduzcan los precios medios del petróleo producido por contratistas de modo análogo a como se deducen del margen de refinación los precios al cual compran las destilerías el petróleo a procesar.

Para que se tenga una idea de la magnitud que puede implicar lo expuesto puede consultarse el cuadro 3.1.3.1. que muestra los precios medios pagados a contratistas por el crudo entregado a YPF y el precio oficial de referencia (Cuenca Neuquina). Si se tiene en cuenta que la producción por contratos supera el 30% de la producción total se advierte que el margen de exploración y desarrollo es menor que el que muestra el cuadro 3.2.4.1. y que esto se ha debido a la transferencia de ingresos a los contratistas, primero desde la empresa estatal y luego desde el Tesoro Nacional a partir del momento que se instaura el régimen de compensaciones oficiales por este concepto a YPF.

Los gobiernos constitucionales, se han caracterizado por captar parte de los ingresos del sector petrolero a través de impuestos -Gravamen a los Combustibles, Gravámenes a la Elaboración y Regalías-. Mas recientemente a través del Impuesto al Valor Agregado sobre algunos derivados (Diesel Oil y Fuel Oil). Esto se ha realizado mediante los siguientes mecanismos: reducción de los márgenes de cada etapa de la cadena productiva e incrementos de precios del crudo y derivados.

El análisis de los cuadros y gráficos mencionados pone de relieve un comportamiento atípico en la evolución de los márgenes y que a la luz del solo mensaje de los números no da mayor explicación. Por ejemplo, durante el período peronista la estructura del precio final en 1975, dada la política de nacionalización de la etapa comercial, implicó que las refinerías privadas procesaran crudo por cuenta de YPF. La medida determinó que los márgenes de refinación revirtieran sobre la empresa estatal y compensara, con los excedentes de esa etapa los costos de exploración y desarrollo. La diferencia con la política seguida por los otros gobiernos fue que el productor privado intervenía como contratista de servicios ya que la empresa estatal era quien corría con los riesgos de exploración.

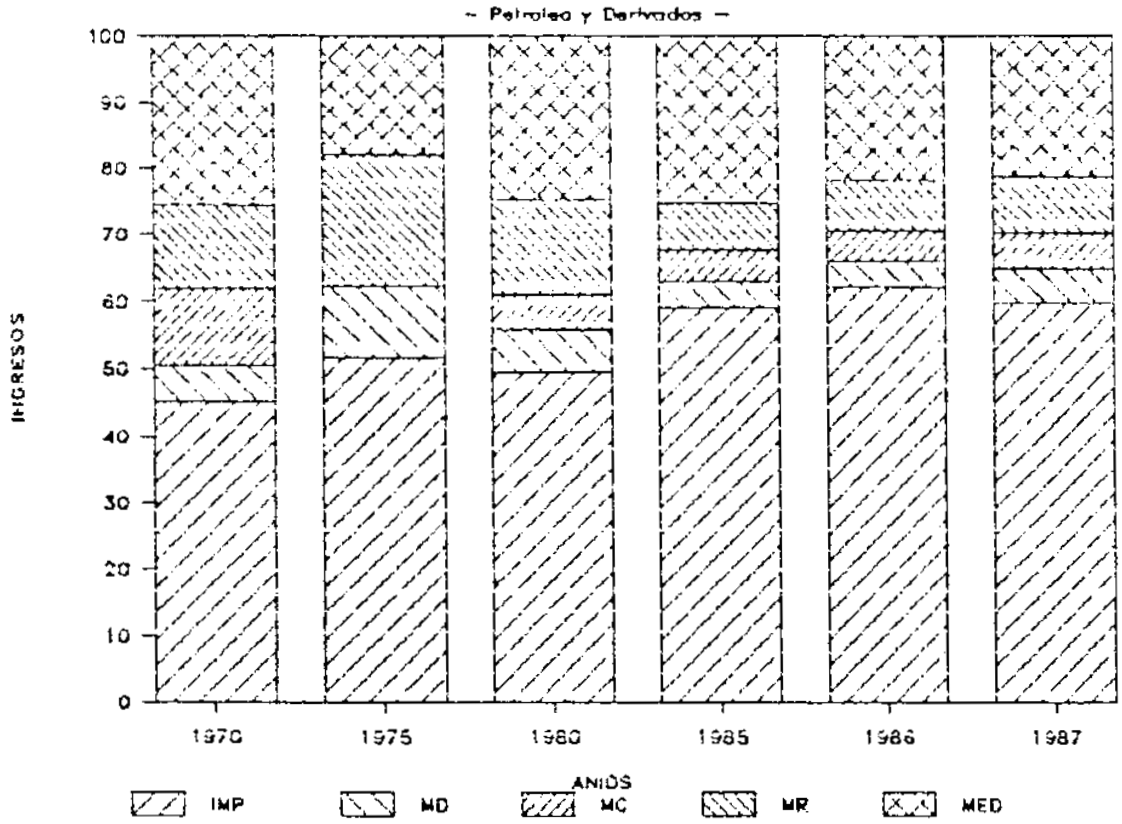
Se advierte así que la participación de la retención de refinería es mayor en relación a los períodos anterior y posteriores, además aumenta en forma significativa el nivel de precios de modo que los márgenes se sitúan en una relación más realista con los costos e inversiones de exploración y explotación.

En 1975 la participación del Estado en los ingresos del sector petrolero pasa a ser de 51.6% por ingresos que percibe de impuestos a los combustibles, impuestos a la refinación y regalías.

GRAFICO Nº 3.2.4.1.

DISTRIBUCION DE INGRESOS

- Petroleo y Derivados -



Donde:

IMP: Gravámenes a los Combustibles, Gravamen a la Elaboración, Regalías e Impuesto al Valor Agregado.
MD: Margen de Distribución o Bonificación a Expendedores.
MC: Margen de Comercialización.
MR: Margen de Refinación.
MED: Margen de Exploración y Desarrollo o Precio Oficial del Crudo neto de Regalías.
FUENTE: En base a datos de YPF.

Por su parte, el gobierno radical que se inicia a partir de 1983, produce un cambio sustancial en la política de asignación de recursos. Aumenta significativamente el impuesto a los combustibles, particularmente en las naftas y en las regalías, alcanzando el Estado una participación en los ingresos del sector petrolero de 57.7% en 1987. Esto genera una reducción en la participación de los márgenes de refinerías que son llevados a la mitad de los existentes durante el gobierno anterior y una reducción aunque menor en los márgenes de exploración y desarrollo que requiere mantener relativamente elevados los precios del crudo y derivados. La combinación de ambos efectos significó un incremento en los valores unitarios del margen de refinación.

La reducción en la participación de los márgenes de la etapa de exploración y desarrollo frente a los significativos aumentos de los precios del crudo producido por contratos, que fuera otorgada por el gobierno anterior y convalidada por el gobierno radical genera nuevos deterioros para la empresa estatal que se originan en la transferencia de beneficios extraordinarios para las empresas privadas sin que se observen los correlativos aumentos de producción. A esto se suma, que entre 1985 y 1987 el gobierno intenta financiar la exploración y desarrollo en la empresa estatal mediante aumentos de los precios oficiales del crudo que no se traducen en mayores márgenes por los fuertes incrementos que otorga a las regalías y que terminan por esterilizar esos esfuerzos. Esto puede verse en el Cuadro Nº 3.2.4.1.

CUADRO Nº 3.2.4.1.
DISTRIBUCION DE LOS INGRESOS POR EL PROCESAMIENTO DE CRUDO (*)
%

	1970	1975	1980	1985	1986	1987
Precio al Consumidor	100	100	100	100	100	100
Gravamen Combustibles	39.6	47.2	43.5	49.1	51.2	49.4
IVA	-	-	-	2.0	1.9	1.9
Retención Productor	60.4	52.8	56.5	48.9	46.9	48.7
Retención Comercial	16.9	8.6	11.6	8.5	8.5	10.5
Margen Distribución	5.4	10.8	6.3	3.8	3.8	5.3
Margen Comercial	11.5	-2.0	5.3	4.7	4.7	5.2
Retención Refinería	43.5	44.2	44.9	40.4	38.4	38.2
Gravamen Elaboración	2.8	2.0	2.8	3.0	2.8	2.7
Precio Crudo FOB	28.3	20.3	28.0	30.3	28.3	26.9
Regalías	2.8	2.4	3.2	5.1	6.3	5.6
Margen Expl. y Des.	25.5	17.9	24.8	25.2	22.0	21.3
Margen Refinación	12.4	21.9	14.1	7.1	7.3	8.6

Fuente: En base a datos de YPF a junio de cada año

(*) Resulta de procesar un metro cúbico de crudo de una mezcla de crudos nacionales y distribuir el mismo en función de los rendimientos de una destilería promedio del país. No incluye productos comercializados con precio libre.

Como se advierte, en los distintos períodos de gobierno, la concepción en la asignación de recursos fue distinta e incluso en algunos contradictoria con los objetivos enunciados, como en el de autoabastecimiento a partir de una política de precios del crudo que no permitió alcanzar un nivel de ingresos en la empresa estatal que posibilitara márgenes que financiaran la actividad sin recurrir a fuentes de financiamiento externas más allá de lo razonable.

Si bien se han señalado en este trabajo los beneficios que han recibido las empresas privadas por la política implementada en algunos períodos, estos hechos se señalan por oposición a las pérdidas que los mismos significaron para la empresa estatal y el Estado que ha debido subsidiarlos. No se pretende por lo tanto fomentar una polémica acerca de los beneficios de producir con esta o con aquellas empresas, sino señalar que cuando se introducen dentro del análisis los aspectos institucionales aparecen nuevos elementos de juicio que necesariamente deben ser tenidos en cuenta si se quiere tener un diagnóstico más aproximado sobre la realidad que la estadística por sí sola no muestra o no quiere mostrar.

También queda en evidencia la vulnerabilidad del Estado y sus empresas a partir de la existencia de una legislación que deja expuesta a una suerte de "laisser faire" la acción de los funcionarios públicos que muchas veces han confundido la hacienda pública con la hacienda propia o de algún grupo particular. Esto ha posibilitado que todo aquello que no estaba explícitamente normado por la legislación creara una "tierra de nadie" donde los conflictos de intereses solo podían dirimirse mediante largos debates y no en los tribunales de justicia como hubiera sido deseable.

Obviamente, la política de precios no escapa a las condiciones del marco general y la estabilidad de la misma solo parece viable en tanto se definan ciertos límites que no sea posible traspasar cuando lo que está en juego son los intereses de la comunidad supuestamente representados por las empresas estatales.

Por su parte, el gobierno radical que se inicia a partir de 1983, produce un cambio sustancial en la política de asignación de recursos. Aumenta significativamente el impuesto a los combustibles, particularmente en las naftas y en las regalías, alcanzando el Estado una participación en los ingresos del sector petrolero de 57.7% en 1987. Esto genera una reducción en la participación de los márgenes de refinerías que son llevados a la mitad de los existentes durante el gobierno anterior y una reducción aunque menor en los márgenes de exploración y desarrollo que requiere mantener relativamente elevados los precios del crudo y derivados. La combinación de ambos efectos significó un incremento en los valores unitarios del margen de refinación.

La reducción en la participación de los márgenes de la etapa de exploración y desarrollo frente a los significativos aumentos de los precios del crudo producido por contratos, que fuera otorgada por el gobierno anterior y convalidada por el gobierno radical genera nuevos deterioros para la empresa estatal que se originan en la transferencia de beneficios extraordinarios para las empresas privadas sin que se observen los correlativos aumentos de producción. A esto se suma, que entre 1985 y 1987 el gobierno intenta financiar la exploración y desarrollo en la empresa estatal mediante aumentos de los precios oficiales del crudo que no se traducen en mayores márgenes por los fuertes incrementos que otorga a las regalías y que terminan por esterilizar esos esfuerzos. Esto puede verse en el Cuadro Nº 3.2.4.1.

CUADRO Nº 3.2.4.1.
DISTRIBUCION DE LOS INGRESOS POR EL PROCESAMIENTO DE CRUDO (*)
%

	1970	1975	1980	1985	1986	1987
Precio al Consumidor	100	100	100	100	100	100
Gravamen Combustibles	39.6	47.2	43.5	49.1	51.2	49.4
IVA	-	-	-	2.0	1.9	1.9
Retención Productor	60.4	52.8	56.5	48.9	46.9	48.7
Retención Comercial	16.9	8.6	11.6	8.5	8.5	10.5
Margen Distribución	5.4	10.8	6.3	3.8	3.8	5.3
Margen Comercial	11.5	-2.0	5.3	4.7	4.7	5.2
Retención Refinería	43.5	44.2	44.9	40.4	38.4	38.2
Gravamen Elaboración	2.8	2.0	2.8	3.0	2.8	2.7
Precio Crudo FOB	28.3	20.3	28.0	30.3	28.3	26.9
Regalías	2.8	2.4	3.2	5.1	6.3	5.6
Margen Expl. y Des.	25.5	17.9	24.8	25.2	22.0	21.3
Margen Refinación	12.4	21.9	14.1	7.1	7.3	8.6

Fuente: En base a datos de YPF a junio de cada año

(*) Resulta de procesar un metro cúbico de crudo de una mezcla de crudos nacionales y distribuir el mismo en función de los rendimientos de una destilería promedio del país. No incluye productos comercializados con precio libre.

Como se advierte, en los distintos periodos de gobierno, la concepción en la asignación de recursos fue distinta e incluso en algunos contradictoria con los objetivos enunciados, como en el de autoabastecimiento a partir de una política de precios del crudo que no permitió alcanzar un nivel de ingresos en la empresa estatal que posibilitara márgenes que financiaran la actividad sin recurrir a fuentes de financiamiento externas más allá de lo razonable.

Si bien se han señalado en este trabajo los beneficios que han recibido las empresas privadas por la política implementada en algunos períodos, estos hechos se señalan por oposición a las pérdidas que los mismos significaron para la empresa estatal y el Estado que ha debido subsidiarlos. No se pretende por lo tanto fomentar una polémica acerca de los beneficios de producir con esta o con aquellas empresas, sino señalar que cuando se introducen dentro del análisis los aspectos institucionales aparecen nuevos elementos de juicio que necesariamente deben ser tenidos en cuenta si se quiere tener un diagnóstico más aproximado sobre la realidad que la estadística por sí sola no muestra o no quiere mostrar.

También queda en evidencia la vulnerabilidad del Estado y sus empresas a partir de la existencia de una legislación que deja expuesta a una suerte de "laisser faire" la acción de los funcionarios públicos que muchas veces han confundido la hacienda pública con la hacienda propia o de algún grupo particular. Esto ha posibilitado que todo aquello que no estaba explícitamente normado por la legislación creara una "tierra de nadie" donde los conflictos de intereses solo podían dirimirse mediante largos debates y no en los tribunales de justicia como hubiera sido deseable.

Obviamente, la política de precios no escapa a las condiciones del marco general y la estabilidad de la misma solo parece viable en tanto se definan ciertos límites que no sea posible traspasar cuando lo que esta en juego son los intereses de la comunidad supuestamente representados por las empresas estatales.

Gráfico N° 3.2.4.2

DISTRIBUCION DE INGRESOS 1970

— Petroleo y Derivados —

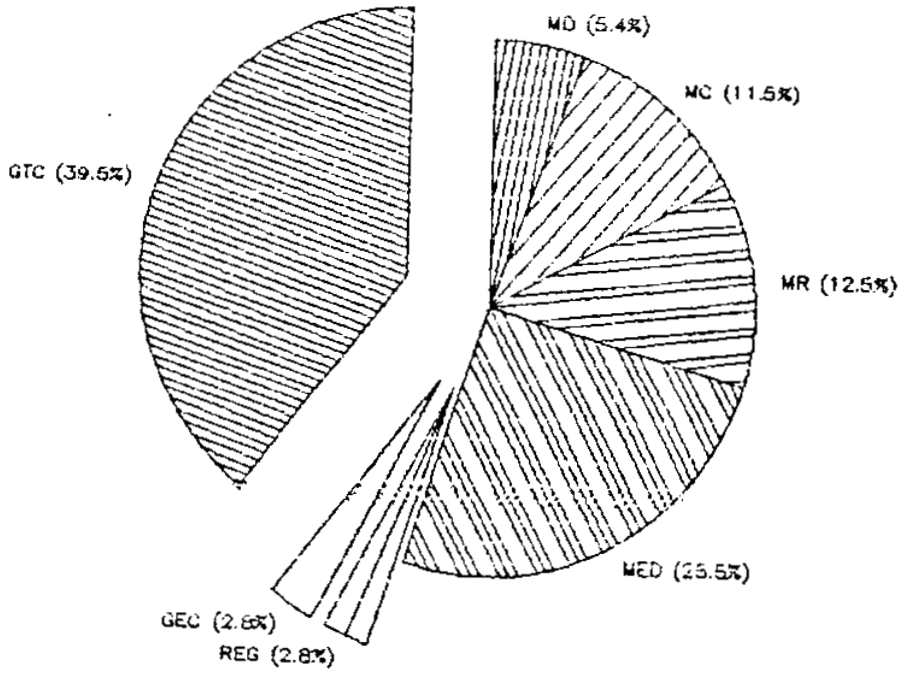


Gráfico N° 3.2.4.3

DISTRIBUCION DE INGRESOS 1975

— Petroleo y Derivados —

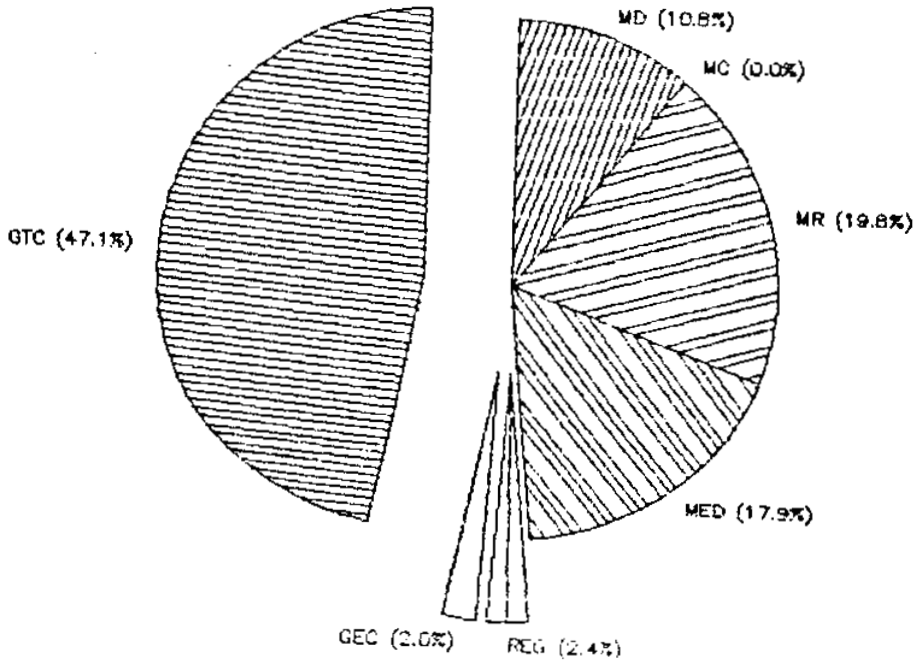


Gráfico N° 3.2.4.4

DISTRIBUCION DE INGRESOS 1980

— Petroleo y Derivados —

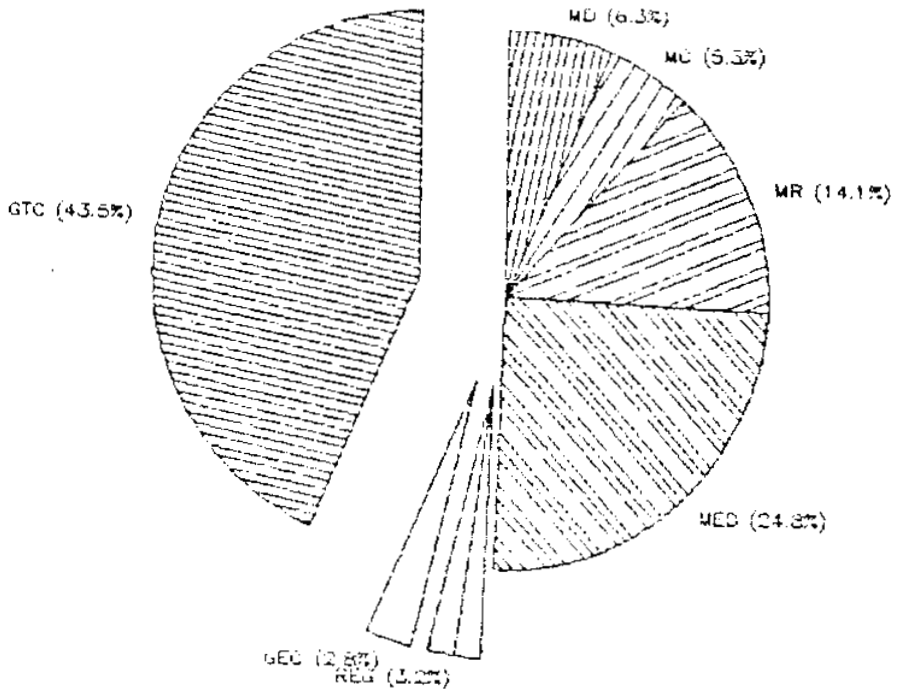


Gráfico N° 3.2.4.5

DISTRIBUCION DE INGRESOS 1985

— Petroleo y Derivados —

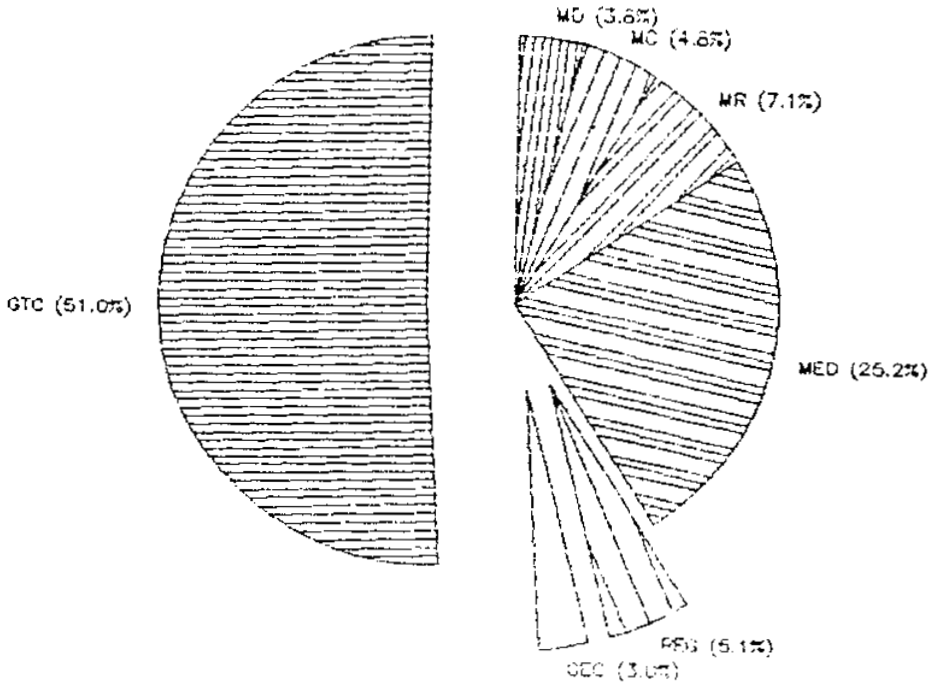


Gráfico Nº 3.2.4.6

DISTRIBUCION DE INGRESOS 1986

— Petroleo y Derivados —

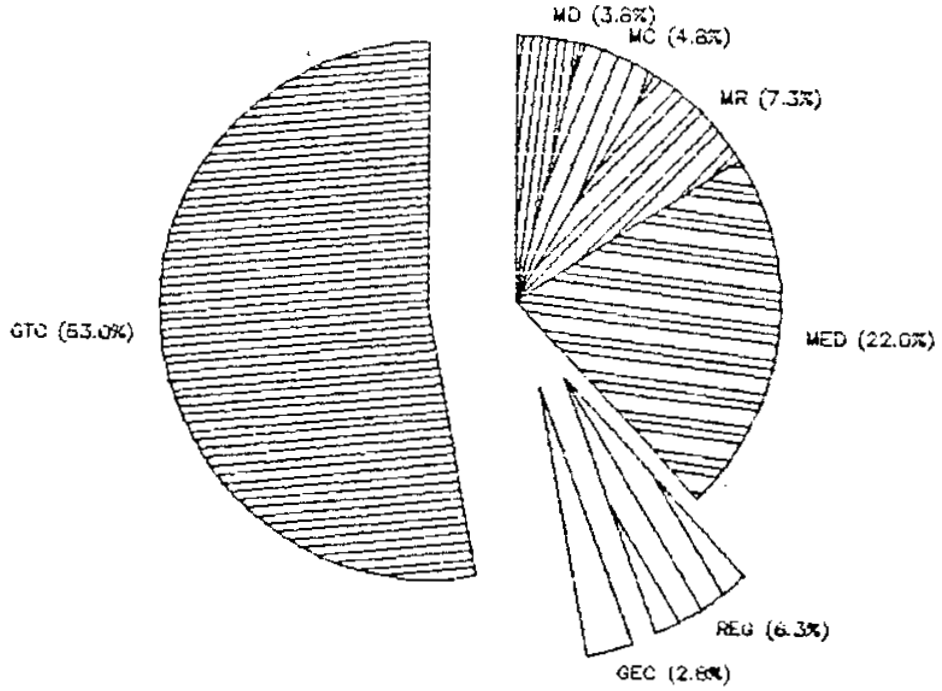
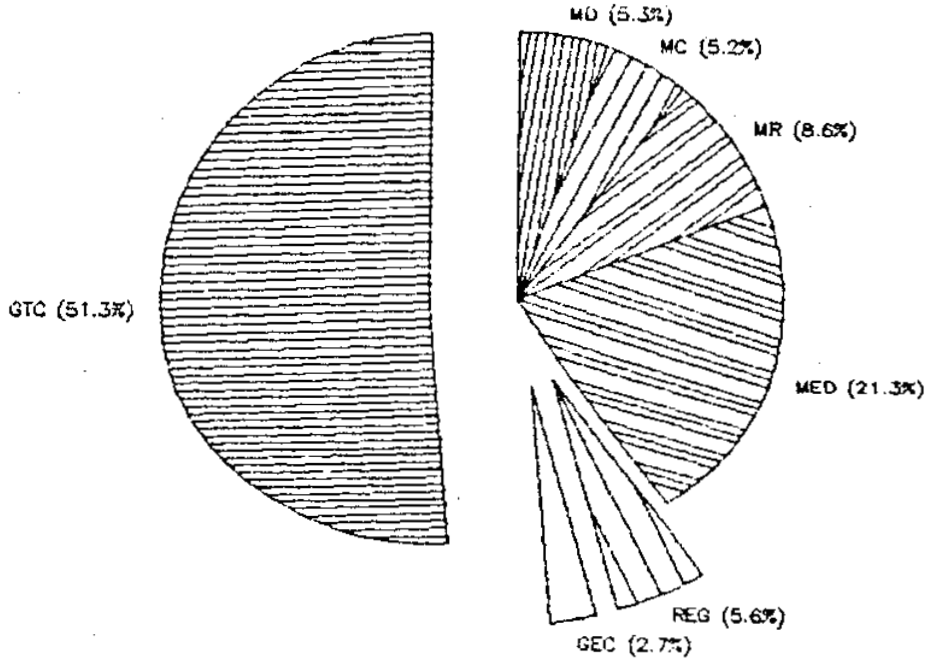


Gráfico Nº 3.2.4.7

DISTRIBUCION DE INGRESOS 1987

— Petroleo y Derivados —



. Distribución de ingresos y costos para la empresa petrolera estatal YPF

Como ya se ha puesto de relieve en los apartados anteriores, los efectos de la política de precios del petróleo y derivados instrumentada no han sido iguales para todas las empresas del sector.

Mientras que la política de precios de los derivados impacta a través de los márgenes de distribución, comercialización y refinación en forma relativamente similar sobre las empresas privadas y la estatal, la política de precios del petróleo decididamente no ha sido equivalente.

Los precios oficiales del petróleo afectan a la empresa estatal dado que estos constituyen un componente importante de sus ingresos de igual manera que a las destilerías dado que son su principal componente del costo.

De modo que si lo que se busca es determinar un nivel de precios que permita compensar los costos del crudo de la empresa estatal -Administración y Contratos- y simultáneamente mantener un margen razonable para la etapa de refinación, comercialización y distribución, el escalamiento de precios debe ser cuidadosamente evaluado y tener en cuenta los efectos que la no aplicación de esta regla ha tenido en el pasado.

La política de precios del petróleo para la empresa estatal -precios oficiales FOB- y para los contratistas -precios contractuales- muestra una incompatibilidad manifiesta y desprolija en perjuicio de la empresa estatal. Esto ya ha sido suficientemente desarrollado en los apartados anteriores.

En el gráfico 3.2.4.8. se muestra cómo han repercutido sobre YPF las distintas políticas de precios comentadas precedentemente.

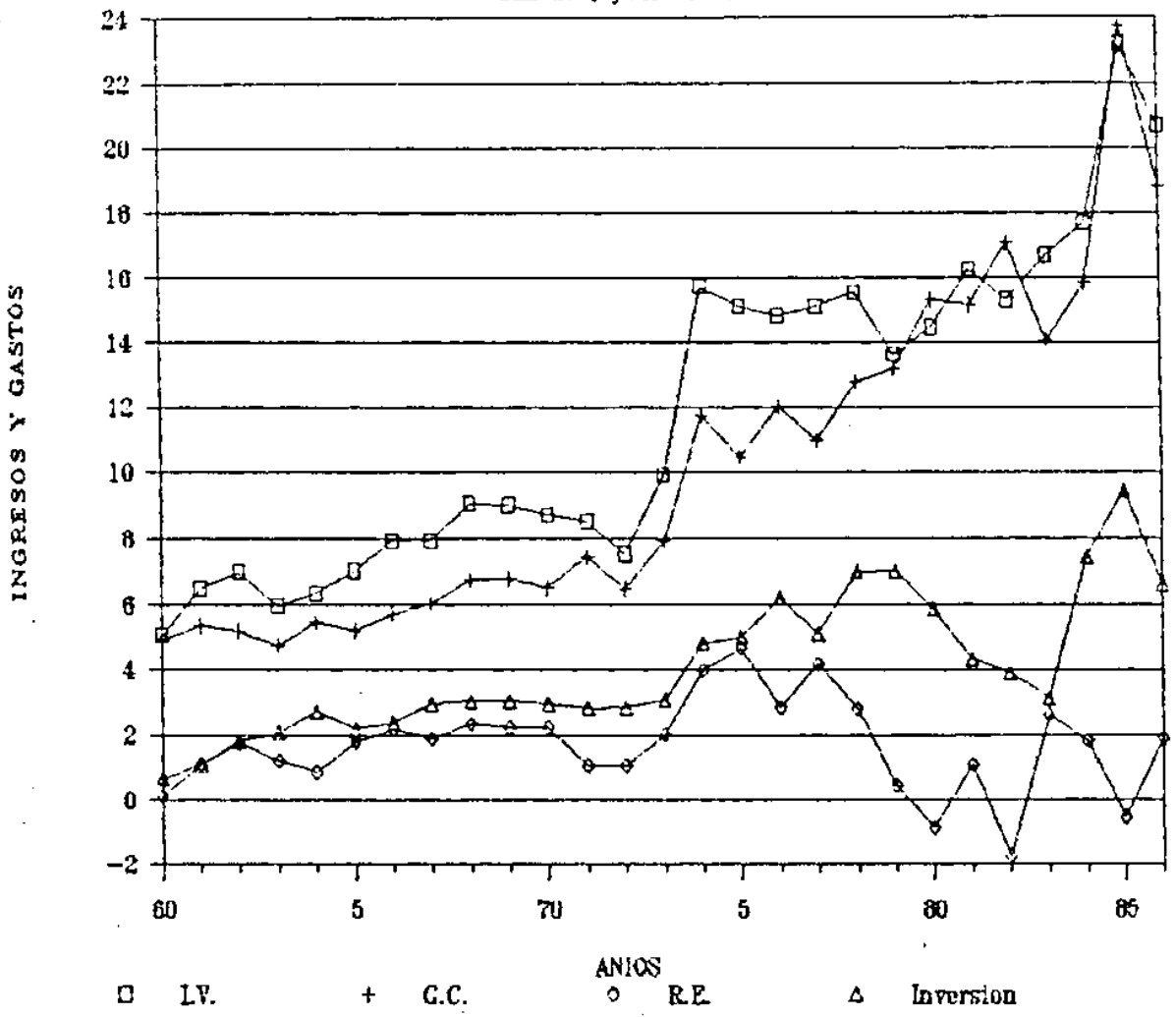
Hasta 1975 se observa cierta regularidad en el financiamiento de las inversiones. El Resultado Bruto de Explotacion (*), excepto los años 1963-64 y 1971-72, financia más de la mitad de las inversiones.

(*) Diferencia entre los ingresos y gastos corrientes antes de deducir amortizaciones. Es el margen que le queda a la empresa para realizar inversiones en reposición, mantenimiento de la producción, y eventualmente expansión. Las inversiones para mantenimiento de la producción son pozos e instalaciones de superficie que es necesario realizar para compensar la declinación de la producción por agotamiento de reservas.

GRAFICO Nº 3.2.4.8.

INGRESOS Y GASTOS YPF

Bill de $ junio 1981



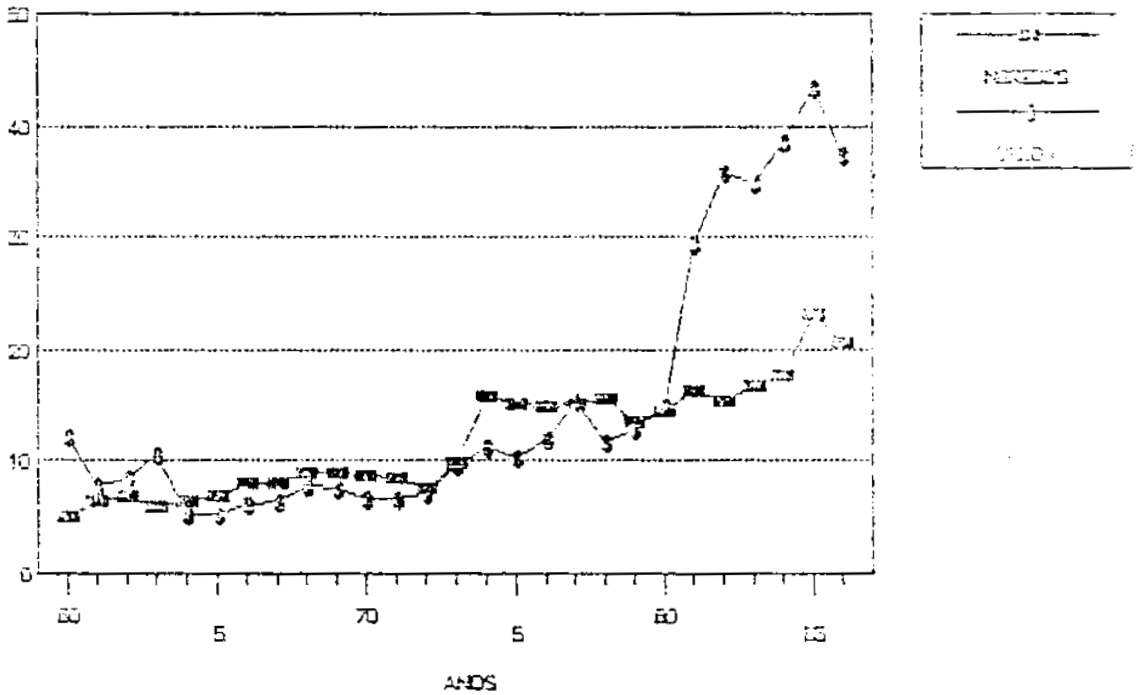
Donde:
IV: Ingresos por Ventas
GC: Gastos Corrientes de Operación
RE: Resultado Bruto de Explotación.
Inversión: Incluye todas las etapas de la actividad productiva en reposición y expansión.

Fuente: En base a datos de ejecución presupuestaria y Balances de YPF.

Entre 1973-75 se retoma la capacidad de autofinanciamiento histórica y a partir de esa fecha el deterioro que afecta a la empresa estatal no tiene antecedentes.

En 1977 el gobierno intenta recuperar el deterioro que se había dado en 1976 (*) y lo mismo se intenta en 1981 y 1983, hasta el fin del gobierno militar.

GRAFICO Nº 3.2.4.9.



Fuente: En base a datos de Balances de YPF.

(*) Es interesante reproducir un párrafo del mensaje del Secretario de Energía G. Zubarán al asumir en 1976. Decía "Como hemos señalado, YPF constituye un medio fundamental en este nuevo esquema petrolero. Pero, a diferencia con lo que venía sucediendo hasta ahora, esta no es una mera actitud declaratoria, sino que se traduce en las medidas concretas que hemos enunciado y que tienen por objeto convertirla en una empresa eficiente, que se enorgullezca de presentar sus balances, en lugar de esconderlos como sucedió [illegible]

Obviamente la brecha entre el Resultado de Explotación y las Inversiones que se observa desde 1976 a 1983 descargó en los 4300 millones de dólares de deuda con que recibió el gobierno radical a dicha empresa. Hacia fines de 1985 esta deuda se había acrecentado sin mostrar una nítida tendencia a su amortiguación. La diferencia con la política del gobierno militar anterior fue que en este caso no se recurrió al financiamiento externo para cubrir las necesidades de caja de la empresa estatal. No obstante hay contratos que tienen claúsula de pago en dólares.

En el Gráfico 3.2.4.9. se ilustra sobre cómo repercutieron los efectos de la política de precios en el endeudamiento de YPF. Los saltos que se observan en 1974 y a partir de 1981 se deben a las fuertes devaluaciones de la moneda argentina respecto al dólar estadounidense. El mayor impacto se produce en 1981 como consecuencia de haberse financiado entre 1977 y 1980 los déficits operativos e inversiones de la empresa estatal con préstamos internacionales que acumularon un gran pasivo en moneda extranjera. Las empresas privadas que también habían seguido una política similar de financiamiento, antes de la devaluación pudieron licuar sus pasivos en moneda extranjera mediante una disposición oficial que además permitía a estas constituir seguros de cambio. Las empresas estatales quedaron excluídas de esta posibilidad de modo que las devaluaciones repercutieron en un 100% sobre sus estados financieros.