



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Biblioteca "Alfredo L. Palacios"



Dilemas del crecimiento sostenible en el contexto argentino: análisis económico, financiero de una empresa del sector energético

Grinstin, Patricio N.

2004

Cita APA: Grinstin, P. (2004). Dilemas del crecimiento sostenible en el contexto argentino: análisis económico, financiero de una empresa del sector energético.

Buenos Aires : Universidad de Buenos Aires.

Facultad de Ciencias Económicas. Escuela de Estudios de Posgrado

Este documento forma parte de la colección de tesis de posgrado de la Biblioteca Central "Alfredo L. Palacios". Su utilización debe ser acompañada por la cita bibliográfica con reconocimiento de la fuente.

Fuente: Biblioteca Digital de la Facultad de Ciencias Económicas - Universidad de Buenos Aires

Col. 1502/0308

TITULO DEL TRABAJO FINAL:

“DILEMAS DEL CRECIMIENTO SOSTENIBLE EN EL CONTEXTO ARGENTINO; Análisis económico – financiero de una empresa del sector energético”

CATALOGADO

AUTOR: Lic. Patricio N. Grinstin

TUTOR: Dr. Aldo H. Alonso

Up. G. 3352, A. 22210
GSDC
Tres. Posgr.

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

INDICE

I. PRESENTACION	4
a) Relevancia de la temática seleccionada		4
b) Objetivos del trabajo		4
c) Aspectos metodológicos		5
d) Estructura del trabajo		6
II. ANALISIS SECTORIAL	7
a) Transformaciones y desregulación		7
b) Marco legal		10
III. ANALISIS DEL <i>DOWNSTREAM</i>	17
a) Refinerías		18
b) Estaciones de servicio		19
c) Desarrollo del mercado interno		20
d) Participación de mercado		26
e) Precios		27
f) Problemáticas del sector		29
g) La devaluación: AÑO 2002		31

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
 Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

IV. COMPORTAMIENTOS A NIVEL MICRO	35
a) Comportamiento de los indicadores tradicionales.	35
b) Resultados de aplicar el modelo de crecimiento sostenible	38
1. Periodo 1991 – 1997	38
2. Período 1998 – 2003	42
3. Proyecciones de impactos en sustentabilidad	47
a- Variables en el mediano plazo	47
b- Escenarios	48
c- Decisiones estratégicas: definiciones a mediano – largo plazo	54
V. CONCLUSIONES	58
a) Apreciaciones sobre el sector y sus componentes	58
b) Conclusiones a partir del empleo del modelo de crecimiento sostenible	59
c) Conclusiones sobre lo pertinente del modelo	60
VI. BIBLIOGRAFIA	61

I. PRESENTACION

a) RELEVANCIA DE LA TEMATICA SELECCIONADA

La dinámica empresarial, situada dentro de un inestable contexto nacional, origina la necesidad de contar con herramientas eficientes para la comprensión de impactos de variables macro que definen la viabilidad a largo plazo de las organizaciones. La identificación de dichos impactos mediante variables típicas de modelos financieros, permite analizar de forma sencilla, la conveniencia o no de llevar adelante determinadas decisiones de negocio.

Es indispensable para la gestión empresarial, contar con herramientas que permitan sustentar dichas decisiones, estableciendo de manera temprana la existencia de eventuales dificultades operativas o financieras y posibilitando la corrección a tiempo de aquellas variables negativas que podrían derivar en un gran perjuicio para la organización a futuro.

b) OBJETIVOS DEL TRABAJO

El objeto de este trabajo consiste en la identificación, adaptación y utilización de una metodología apta para la comprensión de las características del sector petrolero, como asimismo para la evaluación de las políticas implementadas por la industria, analizando sus virtudes y sus debilidades en un ambiente de constante evolución.

A tal fin, se han considerado y aplicado muchos de los conceptos y procedimientos abordados en la Carrera de Especialización en Administración Financiera.

La hipótesis básica que se tratará de probar consiste en la utilidad del *modelo de crecimiento sostenible* como herramienta para la determinación de ciertas pautas a implementar en una empresa del sector energético. Dicha metodología permite comprender y analizar las políticas desarrolladas en el sector y las características del mismo, procurando, mediante la identificación de las virtudes y las dificultades, la toma de decisiones estratégicas.

c) ASPECTOS METODOLOGICOS

Es de vital importancia para la comprensión del trabajo, conocer los segmentos en los que se divide la operatoria en la industria del petróleo.

Las empresas productoras de petróleo se dedican a la exploración de yacimientos y a la extracción de crudo para su posterior comercialización. Este segmento se denomina *upstream*, y es de singular importancia para nuestro modelo ya que es uno de los actores que determina algunas de las variables macro más importantes, como ser el precio y la disponibilidad de la materia prima.

Por su parte, las empresas destiladoras de petróleo se dedican a la refinación y comercialización del combustible. Este segundo segmento, que será el centro de nuestro estudio, se denomina *downstream*, y es aquí donde emplearemos el *modelo de crecimiento sostenible* para que nos permita comprender las dificultades por las que atraviesa el sector y poder tomar medidas correctivas o decisiones de fondo.

El modelo puede ser inicialmente dividido en dos, la parte operativa y la parte financiera. La rentabilidad operativa se compone del producto de dos cocientes, margen y rotación, cuyo comportamiento presupone una correlación negativa definida en base a una decisión estratégica; a mayor margen del producto menores ventas o viceversa.

$$Ro = f(M \times R) \begin{cases} \rightarrow Ro = UAIT / Ventas \times Ventas / Activo \\ \rightarrow Ro = (Ingresos - Costos) / Activo \end{cases}$$

Ro = Rentabilidad Operativa, UAIT = Utilidad Antes de Intereses e Impuestos

Se observa claramente que la organización debe satisfacer la cobertura de los costos totales para evitar pérdidas, que sostenidas a lo largo del tiempo deriven en un problema para su existencia. Un rendimiento de los activos sustentable podría estar situado dentro de ciertos parámetros como ser un nivel crítico hacia abajo o un nivel *benchmark* hacia arriba; transgredir dichos umbrales me aleja de la sustentabilidad y acrecienta las posibilidades de incurrir en dificultades.

Suponiendo que una empresa a)deba crecer al ritmo que lo hace su demanda sectorial – para no perder participación de mercado -, b)no este dispuesta a recibir

aportes de capital, y c) mantiene las proporciones de sus fuentes de financiamiento actuales, se concluye que la tasa de crecimiento de las ventas se ve limitada por la tasa de crecimiento del capital propio:

$$G_s = \Delta PN / PN_0 = M \times R \times L \times A$$

$$G_s = (\text{UAIT} / \text{Ventas}) \times (\text{Ventas} / \text{Activo}) \times (\text{Activo} / \text{Patrimonio}) \times (1 - \text{dividendos})$$

G_s = Crecimiento sostenible, PN = Patrimonio, M = Márgen, R = Rotación, L = Leverage, A = Tasa de Autofinanciamiento

Aquí se aprecia la parte financiera de la fórmula, ya que un incremento en los activos necesarios para satisfacer un aumento de las ventas debe ser financiado mediante la retención de parte de los resultados registrados, más las deudas en su proporción adecuada.

Mientras que los incrementos inferiores a la tasa de crecimiento sostenible generan excedentes de financiamiento o una posible pérdida de mercado, un incremento en ventas superior puede traer aparejado serias dificultades cuando por ejemplo:

- Se ha agotado el recurso de endeudamiento adicional.
- Las condiciones del crédito se hayan endurecido significativamente.
- El grado de apalancamiento financiero se considere en un máximo.

El modelo permitirá visualizar la viabilidad de la compañía a largo plazo, simplemente conociendo el porcentual de crecimiento de las ventas con relación al crecimiento sostenible. Además, nos indica que variables se deben corregir para poder aproximarse a la sustentabilidad.

d) ESTRUCTURA DEL TRABAJO

Servirá de marco inicial hacer referencia a la actualidad del sector, detallando los cambios en la legislación durante la última década y comparándola con la situación previa a la desregulación del mercado.

Posteriormente, analizaremos los impactos de la reforma en el *downstream*, centrándonos en las fuertes inversiones, y en las variaciones del mercado y la industria.

A continuación, nos adentraremos en los problemas del sector, detallando las causas principales que los originan. Observaremos cómo el Estado, con ciertas posiciones y rehusando a tomar decisiones fundamentales, es generador de algunas de dichas dificultades.

En el capítulo central del trabajo, se aplica el *método de crecimiento sostenible* a un caso concreto. De allí que, mediante un profundo análisis económico-financiero de los indicadores, se pueden extraer conclusiones significativas acerca de la evolución del sector, y también nos permite fundamentar la toma de decisiones estratégicas a mediano y largo plazo.

II. ANALISIS SECTORIAL

a) TRANSFORMACIONES Y DESREGULACION

Si se pretende analizar la actualidad de la industria del *downstream*, no hay dudas acerca de la necesidad de observar detenidamente las transformaciones ocurridas durante la última década en el sector petrolero.

La industria desde principios de los 90 - paralelamente a las modificaciones económicas generadas por la convertibilidad – ha sufrido un cambio sustancial.

La desregulación de la industria del petróleo ha intentado transparentar este mercado, favoreciendo la competencia. Esta política energética ha posicionado a la Argentina entre uno de los 5 países que poseen una industria de hidrocarburos totalmente privatizada. Esta transformación se resume en el siguiente cuadro comparativo:

DESREGULACION DE LA INDUSTRIA PETROLERA

ANTES	AHORA
1. PRODUCCION DE CRUDO MONOPOLIZADA POR Y.P.F.	LIBRE DISPONIBILIDAD DE HIDROCARBUROS
2. SISTEMA DE DISTRIBUCION/ASIGNACION DEL CRUDO	CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO A REFINADORAS.
3. IMPORTACIONES-EXPORTACIONES CONTROLADAS POR LA SECRETARIA DE ENERGIA	LIBRE IMPORTACION-EXPORTACION
4. PERMISOS Y RESTRICCIONES PARA LA INSTALACION DE ESTACIONES DE SERVICIO Y REFINERIAS	SOLO REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD Y MUNICIPALES
5. ESTRUCTURA DE PRECIOS DEFINIDA POR EL GOBIERNO	LIBRE CONFORMACION DE PRECIOS
6. Y.P.F. y GAS ESTATAL	Y.P.F. y GAS DEL ESTADO PRIVATIZADAS

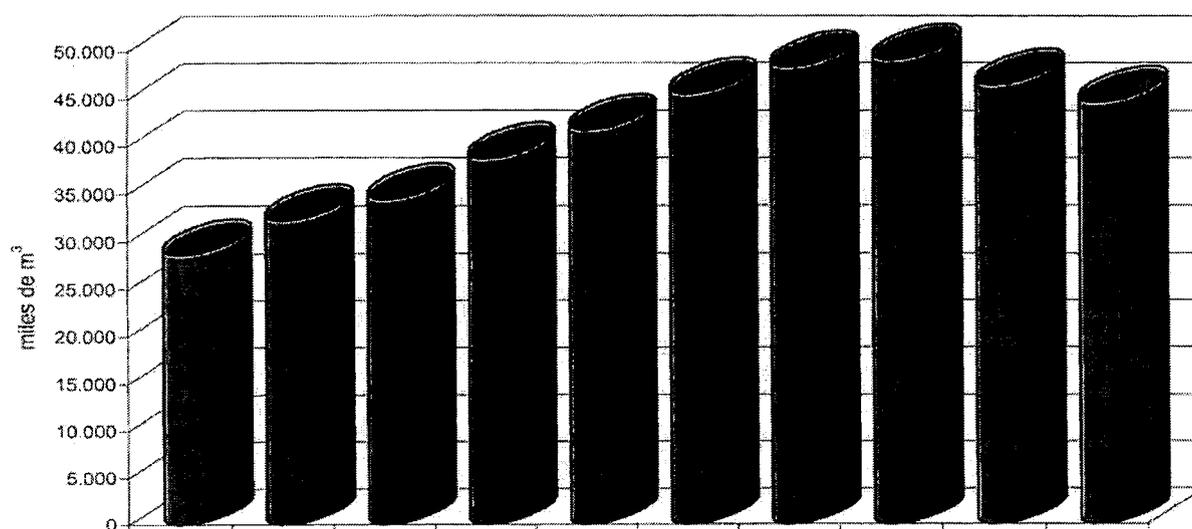
1. En contraste con la producción monopólica del crudo que caracterizó a la Argentina en las décadas precedentes, el gobierno generó la libre disponibilidad de hidrocarburos transfiriendo la actividad del *Upstream* a compañías privadas.
2. Históricamente, el crudo era distribuido entre las refinadoras utilizando un sistema complicado de cuotas basado en capacidades de conversión; la desregulación modificó esta situación permitiendo el libre comercio entre productores y refinadores.
3. Las importaciones y exportaciones tanto de crudo como la de sus derivados eran controladas por la secretaría de energía en la década del 80', situación que se modificó a principios de esta década permitiéndose la libre realización de las mismas.
4. La totalidad de lo relacionado con la instalación de estaciones de servicio, refinerías y sus operaciones eran controladas por la secretaría de energía. De hecho, durante los últimos 5 años previos a la desregulación no se había instalado ninguna estación de servicio (a excepción de negocios con GNC). Con la reforma, la libre instalación de lugares de expendio y plantas de refinación sólo se ve limitada por requerimientos de seguridad y normas municipales.
5. Tanto el precio del crudo como el de sus derivados se encontraban totalmente regulados. En la actualidad la industria fija sus propios precios mediante la oferta

y la demanda. La eliminación de dichos controles es una de las principales diferencias entre ambos mercados.

6. La privatización de Y.P.F. y GAS del ESTADO y la federalización de los hidrocarburos - transfiriendo los yacimientos de la nación a la provincia - cierran una etapa de grandes cambios en la industria petrolera.

Favorecido por esta transformación, el sector realizó inversiones por dls.25.000 millones en *upstream* y dls. 8.000 millones en *downstream* generando un crecimiento de la producción petrolera de un 65% durante la última década pasando de ser un país importador de crudo a uno exportador.

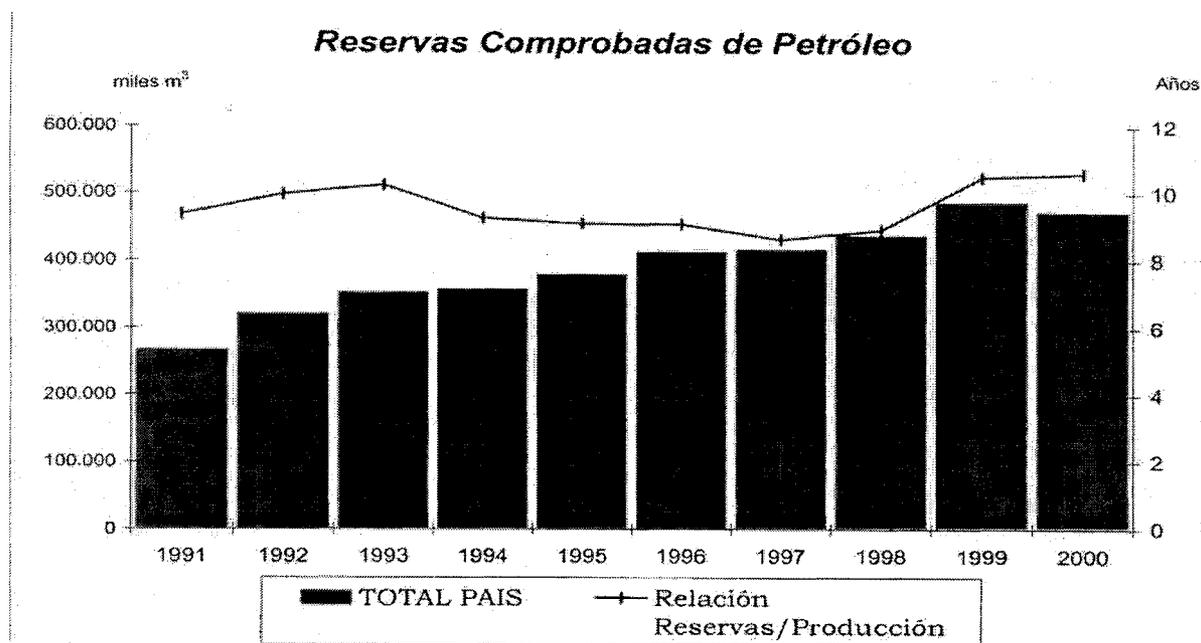
PRODUCCION DE PETROLEO POR AÑO



Fuente Secretaría de energía

1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000

A su vez, las reservas de petróleo y gas natural alcanzaron al final de la década un horizonte aproximado de 11 y 17 años respectivamente, manteniendo el nivel actual de producción y consumo, mientras que la producción de estos *commodities* aumentó como mínimo un 30% durante los 90'.



Fuente: Secretaría de Energía

Estas modificaciones monumentales - por su envergadura - han impactado fuertemente en el desenvolvimiento de la industria de refinación y comercialización de combustibles, pero sus resultados no han sido del todo satisfactorios generando en algunos aspectos dificultades tanto a las empresas del medio como a los consumidores.

b) MARCO LEGAL

La evolución del marco legal e institucional de la industria de los hidrocarburos en nuestro país es un elemento clave para analizar los comportamientos de los distintos actores presentes en nuestro mercado.

Los fundamentos originales de la legislación de hidrocarburos en la Argentina derivan de los antiguos Códigos de Minería, este es un instrumento jurídico que debe ser sancionado por el Congreso Nacional; el cual establecía que la propiedad de los yacimientos de hidrocarburo pertenecía a los Estados Provinciales.

Durante la presidencia del Dr. Frondizi (1958-1962) se sancionó la ley N° 14.773 cuya importancia radica en que se transfirió la propiedad minera de todos los yacimientos de hidrocarburos al Estado Nacional.

En el año 1967, con la sanción de Ley N° 17.319, se constituyó el esqueleto legal sobre el cual se asentaron las políticas en el área de hidrocarburos desde su sanción hasta la adopción de las políticas de desregulación y privatización adoptadas a partir de 1991. Muchas de sus disposiciones han sido dejadas sin efecto luego del dictado de los decretos de desregulación petrolera, 1055/89; 1212/89; 1589/89; la sanción de las Leyes de marco regulatorio de Gas Natural N° 24.076 y Federalización de Hidrocarburos N° 24.145 que dieron paso a la privatización de YPF y Gas del Estado, todo lo cual creó importantes vacíos en el texto, lo que ha hecho perder su unidad conceptual.

Entre los años 1967 y 1989 la Ley N° 17.319 era el principal marco regulatorio que rigía todas las relaciones en materia de hidrocarburos, complementándose con la Ley N° 21.778 de Contratos de Riesgo sancionada en 1978, y el Decreto 1443/85 en lo atinente a Contratos de Asociación, llamado Plan Houston. Cabe recordar que durante este período el Estado Nacional contaba con dos empresas estatales como YPF y Gas del Estado que se constituyeron en los instrumentos de aplicación para llevar adelante las estrategias y políticas energéticas gubernamentales en el campo de los hidrocarburos.

En su primer artículo la ley N° 17.319 establece que: "Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional". Esta definición marcó un rumbo estratégico y se completó con el accionar empresario en el campo de la explotación de hidrocarburos, por medio de YPF y por Gas del Estado en lo referente al transporte y distribución de gas natural.

No se cerró el camino a la actividad privada; la ley, en su artículo 2°, establecía que las actividades relativas a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos podrían estar a cargo de empresas estatales, privadas, o mixtas por medio de la figura de los permisos de exploración y de los convenios temporales de explotación.

En su artículo 3° el Gobierno Nacional se reservó el papel de fijar las políticas nacionales en estas actividades, con el fin principal de satisfacer las necesidades de abastecimiento de hidrocarburos del país con la producción obtenida en sus

yacimientos:...”El Poder Ejecutivo nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2°, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.”

El Estado Nacional fue el poder concedente de permisos de exploración y explotación y transporte, pero los riesgos propios de la actividad minera quedarían a exclusiva cuenta y cargo de los titulares de los permisos y concesiones; según fuera establecido en los Arts. 4° y 5° (in fine), de la ley.

Art.4°:”El Poder Ejecutivo podrá otorgar permisos de exploración y y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos, con los requisitos y en las condiciones que determina esta ley.”

Art. 5° (in fine):...”Asimismo, serán de su exclusiva cuenta los riesgos propios de la actividad minera.”

Su artículo 6° estipulaba que las empresas concesionarias de explotación adquirirían el dominio sobre los hidrocarburos extraídos, pudiendo transportar, industrializar y comercializar el crudo y/o los derivados, debiendo hacerlo sobre bases técnico-económicas razonables que contemplaran la conveniencia del mercado interno y procurando estimular la exploración y explotación de hidrocarburos.

YPF y Gas del Estado desarrollaban sus actividades en las áreas que a tales efectos les fueran reservadas por el Estado y reconocían a las provincias en cuyo territorio se explotaran los yacimientos una participación en la producción, limitada entre el 12% como máximo y pudiendo reducir este reconocimiento hasta un mínimo del 5%.

Según lo establecido en el Art. 6° de la ley de referencia, si la producción nacional de hidrocarburos no fuera suficiente para cubrir las necesidades internas, todas las disponibilidades de origen nacional deberían ser utilizadas en el país en forma obligatoria, debiendo adecuarse las refinerías al uso racional de los petróleos nacionales. En tales circunstancias, el Poder Ejecutivo podía fijar los precios de comercialización en el mercado interno de los petróleos crudos, pero los mismos debían ser iguales a los que se establecieran para la empresa estatal YPF, pero nunca inferiores a los precios de importación de petróleos de condiciones similares. Esta facultad podía tener un caso de excepción cuando los precios de importación subieran en forma significativa en circunstancias excepcionales y en este caso los precios podían fijarse sobre la base de los reales costos de explotación de YPF.

Además se reservaba el derecho de permitir las exportaciones de hidrocarburos o derivados excedentes en el mercado interno siempre que fueran realizadas a precios comerciales razonables fijando los criterios que posibilitaran una equitativa participación a todos los productores del país.

El artículo 6° también hacía referencia al gas natural, ya que se autorizaba a utilizar en primer término la producción para satisfacer los requerimientos propios de la explotación, y luego se daba preferencia a la empresa estatal que prestaba servicios de distribución (Gas del Estado) a adquirir el excedente para los fines comerciales de explotación del servicio público de gas natural:...”La producción de gas natural podrá utilizarse, en primer término, en los requerimientos propios de la explotación de los yacimientos de que se extraiga y de otros de la zona, pertenezcan o no al concesionario y considerando lo señalado en el artículo 31. La empresa estatal que preste servicios públicos de distribución de gas tendrá preferencia para adquirir, dentro de plazos aceptables, las cantidades que excedieran del uso anterior a precios convenidos que aseguren una justa rentabilidad a la inversión correspondiente, teniendo en cuenta las especiales características, y condiciones del yacimiento.”...

La Ley N° 21.778 facultaba a las empresas a convocar licitaciones y a celebrar contratos destinados a la exploración y explotación de hidrocarburos. En su 2° artículo se estipula que: “En los contratos que se celebren en cumplimiento de la presente ley, las empresas contratistas deberán asumir todos los riesgos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y se comprometerán a aportar a su exclusivo cargo la tecnología, capitales, equipos, maquinarias y demás inversiones que fueren necesarias para el desarrollo de las operaciones correspondientes al área objeto del contrato.” Pero, las empresas contratistas no adquirirían derecho minero alguno sobre los yacimientos que se descubrieran en el área del contrato, ni el dominio de los hidrocarburos que extrajeran (Art. 3°).

El artículo 8° ordenaba que dichos contratos se celebraran previo llamado a licitación pública, y podrían presentar ofertas las personas físicas o jurídicas que se hallaren inscriptas en el Registro que, a tales fines, debían crear las empresas estatales. Quienes no podían inscribirse eran las personas jurídicas extranjeras de derecho público, en calidad de tales.

Su artículo 15° establece que: “Las empresas estatales, podrán incluir en los contratos de riesgo, cláusulas que establezcan el reajuste de los precios pactados con

las empresas contratistas, en la medida de la exacta incidencia derivada de las diferencias de los niveles de impuestos que se produzcan con posterioridad a la fecha de la apertura de la licitación - o de la firma del contrato en caso de contratación directa -, como consecuencia de aumentos o disminuciones de los tributos nacionales y provinciales, creación de otros nuevos o derogación de los existentes y que alcancen a las empresas contratistas como sujetos de derecho de los mismos. Exceptúense de las previsiones del presente artículo, las tasas retributivas de servicios y las contribuciones por mejoras.”

El artículo 19° estipula que: “Estará totalmente exenta del pago de los derechos de importación y de todo otro derecho, impuesto especial o gravamen correlativo - con exclusión de las tasas retributivas de servicios- la introducción de bienes de capital, herramientas especiales o partes y elementos componentes de dichos bienes, que fueran necesarios para la ejecución de los contratos reglados por la presente ley, considerados a valor FOB puerto embarque, en tanto los mismos no se produzcan en el país en condiciones de eficiencia, plazo de entrega y precios razonables. La exención se extenderá a los repuestos y accesorios necesarios para garantizar la puesta en marcha y el desenvolvimiento de las actividades objeto del contrato hasta el máximo del cinco por ciento(5%) del valor de los bienes importados.”...

Su artículo 25° establece que:...”Se entenderá por empresas estatales a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, Gas del Estado y aquellas otras empresas o sociedades que con cualquier forma jurídica y bajo el contralor permanente del Estado, las sucedan o reemplacen en el ejercicio de sus actuales actividades.”

A la Ley N° 21.778 se le aplicaba supletoriamente las normas de la ley N° 17.319, en todo supuesto no modificado ni previsto expresamente por la norma..

En el periodo del gobierno del presidente Raúl Alfonsín, se dictaron los Decretos 1443/85 y 623/87, reglamentando el artículo 95 de la ley 17.319, dando inicio a una amplia convocatoria al capital privado de riesgo para la ejecución de un ambicioso plan exploratorio mediante Contratos de Asociación, conocido como Plan Houston, que convocó a grandes empresas petroleras privadas internacionales para la exploración de nuevas áreas inexploradas continentales y marinas de nuestro territorio.

Entre los años 1989 y 1991, se dictaron la Ley N° 23.696 de Reforma del Estado, la Ley N° 23.697 de Emergencia Económica, y los decretos de desregulación petrolera (1055/89, 1212/89, 1589/89 y 2411/91). Estas normas promovieron la venta de áreas marginales de YPF a empresas privadas, la cesión de áreas denominadas “poco productivas” a las provincias, la asociación de YPF con las empresas privadas en siete áreas centrales, altamente productivas pertenecientes a la empresa estatal, y la reconversión de los contratos de riesgo del Plan Houston.

Se eliminó la figura del Contrato de Asociación y se transformó a éstos en permisos de exploración y concesiones de explotación; la producción obtenida en las nuevas concesiones serían de libre disponibilidad. Sin embargo, todavía el Estado Nacional se reservaba algunas atribuciones respecto a la facultad de imponer restricciones si situaciones de abastecimiento interno lo impusieran.

La Ley N° 23.696 denominada de “Reforma del Estado” fue sancionada ante la situación de grave emergencia Administrativa del país. La misma legisló en lo atinente a privatizaciones y participación del capital privado, programa de propiedad participada, contrataciones de emergencia, contrataciones vigentes, situación de emergencia en las obligaciones exigibles, entre otras cosas; y constituyó el “puntapié” inicial para la privatización de YPF y Gas del Estado.

En su 2° artículo se autorizaba al Poder Ejecutivo Nacional a disponer por un plazo de 180 días, la intervención de todos los entes, empresas y sociedades, cualquiera sea su tipo jurídico, de propiedad exclusiva del Estado Nacional y/o de otras entidades del sector público nacional de carácter productivo, comercial, industrial o de servicios públicos.

El artículo 7° establecía:” Facúltase al Poder Ejecutivo Nacional para disponer por acto fundado la creación de nuevas empresas sobre la base de la escisión, fusión, extinción o transformación de las existentes, reorganizando, redistribuyendo y reestructurando cometidos, organización y funciones u objetos sociales de las empresas y sociedades indicadas en el artículo 2, efectuando en su caso las correspondientes adecuaciones presupuestarias, sin alterar los montos máximos autorizados, y sin comprometer avales y/o garantías oficiales.”

Para proceder a la privatización total o parcial o a la liquidación de empresas, sociedades, establecimientos o haciendas productivas cuya propiedad pertenezca

total o parcialmente al Estado Nacional, era requisito previo que hubieran sido declaradas “sujeta a privatización”, esta declaración sería efectuada por el Poder Ejecutivo Nacional, debiendo ser aprobada por ley de Congreso. (Arts. 8° y 9°)

La Ley N° 23.697 de Emergencia Económica, entre la gran cantidad de medidas transitorias que introdujo, puede destacarse la suspensión de los regímenes de promoción minera, estipulando en sus artículos 11° y 12° la suspensión de nuevos proyectos en materia de minería y el goce del 50% de los beneficios acordados para el sector. En lo atinente a las inversiones extranjeras, su art. 15° establecía la derogación de aquellas normas por las que se requería la aprobación previa del Poder Ejecutivo Nacional o de la autoridad de aplicación para las inversiones de capitales extranjeros en el país. Se garantizaba la igualdad de tratamiento.

Su artículo 30° derogaba, sustituía y modificaba artículos pertenecientes a leyes anteriores, estipulando que:” El Poder Ejecutivo Nacional queda facultado para fijar precios oficiales de venta de los combustibles,...” ; y en su Art. 31° se lo autorizaba para establecer las formas de percepción del impuesto a los combustibles que mejor convengan a las modalidades de comercialización del producto.

El Decreto 1212/89 trató específicamente sobre la desregulación de refinerías y bocas de expendio. Los objetivos de esta norma establecieron que para la desregulación del sector hidrocarburos se determinaran reglas que privilegiaran los mecanismos de mercado para la fijación de precios, para la asignación de cantidades y para los valores de transferencia y/o bonificaciones en todas las etapas de la actividad. Se promovió la ampliación del mercado libre de hidrocarburos y la eliminación de la asignación de cuotas de crudo a cada empresa que hasta ese momento constituía la práctica habitual mediante la cual la Secretaría de Energía regulaba los mecanismos de asignación de petróleo a las refinerías.

Además, se dispuso que el petróleo producido por los nuevos concesionarios, en virtud de los contratos reconvertidos, sería en adelante de libre disponibilidad. Esta medida se complementó con la libertad para la importación y exportación del petróleo crudo y de productos derivados.

El decreto 1589/89 amplió el concepto de libre disponibilidad, ya que a la libre disponibilidad del petróleo crudo y del gas natural, se le agregó la libre disponibilidad de las divisas que ingresaran como consecuencia del libre comercio

de estos productos. Esta disponibilidad fue limitada al 70% del valor de cada operación efectuada.

En el año 1992 se dictaron las leyes N° 24.076 y N° 24.145, que establecieron la privatización de las empresas de Gas del Estado e YPF, respectivamente. Esta última ley dispuso la Federalización de los hidrocarburos transfiriendo del estado nacional a las provincias el dominio público de los yacimientos que se encontraran en sus territorios, sin embargo esta transferencia quedaba condicionada en los casos que dichos yacimientos estuvieran bajo contratos de concesión a la finalización de los mismos. Debido a que casi todos los yacimientos se encontraban bajo un régimen de concesión prolongado, esta anomalía se corrigió con la reforma de la Constitución Nacional en el año 1994 (Art. 124 de la Carta Magna) que establece que los recursos naturales pertenecen a las provincias sin ningún tipo de condicionante:(in fine)...”Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.”

La Ley 24.145 consignaba en su artículo 5° la constitución de una Comisión de Provincialización de Hidrocarburos que tendría “...a su cargo redactar un proyecto de ley que, exclusivamente, contenga las modificaciones que permitan ordenar, adaptar y perfeccionar el régimen de la Ley N° 17.319 con relación a las nuevas disposiciones...”; sin embargo, hasta el presente, no se ha sancionado una nueva Ley de Hidrocarburos con tal fin; por lo tanto, a pesar de las importantes modificaciones efectuadas a lo largo de la presente década, el país se encuentra sin una norma específica para la industria que por tal razón continúa operando con normas jurídicas de nivel inferior.

III. ANALISIS DEL *DOWNSTREAM*

La gran inversión en el sector , provocada principalmente por la desregulación, se destinó a la mejora de productos y servicios en búsqueda de una mayor participación en un mercado que se preveía cada vez más competitivo.

Es así como una gran cantidad de recursos fue destinada a ampliar y a tecnificar las refinerías; a mejorar y construir estaciones de servicio y a promover las ventajitas de las diferentes marcas.

a) REFINERIAS

Las refinerías se pueden clasificar según la capacidad que tengan para convertir el petróleo crudo en productos de mayor valor agregado, desde los livianos - esencialmente naftas - pasando por los intermedios - gas-oil - hasta llegar a los pesados - fuel-oil -, siguiendo el orden de mayor valor asignado por el mercado a cada uno de ellos. De esta forma encontramos refinerías de alta, media y baja conversión. El cuadro actual es el siguiente:

Cuadro: Refinerías en Argentina

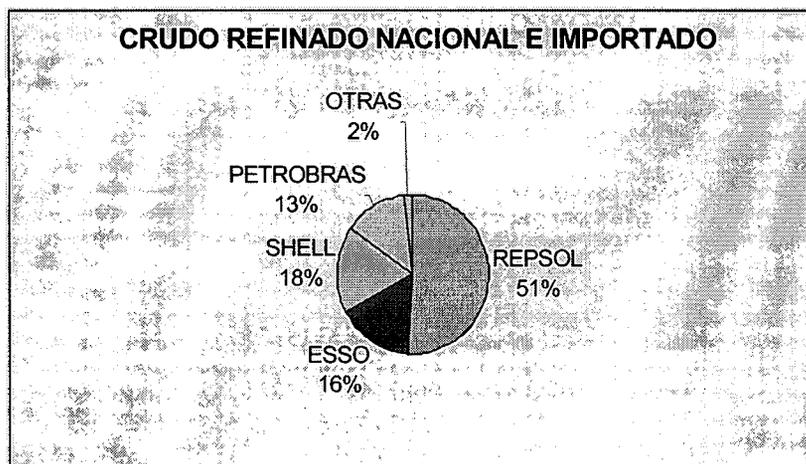
Empresa	Ubicación	Conversión
YPF	La Plata	Alta (1)
	Luján de Cuyo	Alta
	Plaza Huincul	Baja
ESSO	Campana	Alta (1)
	*Puerto Galván	Media
SHELL	Dock Sud	Alta (1)
Refisan(2)	San Lorenzo	Media
EG3(2)	Puerto Galván	Media
Refinor(2)	Campo Duran	Baja

Fuente: I.A.E. * Actualmente fuera de servicio

(1) Producción de Lubricantes y especialidades.

(2) Ahora pertenecientes a PETROBRAS.

Es importante que las refinerías sean de alta conversión ya que posibilita un mayor ajuste de su producción a la demanda. Por ejemplo, las refinerías de alta conversión producen mayor cantidad de productos livianos e intermedios, siguiendo la tendencia de la demanda actual y agregando mayor valor a la cadena de producción.



Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y Gas

Una fuerte inversión en refinerías generó una mejora en la calidad de los combustibles - posicionando a las naftas nacionales entre las mejores del mundo -, ya que poseen mayor octanaje, además de eliminar el plomo de sus compuestos. De esta forma se mejora el rendimiento de los vehículos sin perjudicar el medio ambiente.

Las principales empresas que actúan en la producción de productos derivados del petróleo, tratando aproximadamente el 85% del petróleo crudo que se procesa en el país son Repsol – YPF, ESSO y Shell. En la Figura (Ver CRUDO...)se puede observar la participación en el mercado de las empresas refinadoras instaladas en la Argentina.

El ingreso de PETROBRAS al mercado a principios de esta década - primero con la adquisición de EG3 y luego con la adquisición de PECOM - sitúa a esta empresa de origen brasileña con una participación del 13% de la refinación del crudo en Argentina, aumentando la concentración del mercado de refinación.

b) ESTACIONES DE SERVICIO

Otro destino de los desembolsos monetarios fue dirigido a la reparación y construcción de una gran cantidad de estaciones de servicio en todo el país. Dichas estaciones trajeron aparejadas un nuevo negocio , los shops o kioscos de autoexpendio, que provocaron tanto modificaciones en la modalidad de compra de los consumidores, como un nuevo flujo de ingresos para las petroleras.

El detalle sobre la composición de estaciones de servicio queda evidenciado en el siguiente cuadro:

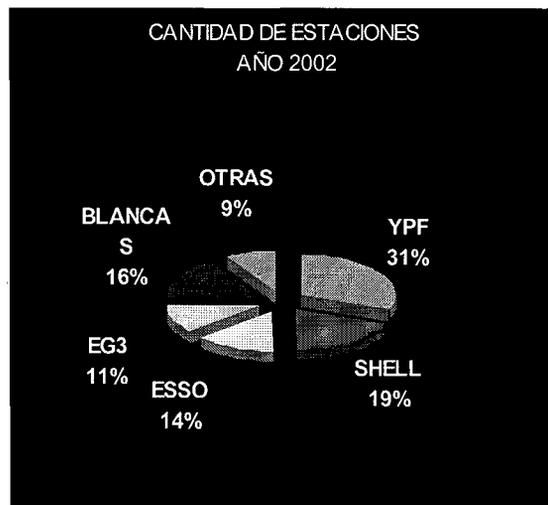
CANTIDAD DE ESTACIONES POR EMPRESA

AÑO 1990	YPF	SHELL	ESSO	OTRAS	TOTAL
CANTIDAD	2909	952	947	502	5310
%	54,80%	17,90%	17,80%	9,50%	

AÑO 1999	YPF	SHELL	ESSO	EG3	BLANCAS	OTRAS	TOTAL
CANTIDAD	2534	1077	977	635	792	351	6366
%	39,80%	16,90%	15,30%	10,00%	12,40%	5,50%	

AÑO 2002	YPF	SHELL	ESSO	EG3	BLANCAS	OTRAS	TOTAL
CANTIDAD	1855	1120	844	670	979	530	5998
%	29,10%	17,60%	13,30%	10,50%	15,40%	8,30%	

Fuente: Secretaría de Energía y Minería.



Si observamos detenidamente la información, podemos ver que en la década de los 90' se incrementó en un 20% la cantidad de estaciones de servicio, muchas de las cuales fueron equipadas con nueva tecnología y mayor cantidad de servicios al cliente.

Las estaciones pertenecientes a las pequeñas marcas han ganado un espacio que en el año 1990 pertenecía a las grandes compañías - en especial a YPF cuya reestructuración en la década ha sido fuerte dejando de lado bocas de expendio con escaso volumen de venta -. Incluso ha surgido un cuarto gran competidor como EG3, luego de la fusión de pequeñas empresas como PUMA, ASTRA e ISAURA, que ha podido competir en igualdad de condiciones con las otros tres corporaciones.

Un fenómeno poco visto en la década del 80'; es un incremento bastante marcado de las estaciones blancas o sin bandera. Esto se debe principalmente a que el propietario de la estación, en estas condiciones, puede elegir libremente al proveedor con menor precio, sin ataduras de contratos ni condicionamientos.

Además, tiene completa libertad para establecer tanto el precio de venta como cualquier tipo de promoción al cliente, sin la necesidad de ajustarse a las ordenes de las grandes empresas.

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
 Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

El impacto de la recesión se hace evidente en este rubro, ya que en los últimos años se han desinvertido el 6% de los negocios en comparación con los existentes en el año 1999.

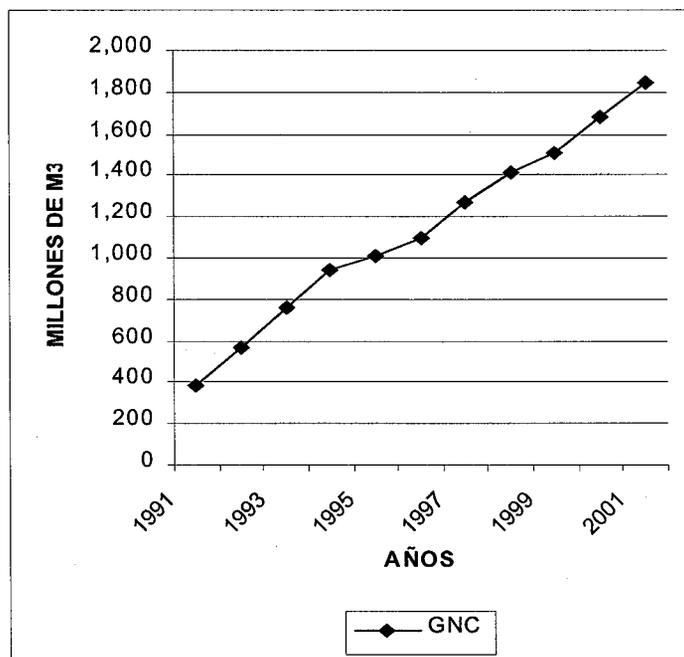
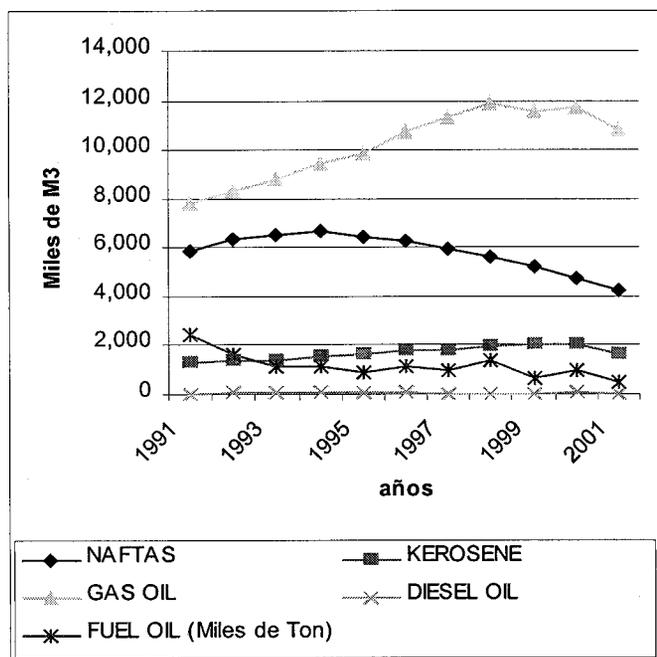
Más allá de la incorporación de una mayor cantidad de competidores en el sector, las ventas nos indican que el mercado de naftas y gas-oil sigue siendo dominado por grandes compañías- a la que se le suma EG3 manejada actualmente por PETROBRAS - ya que sólo cuatro empresas tienen el 95% de participación de mercado.

c) DESARROLLO DEL MERCADO INTERNO

El siguiente cuadro muestra la evolución de las ventas durante la última década:

VENTAS DE COMBUSTIBLE AL MERCADO INTERNO POR AÑO (Miles de M3)

PRODUCTO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
NAFTAS	5,848	6,325	6,477	6,637	6,430	6,290	5,971	5,587	5,226	4,732	4,240
KEROSENE	1,264	1,392	1,369	1,541	1,615	1,761	1,829	1,977	2,011	2,033	1,630
GAS OIL	7,821	8,327	8,820	9,413	9,850	10,736	11,282	11,849	11,587	11,699	10,801
DIESEL OIL	27	77	76	97	71	75	14	9	1	58	34
FUEL OIL (Miles de Ton)	2,449	1,647	1,108	1,145	888	1,099	976	1,349	619	992	523
LUBRICANTES	227	245	282	251	233	249	267	273	228	210	179
G.N.C (Millones de M3)	384	572	760	940	1,007	1,092	1,268	1,412	1,507	1,681	1,851



Fuente: Instituto Argentino de la Energía

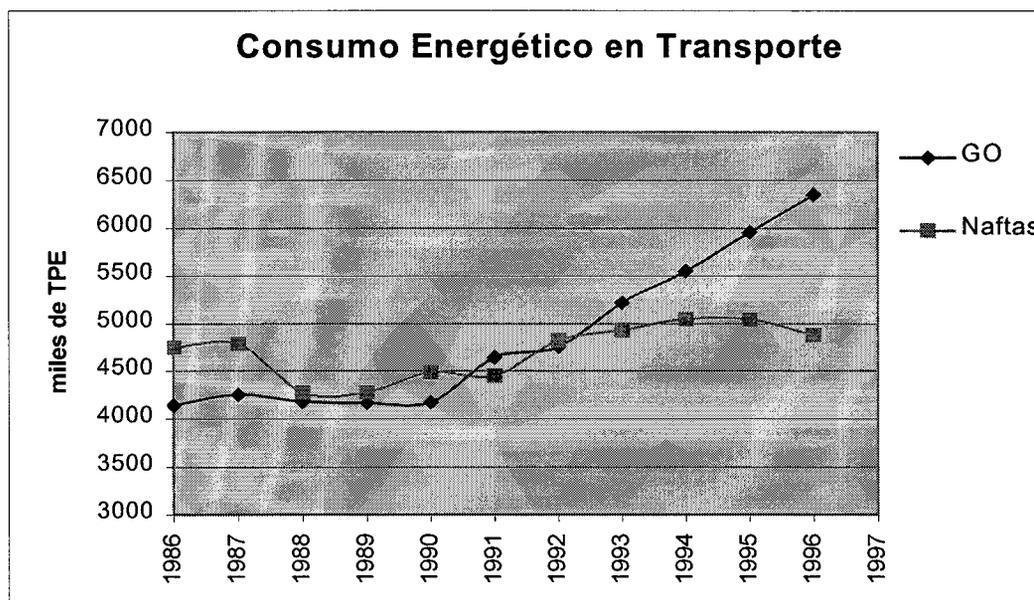
En los últimos diez años, la demanda de gas-oil en nuestro país ha mostrado un fuerte crecimiento debido a la sustitución del parque automotor en favor de vehículos que utilizan este combustible. También se debe al crecimiento del transporte de larga distancia, tanto de cargas como de pasajeros, y a la mayor utilización de maquinaria agrícola.

Se puede apreciar esta evolución en el gráfico (ver Consumo...), donde se observa el incremento del consumo del gas-oil en el sector transporte, mientras que el de naftas sufre un leve retroceso, pese aún al significativo incremento del parque automotor en dicho período.

Consumo de Combustibles – Sector Transporte

(TPE)	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
GO	4145	4257	4185	4172	4176	4641	4755	5220	5549	5953	6351
Naftas	4748	4787	4274	4280	4488	4449	4821	4927	5049	5047	4877

El consumo está medido en toneladas equivalentes de petróleo



Fuente: I.A.E. Medido en Toneladas equivalentes de Petróleo (Tep).

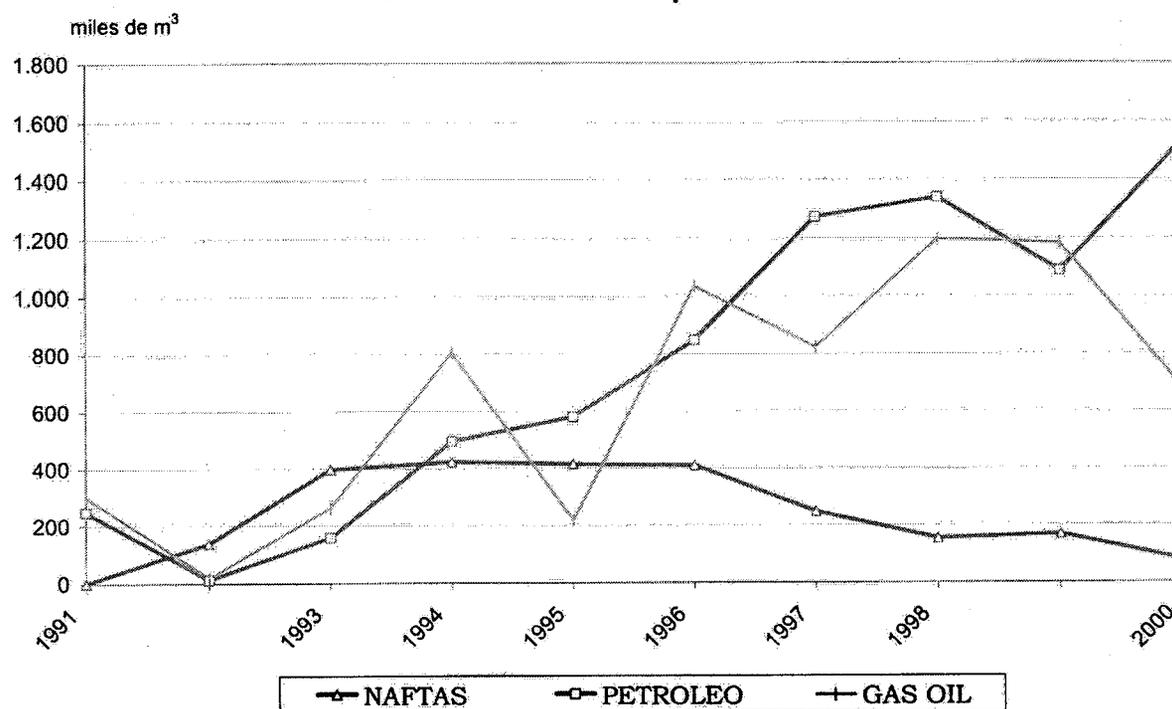
En la actualidad el consumo de gas-oil representa un 66% de la venta de combustibles, contra el 22% de las naftas. Esta diferencia, provocada principalmente

por el estímulo del gobierno a la utilización de este combustible, trae aparejado ciertos problemas para las refinadoras.

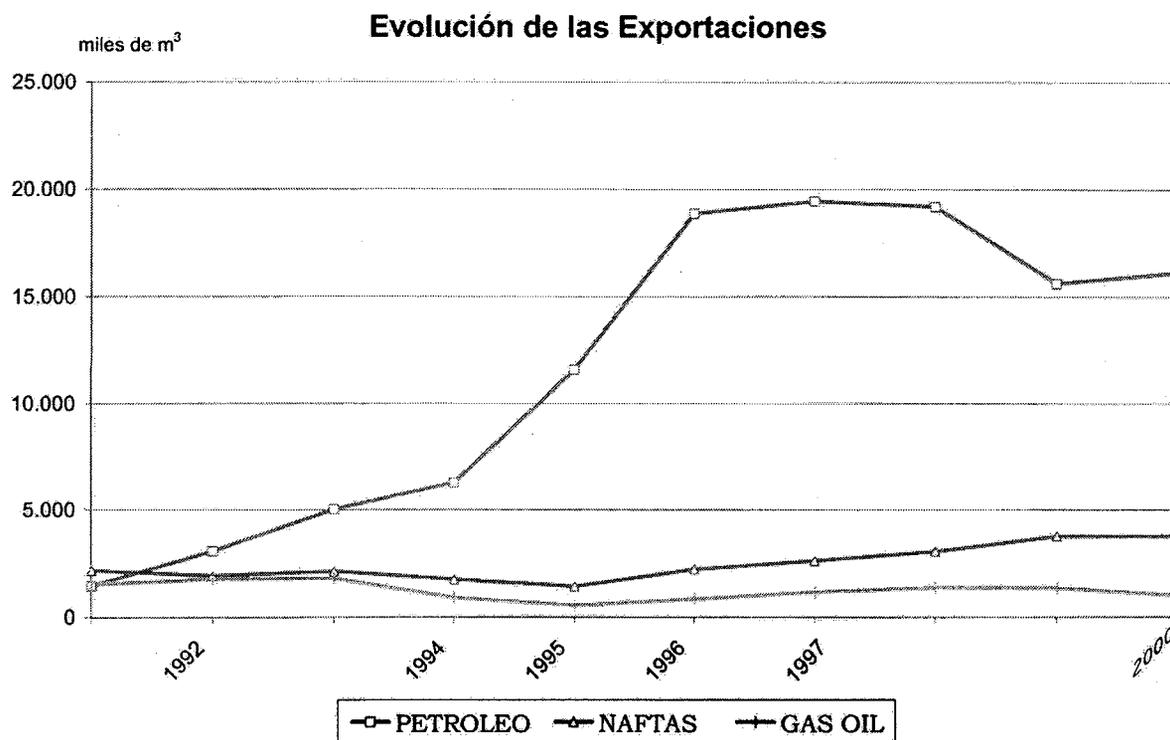
Dado que el proceso de refinación carece de la flexibilidad necesaria - aún con las inversiones realizadas - como para poder llevar adelante una distribución de combustible similar a la de su demanda actual, la industria del *downstream* debe importar fuertes cantidades de gas-oil y exportar los remanentes de naftas (ver gráfico "Evolución")

Dicha modificación en los hábitos de consumo promovida desde el gobierno mediante la aplicación de gravámenes, queda reflejada en la evolución de ventas, ya que el crecimiento del gas-oil ha sido constante durante los 90' - posteriormente caerá a raíz de la depresión económica - mientras que la venta de naftas ha disminuido paulatinamente desde 1994.

Evolución de las Importaciones



Fuente: Secretaría de Energía y Minería.



Fuente: Secretaría de Energía y Minería.

La venta de naftas ha sufrido un deterioro significativo desde el comienzo de la recesión de 1998. Este hecho, sumado al aumento de precios originado por la estampida del barril de crudo en el año 2000 han originado que la demanda se vea sensiblemente afectada.

Otro problema que agudiza fuertemente esta caída son los gravámenes que afectan tanto al precio del producto como a su demanda. El impacto de los impuestos en el precio final es directo ya que al estado ingresa una suma fija por litro vendido - aparte del IVA e ingresos brutos - y esto genera obviamente una disminución de la demanda del producto.

En la actualidad el detalle impositivo es el siguiente:

NAFTAS (Común y Especial)	ITC: 0.5375 p/lit. + ITH:0.05 p/lit.	TOTAL: 0.5875 p/lit.
GAS-OIL Y MAXXI DIESEL	ITC: 0.15 p/lit. + ITV: 0.185% (aprox)	TOTAL: 0.30 p/lit.
GAS NATURAL (GNC)	ITC: 0.06 (aprox) p/m3 + ITH:0.05 p/m3	TOTAL: 0.11 p/m3

Donde:

ITC: Impuesto a las transferencias de combustibles.

ITV: Impuesto tasa vial.

ITH: Impuesto tasa hídrica.

Como se puede observar en el cuadro, la diferencia existente entre el impuesto a las naftas y al gas-oil es desmedidamente grande para productos cuyo costo de refinación es bastante similar. Esto genera un diferencial en el precio de venta que desvía la demanda hacia el producto más barato. Si bien se ha querido compensar este diferencial gravando la venta de autos que consumen gas-oil, los resultados no han sido los esperados.

A diferencia de las naftas, el GNC ha tenido un crecimiento muy fuerte en los últimos años - sobretodo en tiempos de recesión -. Siendo un recurso económico, ayudado por la pequeñez del gravamen, el precio del GNC se ha vuelto muy atractivo para el consumidor, originando un vuelco hacia el mismo en desmedro del resto de los combustibles.

De hecho el gobierno ha presentado un proyecto de reconversión a GNC del transporte urbano de pasajeros y de la flotilla de camiones de carga - que hoy se movilizan con gas-oil -.

La idea central es abaratar el costo del transporte con la utilización de un recurso más económico, y reducir el consumo del gas-oil. Además, esto lograría adecuar la demanda de combustible a la tenencia de recursos del país, ya que la Argentina es en esencia un país gasífero.

Este incentivo del gobierno al GNC, beneficiaría a las refinadoras en un aspecto; provocaría una disminución significativa de la demanda de gas-oil equilibrándola al resto de las naftas; pero traería aparejado una problemática diferente.

Las petroleras temen que un gran incentivo al GNC provoque un desequilibrio en las ventas de combustibles líquidos, y que sus inversiones en refinerías durante la

última década se transformen en costos hundidos por una excesiva caída de la demanda en favor de un producto cuya elaboración no pasa a través de ellas.

d) PARTICIPACION DE MERCADO

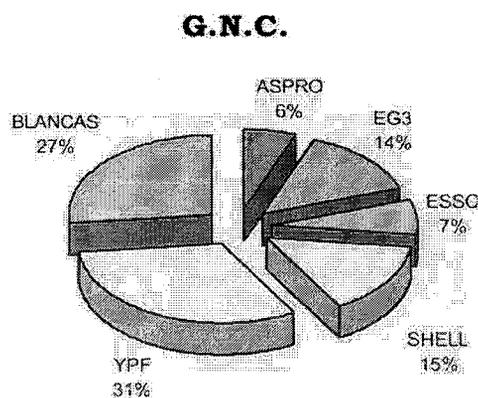
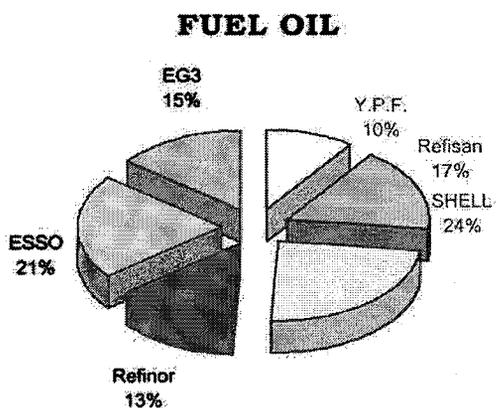
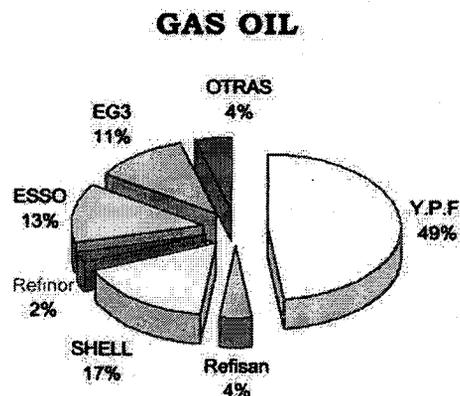
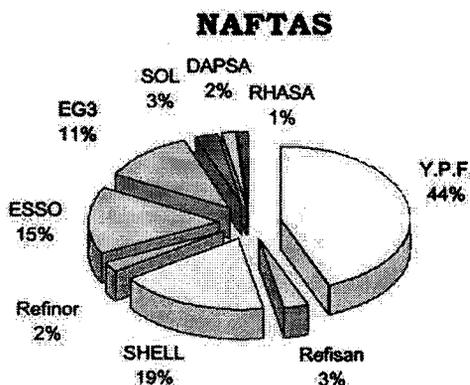
Si observamos el gráfico(ver "Ventas..."), concluiremos que existe una concentración en el mercado de combustibles líquidos donde solo 4 petroleras (YPF, SHELL, ESSO, PETROBRAS - dueño de EG3, REFISAN y REFINOR-) tienen el 96% del mercado. Esta situación no dista mucho de la que existía en 1989 - previa desregulación - donde solo 3 petroleras poseían ese valor.

La evidencia muestra que habiendo pasado más de una década desde la desregulación, solo PETROBRAS ha podido obtener una participación competitiva, y la misma se logró en base a adquisiciones y fusiones entre pequeñas empresas, lo que generó un mercado aún más oligopólico.

Mientras tanto, las pequeñas empresas han sabido explotar en los primeros años de los 90' un nicho en el cual las grandes compañías no han incursionado en forma intensiva. El GNC es manejado en un 40% por pequeñas empresas que son fuertes competidoras de un mercado cuya demanda ha ido en progresivo aumento.

Las grandes petroleras ven el incremento del consumo del GNC con bastante recelo pues no solo su participación de mercado no es óptima - en comparación con la de combustibles líquidos - sino que deberán invertir en infraestructura para abastecer dicho incremento. Por ello, el lobby de este sector sobre el gobierno para intentar establecer alguna disminución en el diferencial de productos es incesante.

VENTAS AL MERCADO INTERNO FEBRERO 2002



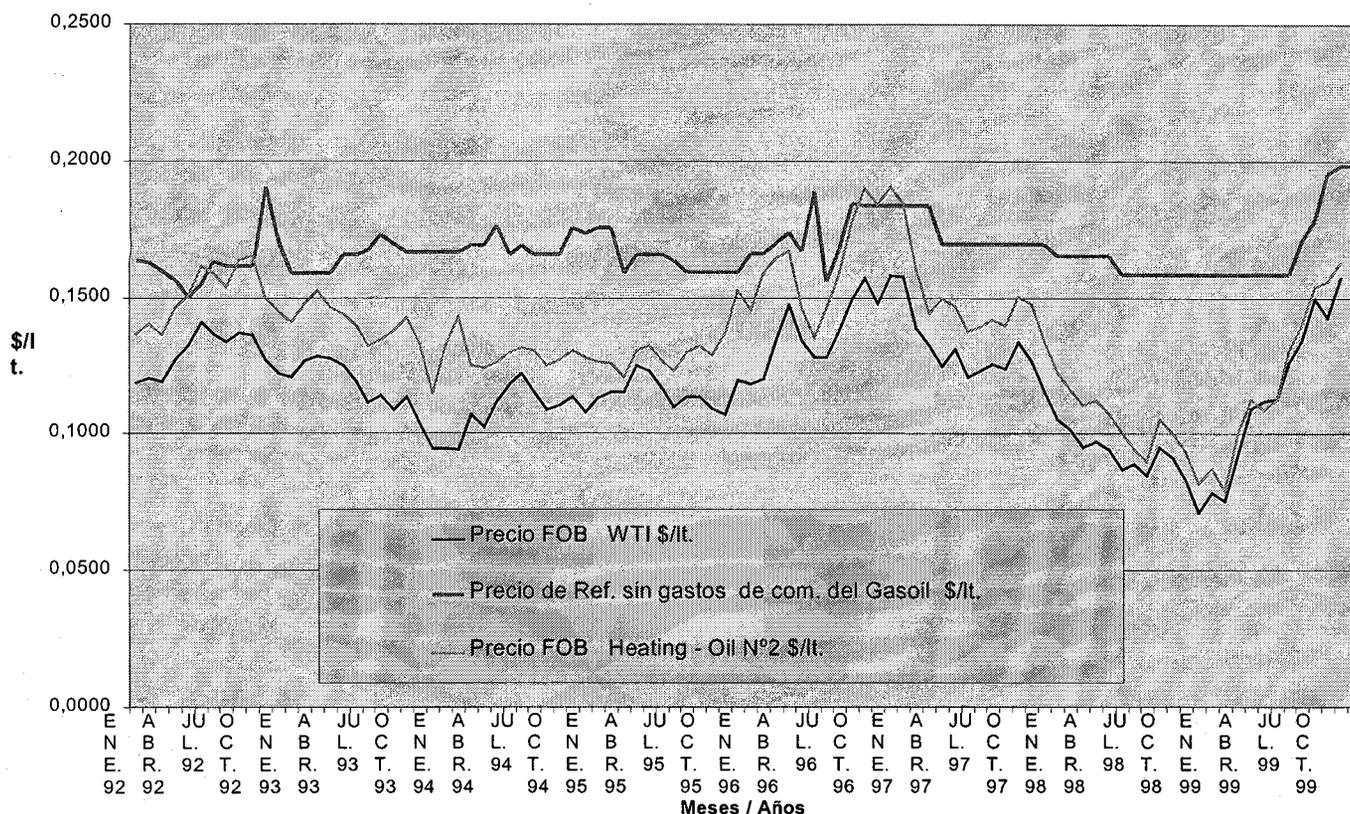
Fuente: Secretaría de Energía - Datos de GNC extraídos de Prensa Vehicular
Elaboración: I.A.E. "Gral. Mosconi"

e) PRECIOS

Uno de los objetivos primordiales de la desregulación petrolera en el mercado de combustibles líquidos, era alcanzar un alineamiento de los precios internos con sus referentes internacionales. Sin embargo, ésta ha sido una de las deficiencias de la política implementada, pues durante gran parte de la década los precios nunca siguieron una ley de evolución que reflejara los cambios en el mercado internacional.

Los precios de los productos durante los 90' mantuvieron sus propios niveles y tendencias, ubicándose en promedio entre un 19% y un 64% por encima de sus valores de referencia internacionales - dependiendo del producto y de la empresa comercializadora - .

GASOIL /Heating - Oil N°2 / crudo WTI



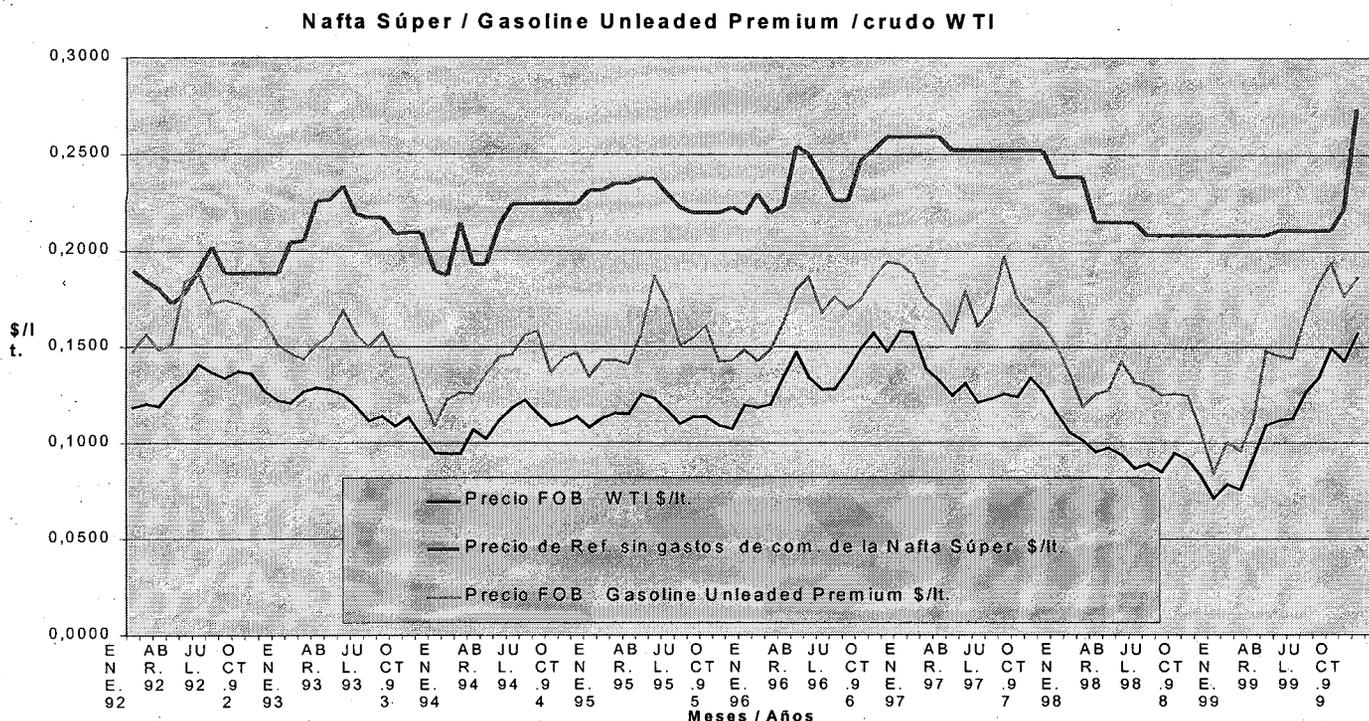
Fuente: Instituto argentino de la energía

En la figura (ver "Gasoil...") se observa la evolución de los precios durante la última década. Allí se aprecia una alta correlación entre las curvas que representan los precios del petróleo crudo tipo WTI, y del precio FOB del producto Heating Oil N°2, es decir el precio internacional de referencia. Sin embargo el comportamiento del precio del gas-oil en el mercado interno, purificado de efectos impositivos y márgenes propios de la actividad comercial, no responde en absoluto a la variación de los precios internacionales.

En promedio, el precio del gas-oil durante este período fue un 19% superior al precio internacional, con picos de hasta un 100% en el año 1999 - año en que el crudo tuvo una fuerte caída a raíz de la recesión en el mercado asiático - .

Las conclusiones acerca del precio de las naftas no varían en nada con respecto a las del gas-oil (ver "Nafta..."), ya que el precio internacional se encuentra muy por

debajo. La mayor diferencia de precios se da en la nafta Super que en promedio se encuentra en un 65% por encima de los valores internacionales.



Fuente: Instituto argentino de la energía

Este comportamiento, generó en teoría una transferencia monetaria de la sociedad argentina a la industria petrolera de \$ 4.5 mil millones de pesos durante la década del 90'. Esta transferencia se debe principalmente, a la inexistencia de condiciones de competencia de precios en el mercado, y como consecuencia de ello a una evidente falta de conexión entre los precios internacionales y los nacionales.

f) PROBLEMATICAS DEL SECTOR

El *downstream* atraviesa algunos conflictos que van más allá del negocio propiamente dicho. Una de las dificultades más importantes con lo que las petroleras y el estado deben lidiar es la evasión impositiva existente en el sector.

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

Dada su elevada carga impositiva, la tentación a evadir el gravamen del combustible es muy alta. En épocas donde la paridad peso-dólar se mantenía, un camión tanque tributaba 30 mil dólares en impuestos. La división del país generada mediante el subsidio patagónico, lleva a profundizar aún más dicho problema ya que permite simplificar los mecanismos de evasión. Dicho subsidio fue generado para beneficiar a las provincias del sur - dueñas de los recursos - a raíz de la instalación de las refinerías en el centro y norte del país con el propósito de abastecer a la mayor cantidad de gente posible con menores precios del combustible.

Claro que esto trajo aparejado un problema mayor, la evasión, ya que se calcula que la pérdida para el Estado por este problema llega a los 500 Millones de dólares anuales. Este impacto se evidencia en el precio del combustible ya que el estado debe aumentar los gravámenes para mantener la recaudación perjudicando al cliente.

A su vez, el sector petrolero se ve afectado primero por una caída de la demanda - a raíz del aumento de precios - y segundo por el *dumping* generado por los evasores que venden deslealmente un producto más barato - y seguramente adulterado - en detrimento de los propietarios de estaciones que trabajan honestamente.

El aumento de estaciones con bandera blanca posibilita el comercio de estos productos ya que no poseen el control que sí tienen los negocios con banderas de las grandes petroleras.

Otro problema que inhibe la inversión en el sector es la falta de seguridad jurídica. Durante años se ha pospuesto la sanción de una Ley de Hidrocarburos que proclame en ley los decretos de desregulación petrolera sancionados a principio de la década de los 90'.

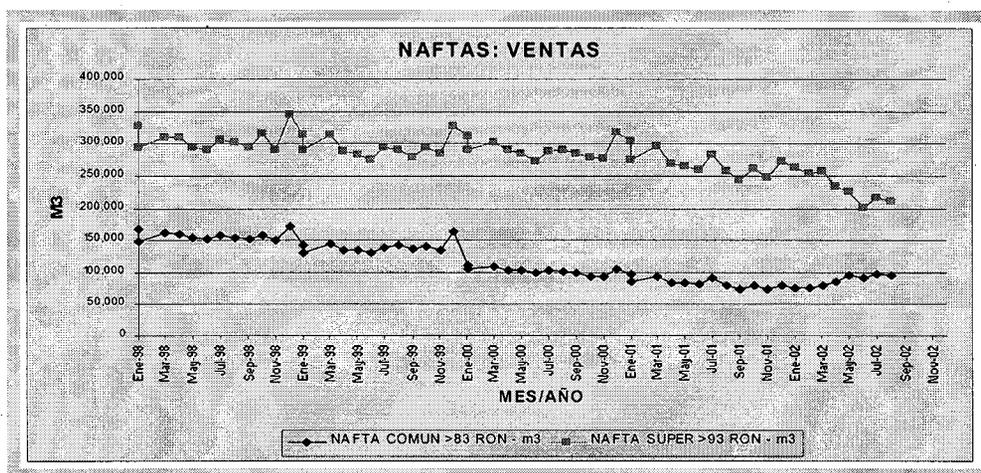
Dado que nos encontramos en un país donde las reglas de juego varían constantemente, es vital la sanción de una ley que dé un marco de seguridad a los inversores. Además, dado que los recursos naturales son sensibles para el desarrollo de una nación, dicha ley se encuentra sujeta a lobbys y presiones desde diferentes posiciones - alguna de ellas muy encontradas - generando entre los inversores una desconfianza aún mayor.

g) LA DEVALUACION: AÑO 2002

La devaluación de principios del 2002 generó un impacto fuertemente negativo sobre la industria del *downstream*. La problemática que provoca la compra de un *commodity* dolarizado como el crudo, torna necesario traspasar gran parte del costo de la devaluación al precio de venta.

Una suba de precios de alrededor del 85% , sumado a la recesión de los últimos años genera una caída de ventas pronunciada, cuyo impacto es profundamente dañino para la industria.

La información nos demuestra que durante el 2002, las ventas de nafta super cayeron un 16% con relación al mismo período del año anterior, mientras que las ventas de nafta normal - con menores márgenes - crecieron durante el año 2002, alcanzando valores similares a los del primer semestre del 2001.



Fuente: Secretaría de energía y Minería

Este desplazamiento en la venta de combustibles , se da en el parque automotor naftero debido a la diferencia en el precio al público entre ambos productos. La nafta común es en promedio un 10% menor que la super de 95 octanos y un 13% menor que la super de 97 octanos.

Esta diferencia, sumada al aumento extraordinario de los precios post-devaluación provocó que la demanda se desviara a un producto de menor calidad pero con un precio más accesible.

Por el lado del gas-oil, los resultados no han sido mejores. La caída en unidades vendidas son cercanas al 9% contra las del año anterior. Siendo el gas-oil el producto refinado de menor precio al público y el de mayor volumen vendido, el impacto de la suba en los precios, sin duda alguna, incidió directamente en el consumidor.

Además, el gas-oil es uno de los principales indicadores del crecimiento/caída de la actividad económica por su asociación a la producción industrial, agrícola y al rubro transporte. La depresión de la economía Argentina, sin ninguna duda, hace mella en la demanda de este producto.

Otro de los motivos de su caída es que el diferencial entre el precio del gas-oil y la nafta super de 95 octanos disminuyó senciblemente desde la devaluación. En diciembre del 2001, la diferencia entre ambos era del 73%, mientras que en la actualidad es sólo del 39%, por lo que se hizo menos llamativa la utilización de este combustible, en favor de un producto más accesible como es el GNC.

Sin embargo, los grandes aumentos de precios en los combustibles no han sido suficientes para alcanzar el impacto de la devaluación del peso. Esto sumado al alza del crudo a nivel internacional por los conflictos en medio oriente, genera que la industria petrolera en el segmento *downstream* tenga pérdidas económico-financieras de gran magnitud.

Ante esta situación, las petroleras tendrían la opción de exportar combustibles líquidos, pero esta alternativa trae aparejada las siguientes dificultades:

1. Es muy difícil pensar que las destilerías deban exportar, ya que en condiciones normales la refinería funciona en relación con el mercado interno y debe ubicarse en torno al mismo. Esto se debe a que los costos que genera la exportación de hidrocarburos hacen que los márgenes sean poco rentables - especialmente los costos del flete -.
2. Junto con la devaluación, el gobierno impuso retenciones a las exportaciones de crudo y algunos de sus derivados(gas-oil 5%), con el fin de disminuir el impacto

interno del precio de los combustibles, además de obtener cuantiosos ingresos a sus arcas.

La alternativa de producir para exportar no les es conveniente a las refinerías por los motivos expuestos arriba, por lo que destinan al mercado externo únicamente los remanentes que no han podido ingresar al mercado local. De hecho si observamos las cifras en m3 exportados, observamos que a excepción de la nafta normal - cuya exportación se ha incrementado bastante al mercado Chileno y Brasileño - el resto de los combustibles líquidos ha disminuido sus volúmenes de forma importante.

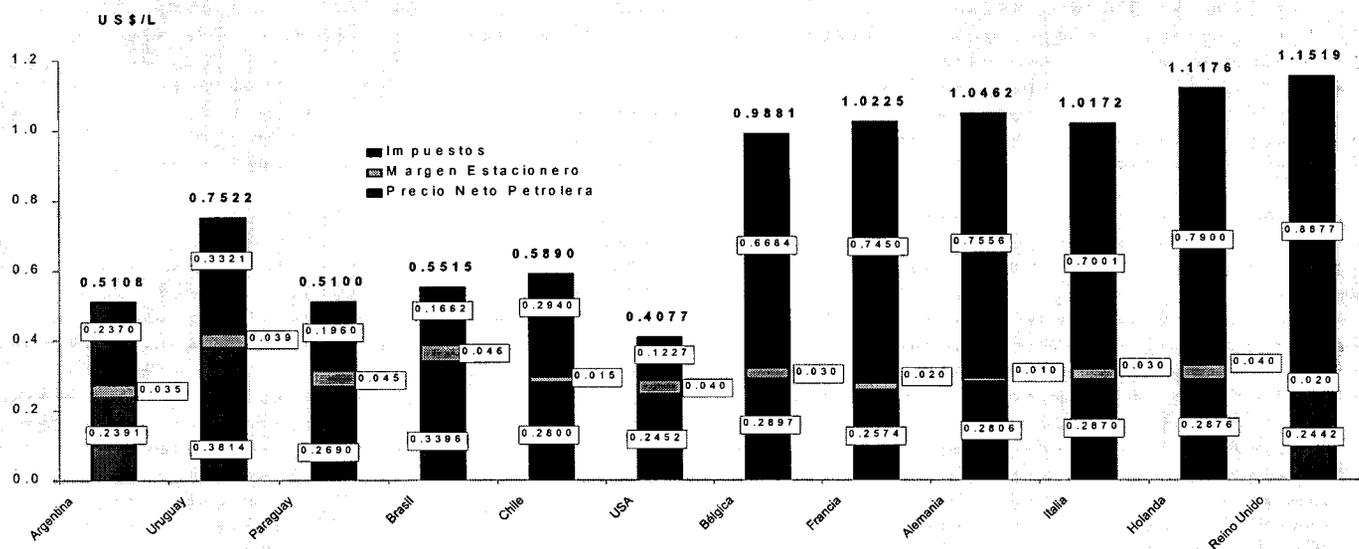
EXPORTACION DE COMBUSTIBLES

M3	AL 09/2001	AL 09/2002	VAR%
GAS-OIL	1188050	846703	-29%
N.COMUN	1315701	1740861	32%
N.SUPER 95	517102	303267	-41%
N.SUPER 97	117373	25639	-78%

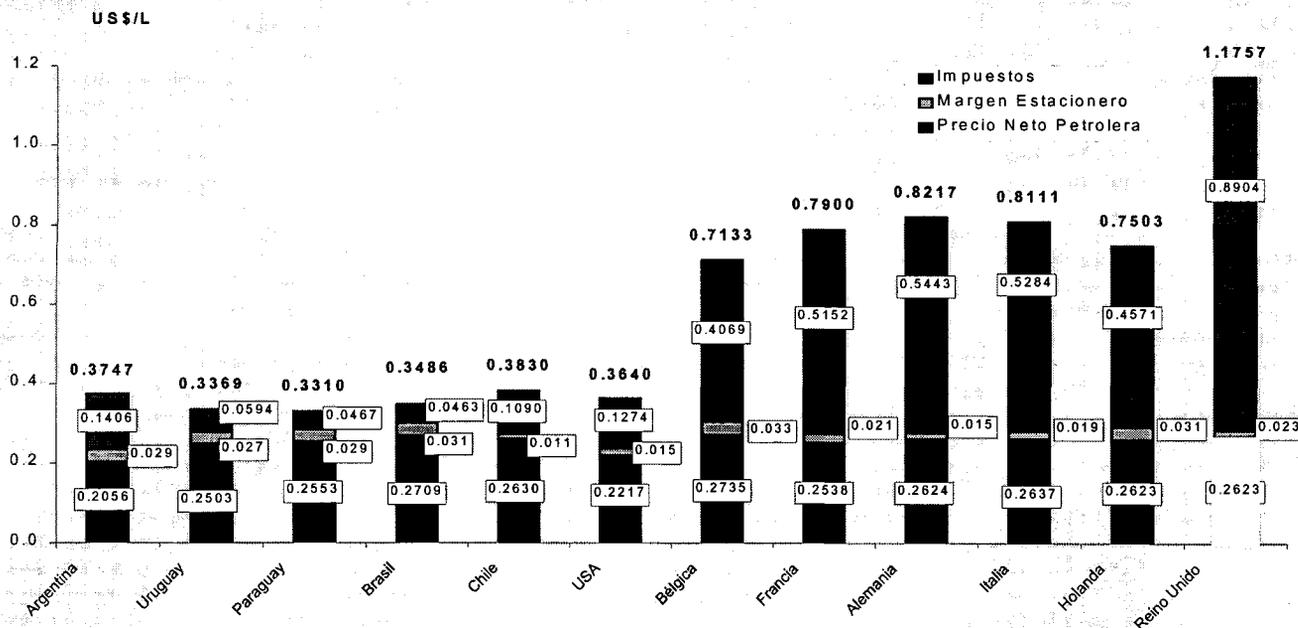
Fuente: Secretaría de energía y Minería.

Si bien, la nafta y el gas-oil han aumentado un 85% en promedio durante el 2002, en la actualidad la Argentina posee un precio neto - excluyendo impuestos - inferior al de la mayoría de los países del mundo y un impuesto acorde al de la región como se observa en el gráfico (ver PRECIOS). Esto posibilita que sectores exportadores se vuelvan más competitivos por la disminución del costo para el transporte de carga.

PRECIOS E IMPUESTOS EN EL MUNDO: NAFTAS PREMIUM



PRECIOS E IMPUESTOS EN EL MUNDO: GAS-OIL



Fuente: Secretaría de energía.(OCT 2002) TC: 3.56

Si bien en dólares los combustibles son muy competitivos, el precio es muy elevado para el mercado interno por lo que la venta a caído fuertemente disminuyendo los ingresos del sector.

IV. COMPORTAMIENTOS A NIVEL MICRO

a) COMPORTAMIENTO DE INDICADORES TRADICIONALES

Para profundizar el análisis de impactos, se analizará una empresa tipo del sector petrolero que refleja aspectos comunes y que bien puede considerarse representativa del sector bajo estudio, la cuál denominaremos en forma imaginaria PETROL S.A.

Hemos mencionado previamente, que durante la última década, los precios internacionales del combustible se han encontrado como mínimo en un 19% por debajo de los precios nacionales. Sin embargo esto no ha sido suficiente como para que PETROL S.A. obtenga cuantiosas ganancias, a raíz de una serie de factores que se han conjugado durante los últimos 5 años para que ello suceda.

IMPACTOS NEGATIVOS EN BALANCES

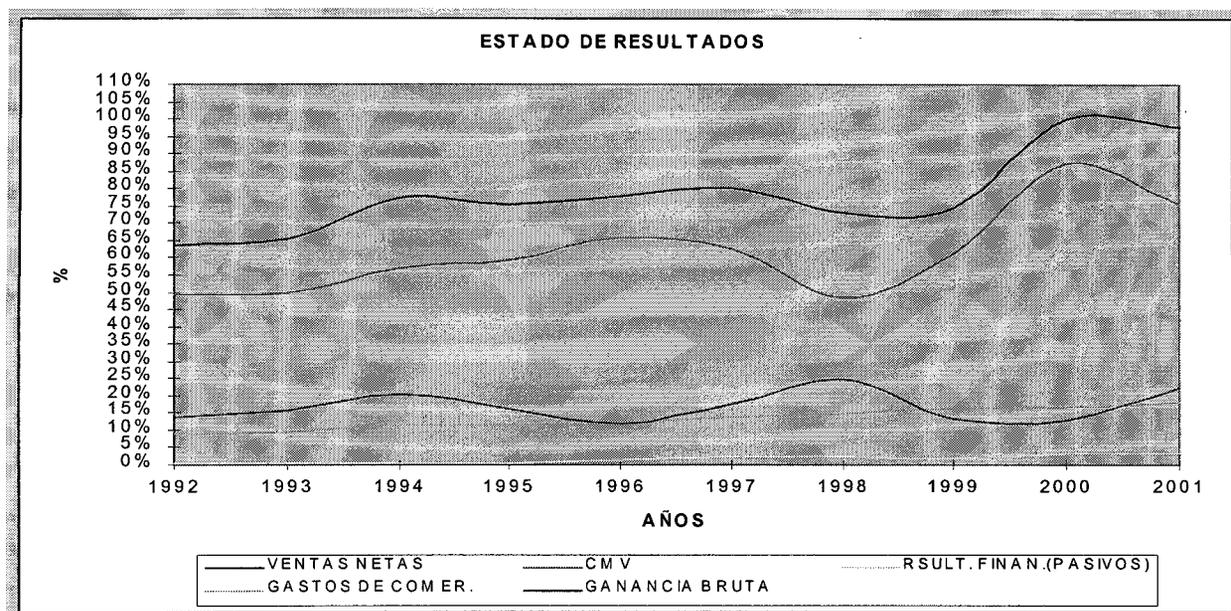
1. DISMINUCION DE MARGENES POR VOLATIBILIDAD EN EL PRECIO DEL PETROLEO.
2. DISMINUCION DE MARGENES POR LA DEVALUACION.
3. INCREMENTO EN EL RUBRO AMORTIZACIONES POR GRAN CANTIDAD DE INVERSIONES.
4. AUMENTO EN LAS PERDIDAS FINANCIERAS POR INCREMENTO DE LAS DEUDAS.
5. PESIFICACION DE LOS CREDITOS
6. IMPORTANTE INCREMENTO EN EL PAGO DE IMPUESTOS.
7. CRECIMIENTO DEL RUBRO INCOBRABLES.

Dentro del cuadro (ver "Impactos...") se observan una serie de factores que influenciaron negativamente en los indicadores de la compañía, destacándose la primera mencionada por sobre el resto.

1. Sin ninguna duda, lo que más afecta al *downstream* es la alta volatilidad de los precios del crudo. La realidad internacional ha impactado severamente en el valor de este *commodity*, originando una constante variabilidad de los márgenes del negocio.

Los precios del petróleo son muy sensibles a las variaciones de la actividad económica de los países más desarrollados. La crisis asiática de 1997 y su correspondiente salida de la misma en el año 1999, provocaron primero una fuerte caída de su precio y posteriormente un incremento del mismo; originando dificultades en la toma de decisiones de inversión tanto en la producción, como en la comercialización del producto.

Para observar la magnitud del impacto (ver gráfico "Estado..."), en el año 1998, el margen bruto de la compañía representaba el 34% de la ventas netas, mientras que en el año 2000, este dígito disminuyó al 12%.

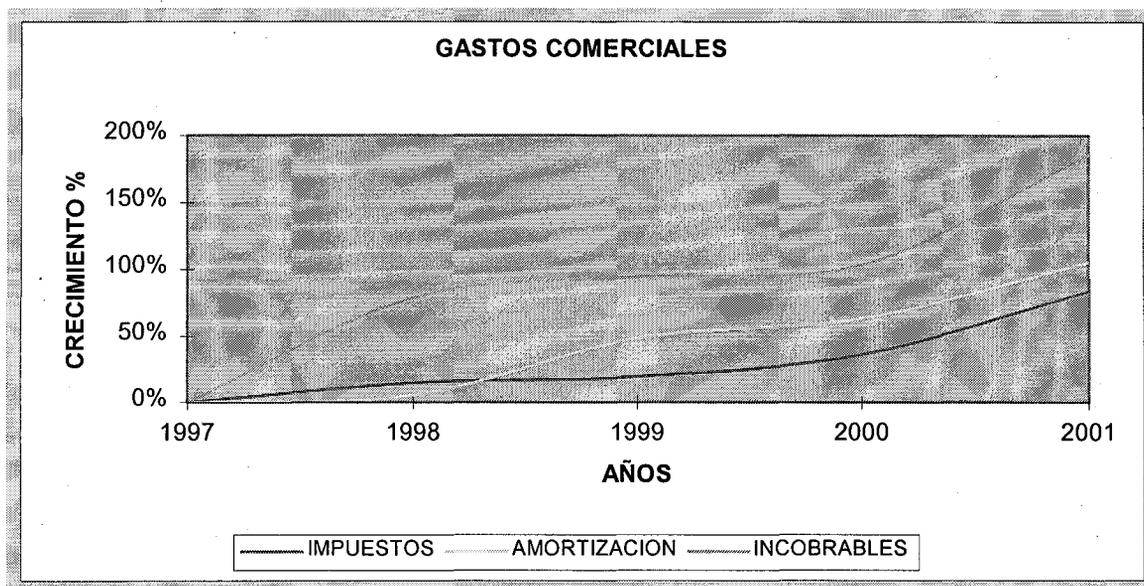


En la actualidad, tanto la crisis venezolana como el conflicto con Irak – sin tener en cuenta los efectos de la devaluación Argentina – elevaron el crudo a valores similares a los del año 2000.

Esta inestabilidad ha originado una disminución de los márgenes de enorme magnitud, ya que a raíz de la crisis nacional, la posibilidad de trasladar dicha suba al precio del combustible es inviable – no solo por la fuerte caída de la demanda de los últimos 5 años, sino por la presión gubernamental para que esto no suceda - .

2. La devaluación incide negativamente en los márgenes de las petroleras, debido a un fuerte crecimiento en los costos, no trasladables al precio de venta. Sin embargo existe un efecto directo en la disminución de gastos en general, que no alcanza a cubrir el efecto anterior pero reduce considerablemente su impacto.

Además del aumento de la materia prima, PETROL S.A. ha debido hacer frente a un creciente número de gastos comerciales y financieros que han incidido negativamente en los estados de resultados de sus balances.



3. Promovido por la apertura económica y la desregulación del mercado, las compañías petroleras se volcaron a invertir en un mercado cada vez más competitivo - si bien no se ha plasmado en una guerra de precios ya que el sector se ha comportado en forma oligopólica en este sentido, sí ha habido una fuerte competencia en relación a la calidad de los productos, servicios y promociones -.

Como detallamos anteriormente, las inversiones se han dirigido a la mejora de productos mediante la modernización de refinerías, a la mejora de servicios mediante la construcción y mantenimiento de estaciones de servicio y a la construcción de oleoductos con la firme intención de disminuir sus gastos en fletes.

Esto ha repercutido en los balances de las petroleras de modo significativo, incrementando de manera considerable sus amortizaciones. De hecho en los últimos 6 años, PETROL S.A. ha tenido en este rubro un crecimiento superior al 100% en sus balances, y es el responsable del 25% del aumento en los gastos comerciales.

4. Gran parte de estas inversiones se han realizado con financiamiento de compañías afiliadas o eventualmente la casa matriz. La tasa aproximada durante el período analizado ronda el 7% - LIBOR + 4% - y dado el elevado monto de capital invertido, las pérdidas por resultados financieros se han incrementado un 100% desde 1996.

5. El 70% de los préstamos solicitados proviene del exterior y se encuentran dolarizados, mientras que la mayoría de los créditos se encuentran adjudicados en el mercado interno. De esto se desprende que tanto la devaluación como la pesificación han influido negativamente en las arcas de esta petrolera.
6. Por su parte, el gasto en impuestos y tasas han ido en progresivo aumento - un 80% superior al año 1997 con una incidencia del 18% en el incremento de los gastos comerciales - , destacándose ingresos brutos y el impuesto al cheque. El primero se ha elevado a raíz de la suba de precios - originada por la suba del crudo en los últimos años - mientras que el segundo generó un profundo impacto financiero desde que se instaló en el año 2001.
7. Uno de los rubros que se ha incrementado considerablemente durante los últimos 5 años ha sido el de incobrabilidad de los créditos. Esto es evidente en el gráfico, ya que desde el año 2000 la pendiente de gastos comercializables - dentro de los cuales se destacan los incobrables - se hace cada vez mayor a raíz del impacto de la recesión económica.

Este último es uno de los puntos que más perjuicio genera, pues el alto componente impositivo del combustible obliga a desembolsar grandes sumas de dinero - ITC, ITV, etc. - que no son recuperadas debido a la incobrabilidad de las ventas. A raíz de esto, se ha debido implementar distintos controles para evitar esta pérdida, disminuyendo plazos de pago y condiciones, lo que trae aparejado una caída de las ventas aún mayor al existente anteriormente.

b) RESULTADOS DE APLICAR EL MODELO DE CRECIMIENTO SOSTENIBLE

1. PERIODO 1991 - 1997

El modelo de crecimiento sostenible es una herramienta al servicio de la toma de decisiones estratégicas. Mediante este modelo, se puede observar de manera más clara, el desempeño de PETROL S.A. en la última década y analizar si el incremento de las ventas se aleja o no de un crecimiento sustentable, por generar excedentes o necesidades de financiamiento.

Si estudiamos los balances de esta refinadora en el período 1991-1997 - último año de crecimiento de la economía - podemos observar que el aumento promedio de las ventas por unidad es cercano al 4% anual (en concordancia con la tendencia del mercado). Para poder analizar el crecimiento sostenible utilizaremos los siguientes datos que se desprenden de los estados de resultados:

DATOS DE BALANCES	
MARGEN: 2.5%	LEVERAGE: 177%
ROTACION: 92%	TASA AUTOFINANCIAMIENTO: 100%
CRECIMIENTO SOSTENIBLE: 4%	

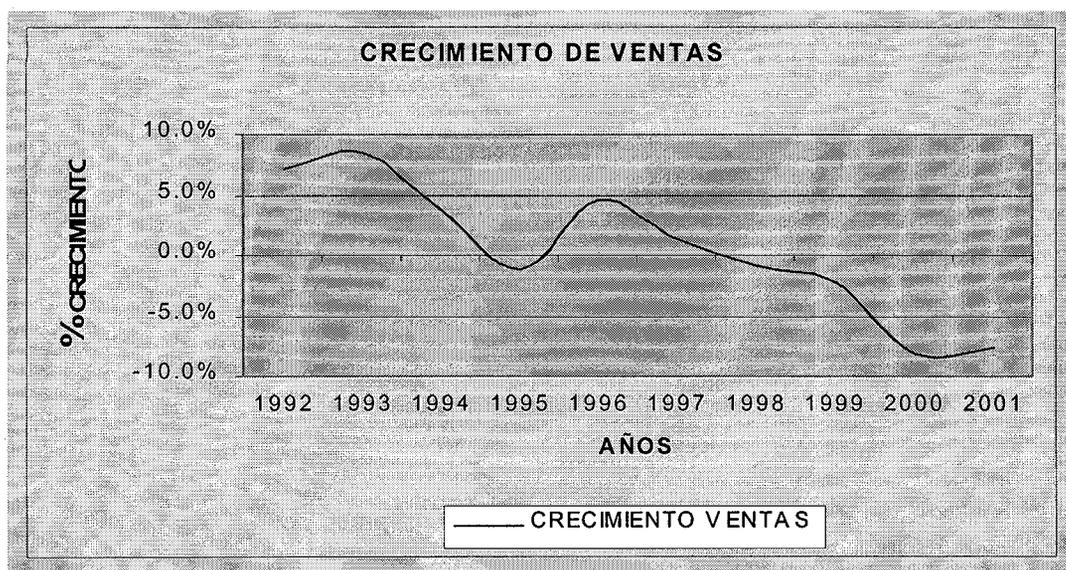
La fórmula está representada por el producto de cuatro ratios: tasa de retención de utilidades, margen, rotación y apalancamiento financiero. Resulta claro observar que dicho crecimiento es función de algunos coeficientes operativos y otros financieros.

COEFICIENTES OPERATIVOS

El margen surge de la división entre los beneficios antes de intereses e impuestos (UAIT) y las ventas netas. Este ratio integra la mitad operativa de la fórmula, cuyo promedio anual del período analizado nos arroja un resultado del 2.5%. Este valor nace de dos factores favorables que generaron cuantiosas ganancias para PETROL S.A..

El primero de ellos (ver gráfico "Precios...") es un precio del crudo muy accesible y estable durante los primeros años de la década, con promedios cercanos a 20 d/barril que propició un margen bruto - diferencia entre ventas netas y costo de mercadería vendida - cercano al 22% durante este período, a raíz del establecimiento de precios con márgenes más que satisfactorios. Si tenemos en cuenta que el punto de break-even en ese momento era próximo al 20.5%, reconoceremos que las ganancias fueron más que aceptables.

Por su parte los activos totales crecieron en un promedio del 6% anual, especialmente motivados por los créditos por ventas. La estabilidad de una economía sin inflación, propició que las ventas con pagos a mediano y largo plazo se incrementaran progresivamente impactando sensiblemente sobre el rubro créditos en la contabilidad.



Si realizamos el producto entre margen y rotación obtendremos la rentabilidad operativa. Dado lo óptimo de las variables, con márgenes muy buenos y aceptable rotación durante este período, dicha ecuación arroja un resultado de 2.3%

COEFICIENTES FINANCIEROS

El leverage integra la primera parte financiera de la fórmula que surge de la división entre activos totales y patrimonio neto. El ratio de apalancamiento es del 177%, similar al de otras empresas del sector. Esto se debe a que este rubro es intensivo en maquinaria e inmuebles, lo que eleva el nivel de activos de forma considerable.

También se debe tener en cuenta la facilidad en la adquisición de deuda por parte de estas grandes compañías lo que les permite un capital propio invertido de poco tamaño.

La segunda parte financiera se encuentra conformada por la tasa de autofinanciamiento. Esta tasa mide la distribución de dividendos o la reinversión de las ganancias en el sector. Gran parte del crecimiento de estos primeros años de la década han sido financiados con autofinanciamiento, por lo que el coeficiente es cercano a uno - prácticamente no hubo distribución de dividendos - .

CRECIMIENTO

Si se compara el crecimiento balanceado - índice del 4% anual - con el crecimiento en ventas de PETROL S.A. cercano al 4% anual, se puede establecer que durante este período, las ventas se mantuvieron en concordancia con la tasa de crecimiento sostenible, por lo que la demanda sectorial no presionó para la obtención de un mayor endeudamiento.

Esos años fueron de gran prosperidad para las refinadoras pues se encontraron con un incremento de la demanda de combustible bastante considerable sumado a un muy buen margen, lo que propició una rentabilidad operativa elevada y ganancias sustanciales.

2. PERIODO 1998 - 2003

El año 1998 marca un antes y un después para PETROL S.A., pues fue sin ninguna duda, el año de mayores ingresos pero también el último con resultados positivos. Una serie de factores, que fueron detallados con anterioridad, comenzaron a interferir de manera negativa provocando que gran parte de los frutos cosechados a principio de los 90' se vieran palidecidos.

Es en estos años donde se produce un incremento del endeudamiento de la compañía a raíz de una serie de fuertes inversiones. Esta decisión se explica por los siguientes 3 argumentos:

- Un elevado incremento de la demanda durante los primeros años de la convertibilidad - como se observa en la gráfica, fue menguando a mediados de los 90' promediando el 4% mencionado -, que originó posiblemente una

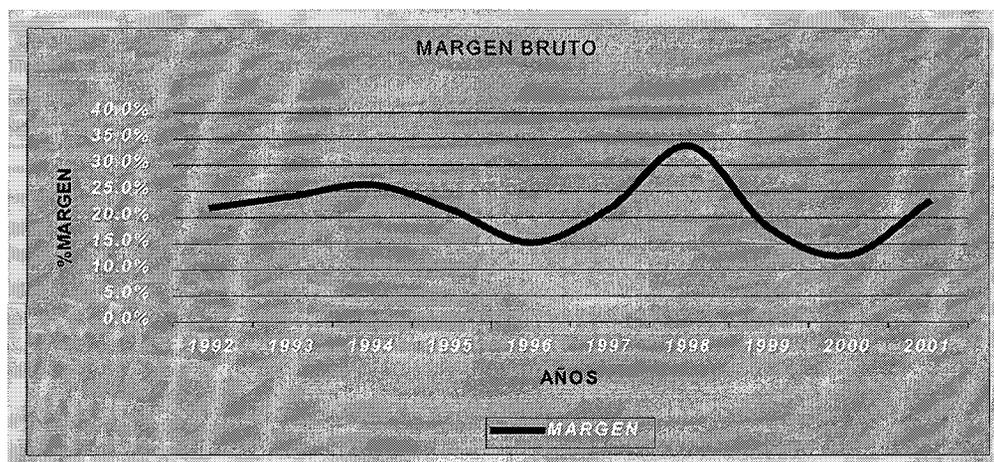
sobreestimación de las ventas futuras. Además era difícil predecir los sucesos posteriores.

- La alta competencia en búsqueda de una mayor participación de mercado, - promovida por el crecimiento generado -, llevó a las petroleras a invertir tanto en la parte de refinación como en la de comercialización ya que ambas poseían un nivel limitado de desarrollo tecnológico que brindaba productos y servicios de muy baja calidad.
- El recurso del endeudamiento fue casi ilimitado durante los 90' debido a las características de las empresas del sector - grandes corporaciones multinacionales- , sumado a las condiciones de crecimiento imperantes en la economía del país.

El comienzo de la recesión económica a mediados del 98', provocó una estrepitosa caída de la demanda promedio cercana al 4.7% anual - con una depresión de 8.5% en el año 2001-. A este suceso hay que añadirle el incremento del valor del crudo durante este período que elevó los precios del combustible acentuando aún más los efectos recesivos.

Si bien existió una fuerte caída de las unidades vendidas, el alza de los precios originó un aumento aproximado en la facturación del 6%, pero el margen bruto disminuyó sensiblemente, como se observa en la gráfica(ver gráfico "Margen..."), llegando a un piso en el año 2000 del 12% mientras la media ronda el 21%.

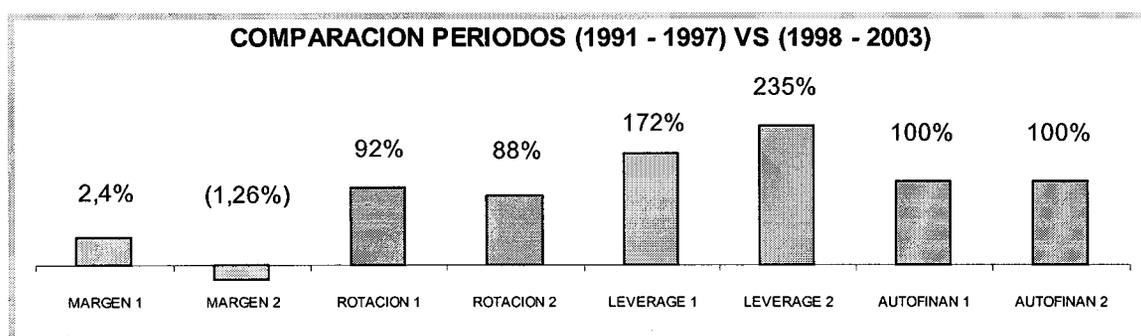
El estado de resultados se ha visto influenciado negativamente, no solo por una fuerte caída de los márgenes, sino por un marcado incremento de los gastos comerciales como mencionamos previamente - donde se destacan los rubros impuestos, incobrables y amortizaciones -. A su vez, se ha debido hacer frente a los préstamos contraídos , cuyo peso ha caído principalmente a partir del año 1997.



Analizando la fórmula de crecimiento sostenible obtendremos resultados bastante llamativos:

DATOS DE BALANCES	
MARGEN: -1.26%	LEVERAGE: 235%
ROTACION: 88%	TASA AUTOFINANCIAMIENTO: 100%
CRECIMIENTO SOSTENIBLE: -2.5%	

Resulta sencillo observar que existen algunos coeficientes que han variado de manera significativa, llevando el crecimiento sostenible a valores negativos. Es evidente que la rentabilidad operativa a disminuido drásticamente a raíz de una fuerte caída del margen.



Para que haya un incremento de los márgenes debe haber una disminución sustancial de los gastos - difícil en virtud de la rigidez del mismo -, un fuerte

incremento en el precio – aún a costa de perder demanda –, o un incremento de las unidades vendidas de tal forma que el margen bruto, o sea la diferencia entre las ventas netas y el costo de mercadería vendida, sea el suficiente como para sostener el resto de los gastos del estado de resultados, cuyo punto de break-even es cercano al 20% -.

Se ha observado que en los últimos años ha habido un fuerte crecimiento en los precios que no ha podido alcanzar a cubrir los gastos de administración y de comercialización, generando una UAIT (utilidad antes intereses e impuestos) negativa. Esto se debe a algunos factores que podemos detallar:

- La presión gubernamental con el intento de sostener un precio razonable para el desenvolvimiento de la economía.
- La competencia entre empresas del sector por no perder participación de mercado.
- La gestión de Repsol – YPF, ya que debido a que gran parte de sus ganancias provienen del *Upstream* y la exportación del crudo, puede sostener un precio mas moderado como parte de una estrategia empresarial.
- El descontento social y la mala imagen que poseen las petroleras en general.

Estos puntos originan que una suba del precio no sea aconsejable para el desempeño de la empresa.

Otro punto a estudiar es una fuerte contracción de los gastos administrativos y de comercialización que impactan de manera directa en la utilidad. Una fuerte disminución de los mismos traería la posibilidad de bajar el porcentaje de margen bruto mínimo – que anteriormente mencionamos como un 20% de las ventas netas – de tal forma que el incremento en precios no sea tan severo.

Este punto tiene su dificultad, ya que parte de los gastos se encuentran en función de las ventas, como por ejemplo los impuestos al cheque y los ingresos brutos. Por otra parte el 70% de los gastos son salarios, pero se hacen costosas ciertas reestructuraciones de personal, y dado que la disminución de los márgenes es un efecto temporalmente variable - los precios del crudo suben y bajan con gran sensibilidad -, encarlas sin un análisis correcto tiene sus riesgos.

Con márgenes unitarios tan bajos, un factor importante sería mantener un número de unidades tal que permita incrementar el margen bruto en forma absoluta, disminuyendo el impacto de la incidencia de los gastos en el estado de resultados. Lamentablemente, la crisis ha generado una tendencia negativa del mercado, en favor de combustibles más accesibles, disminuyendo las unidades vendidas año tras año.

La rotación se ha visto disminuida por una caída en ventas que no fue correspondida con una disminución proporcional de los activos de la compañía, cuya tendencia ha sido la opuesta.

Las ventas de combustible han seguido de cerca el desenvolvimiento de la economía nacional, mientras que los activos evidentemente no lo han hecho. El aumento de los créditos por venta, más por renovación de plazos de pago que por ventas legítimas, sumado al incremento de los bienes de cambio - aumento del crudo- y a la inversión en bienes de uso, provocaron una necesidad extra de financiamiento.

El apalancamiento se ha elevado de forma considerable, ha raíz de la disminución del capital propio generado por las pérdidas en el estado de resultados, mientras que los activos como mencionamos previamente, han crecido. De esta forma los pasivos se incrementaron – ya sea con prestamos de las afiliadas como con prestamos bancarios- elevando el leverage en forma considerable.

A la luz de estos resultados resulta claro que la caída de unidades vendidas - 4.7% anual - sufrida por PETROL S.A. es superior a la aconsejada por la tasa de crecimiento sostenible. Sostener una estructura de activos en crecimiento con márgenes y ventas en retroceso, han generado una necesidad de financiamiento extra que ha repercutido sensiblemente en el desenvolvimiento de la empresa.

3. PROYECCIONES DE IMPACTOS EN SUSTENTABILIDAD

a- VARIABLES EN EL MEDIANO PLAZO

Si bien es difícil predecir lo que pueda suceder a mediano plazo en el sector, podemos establecer algunas situaciones que incidirían en el futuro del *downstream*.

IMPACTOS A FUTURO	
POSITIVOS	NEGATIVOS
A-MEJORA DE VOLUMENES EN EL CORTO PLAZO	B-ALTA CONFLICTIVIDAD INTERNACIONAL
C-REESTABLECIMIENTO DE LA CADENA DE PAGOS	D- DESPLAZAMIENTO AL GNC

A- El mercado interno de combustibles líquidos tenderá a la normalización de sus ventas en el mediano plazo. A medida que el país recupere su nivel de actividad los volúmenes de naftas mejorarán o por lo menos disminuirán su caída.

B- La situación internacional es compleja a raíz del objetivo de EEUU de luchar contra el terrorismo - lógicamente existe el interés por obtener posiciones ventajosas en lo que se refiere al petróleo en medio oriente y por el objetivo de forjar una división en la OPEP -, lo que en el mediano plazo podría provocar abruptas oscilaciones en el precio internacional del *commodity*.

Como mencionamos con anterioridad, la actividad sufre sobremanera la variabilidad en el precio de la materia prima - esencialmente cuando la tendencia es hacia arriba - por lo que los impactos son siempre negativos.

C- La situación actual del país presupone una reactivación de la economía, debido a un parate en la caída sufrida durante los últimos años. Dado que el sector no es ajeno al desenvolvimiento del país, se espera un reestablecimiento del circuito de pagos que desemboque en una disminución del rubro incobrables.

Además, retornará el crédito mediante el pago a plazos que incidirá favorablemente en la demanda - o por lo menos atenuará su caída -.

Otro factor que incide es el tipo de cambio, cuyo impacto en los márgenes es significativo. Una vez que las condiciones de la economía restablezcan su dinámica habitual y se comiencen a realizar pagos al exterior, el tipo de cambio se volverá más previsible. Es de esperar que el mismo sea relativamente elevado por las condiciones de la Argentina, pero no tanto como en el año 2002, por lo que se espera una mejora de los márgenes para el corto plazo.

D- Se prevé un fuerte desplazamiento en el largo plazo del transporte hacia el GNC, promovido principalmente por el gobierno, lo que disminuiría la demanda de gas-oil sensiblemente.

En base a estas situaciones futuras, es difícil establecer un pronóstico acerca del desempeño de la curva de crecimiento sostenible, puesto que los datos históricos se ven muy afectados por estos impactos. Igualmente intentaremos situarnos dentro de ciertos parámetros para obtener un coeficiente probable que nos permita observar qué es lo que puede suceder en el futuro inmediato.

b- ESCENARIOS

En principio estableceré tres situaciones diferentes modificando la variable de mayor impacto para el desarrollo del *downstream*: el precio del crudo.

1. CASO 1: CRUDO BAJO

Si el precio del petróleo no supera la barrera de los 24 dólares, las condiciones se vuelven extremadamente favorables para las empresas refinadoras. Si bien esta situación es factible, el caso mencionado es el menos probable de todos.

Los datos históricos demuestran que para que el crudo tenga un precio bajo, debe suceder una condición casi excluyente que presione el mismo en forma descendente.

La misma se basa en un elevado excedente de producción que puede ser originado por diversos factores:

- Desaceleración de la economía mundial.
 - Políticas de la OPEP orientadas hacia la superproducción del crudo.
 - Largo período de precio elevado del petróleo.
-
- La gran depresión del sudeste asiático en el año 1997 originó que disminuyera de forma acelerada la demanda de crudo. Los excedentes producidos originaron una estrepitosa caída de los precios internacionales; situación que se mantuvo durante 1 año y medio aproximadamente.
 - A principios de los años 80', la OPEP planteó una política de superproducción con la intención de dejar afuera del mercado a los productores que no estaban encuadrados dentro de la organización. Dicha práctica originó que los precios descendieran durante gran parte de la década, perjudicando a todos los productores de crudo (OPEP incluida).
 - Es bien sabido que grandes períodos con precios internacionales elevados originan un aumento de la inversión y por ende de la producción, que tarde o temprano, desembocará en una caída compensatoria del valor.

Lamentablemente para el *downstream*, no se avizora que alguno de estos factores pueda ocurrir en el mediano plazo. En principio, se ha comenzado a salir de una recesión que origina paulatinamente una mayor demanda de combustible. Además, la OPEP por su parte no utilizó nunca más ese tipo de política dura ya que ha salido muy perjudicada por la disminución de sus ingresos, por el contrario ha disminuido su producción para aumentar el valor del crudo.

Si bien el precio del petróleo ha aumentado y se ha mantenido en valores elevados durante este último tiempo, el mismo se debe a una situación de conflicto internacional. Dado su carácter de aumento de corto plazo – situación que ocurrió en 1991 durante el primer conflicto con Irak – no se han realizado grandes inversiones que originen en el futuro un aumento de la producción.

Bajo esta situación estableceremos rangos dentro de los cuales se podrían manejar los coeficientes operativos y financieros para la confección del crecimiento sostenible de las ventas. Para ello utilizaremos los datos históricos como guía para la confección de dichos parámetros a los que le añadiremos algunas tendencias del mercado actual.

DATOS DE BALANCES

MARGEN: 1.5 – 2.5 %

LEVERAGE: 180 - 200%

ROTACION: 89 – 90 %

TASA AUTOFINANCIAMIENTO: 100%

CRECIMIENTO SOSTENIBLE: 2.4 – 4.5 %

Si observamos las variables podríamos decir que el margen a corto plazo mejorará levemente a medida que la situación nacional e internacional mejoren. Podríamos establecer que en promedio, el margen se encontrará entre los parámetros 0.5 - 1.5 %, ya que no existirá el crecimiento de la primera mitad de los 90', pero tampoco caerá a los niveles de finales de esta década.

Lógicamente que una caída en los costos propicia una mejora en los márgenes. La magnitud de la mejora estará dada principalmente por la pendiente de la caída y por la variación del tipo de cambio. Además, suponemos que la oscilación en el precio no descenderá de los 20 dólares por barril, ya que es un precio difícil de sostener en el mediano plazo.

Por su parte la rotación ha oscilado vertiginosamente durante los años 90' dependiendo de las condiciones nacionales e internacionales. Es de esperar que disminuya levemente las ventas netas a raíz de una leve caída de los precios al público, sumado a una tendencia a la baja en el consumo de combustibles que se viene sosteniendo año tras año. A su vez se genera un fuerte descenso en el valor de los stocks y de los créditos por venta, - y por ende del activo -, provocando que en el mediano plazo aumente levemente la rotación.

Las mejores condiciones para la industria, propiciarán una disminución en el leverage que retornará paulatinamente a valores normales. La mejora en los márgenes traerá aparejado un estado de resultados positivo que sumado a una posible reestructuración de los pasivos aumentará el patrimonio de la compañía además de haber un descenso en el tamaño de los activos.

Dada la delicada situación actual de la empresa, difícilmente se paguen dividendos en el mediano plazo, generando reinversión de fondos.

Si nos manejamos dentro de estos rangos la tasa de crecimiento sostenible debería situarse entre el 2.4 y el 4.5%.

2. CASO 2: CRUDO ALTO

Si el precio del crudo se eleva por encima de los 28 dólares, las condiciones se vuelven desfavorables para la industria del *downstream*. Los conflictos actuales a nivel internacional generan que esta posibilidad sea más probable a mediano plazo que la descrita con anterioridad – de hecho es el caso que mejor describe la situación del sector en la actualidad -.

La datos históricos demuestran que para que el crudo tenga un precio alto, debe suceder una condición casi excluyente que presione el mismo en forma ascendente. La misma se basa es una elevada demanda de producción que puede ser originada por diversos factores:

- Aceleración de la economía mundial.
 - Políticas de la OPEP orientadas hacia la disminución de la oferta del crudo.
 - Largo período de precio bajo del petróleo.
-
- La rápida salida de la crisis asiática en el año 1999 originó una demanda de crudo que superó a la oferta existente en el mercado, originando que subieron vertiginosamente los precios.
 - En los años 73' y 79', la OPEP produjo una drástica disminución de su producción de crudo, con la intención de elevar su precio y aumentar sus ganancias.
 - Es bien sabido que grandes períodos con precios internacionales bajos originan una disminución de la inversión y por ende de la producción, que tarde o temprano, desembocará en un aumento compensatorio del valor.

Bajo esta situación estableceremos rangos dentro de los cuales se podrían manejar los coeficientes operativos y financieros para la confección del crecimiento sostenible de las ventas. Para ello utilizaremos los datos históricos como guía para la confección de dichos parámetros a los que le añadiremos algunas tendencias del mercado actual.

DATOS DE BALANCES

MARGEN: (1.0) – 0.0 %

LEVERAGE: 220 - 240%

ROTACION: 85 – 87 %

TASA AUTOFINANCIAMIENTO: 100%

CRECIMIENTO SOSTENIBLE: (2.0) – 0.0 %

Si consideramos que el precio del crudo no supera los 35 dólares por barril, - ya que ese precio no sería sostenible en el mediano plazo – las variables para el sector influyen en forma opuesta a la del ejemplo descripto anteriormente.

Un aumento en los costos propicia un empeoramiento en los márgenes. La magnitud de la caída estará dada principalmente por la pendiente del aumento y por la variación del tipo de cambio.

Del mismo modo, es de esperar que empeoren las ventas netas a raíz de una fuerte caída de volúmenes vendidos, compensada parcialmente por el aumento de los precios al público. A su vez se genera un fuerte aumento en el valor de los stocks y de los créditos por venta, - y por ende del activo -, provocando que en el mediano plazo disminuya la rotación.

Las peores condiciones para la industria, propiciarán un leverage elevado. El empeoramiento en los márgenes traerá aparejado un estado de resultados con valores magros. Seguramente una posible reestructuración de los pasivos aumentará el patrimonio de la compañía además de haber un aumento en el valor de los activos.

Por su parte, la tasa de autofinanciamiento a corto plazo la mantendremos en 100% pues es difícil prever retiro de dividendos con la situación actual del sector.

Si nos manejamos dentro de estos rangos la tasa de crecimiento sostenible debería situarse entre el -2.0 y el 0.0%.

3. CASO 3: CRUDO MEDIO

Este caso es el mejor para la industria petrolera, ya que si el crudo se mantiene dentro ciertos parámetros medios (24 – 28 dls. el barril), la misma se estabilizará, ya que tanto el *upstream* como el *downstream* tendrán beneficios suficientes como para operar sin dificultades.

Los datos históricos demuestran que para que el crudo tenga un precio medio, el mercado debe mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda. Para ello se deben dar los siguientes factores:

- Estabilización de la economía mundial.
 - Políticas de la OPEP orientadas hacia el equilibrio de la oferta del crudo.
 - Largo período sin conflictos en el ámbito internacional.
-
- Mientras la economía mantenga una tendencia estable, sin oscilaciones bruscas, se mantendrá un equilibrio entre la oferta y la demanda. Esta situación fue clara a principios de la década de los 90' donde el crudo se mantuvo varios años dentro de parámetros razonables.
 - En los años 90', la OPEP intentó equilibrar el mercado consciente de que las oscilaciones bruscas tarde o temprano terminaban perjudicándola – ya sea por el ingreso de más jugadores a la industria en el caso de un precio elevado, o una fuerte disminución de sus beneficios en el caso de un precio bajo -.
 - Es bien sabido que grandes períodos sin conflictos internacionales – sobre todo en medio oriente – no provocan oscilaciones especulativas en el precio del petróleo.

Bajo esta situación estableceremos rangos dentro de los cuales se podrían manejar los coeficientes operativos y financieros para la confección del crecimiento sostenible de las ventas. Para ello utilizaremos los datos históricos como guía para la confección de dichos parámetros a los que le añadiremos algunas tendencias del mercado actual.

DATOS DE BALANCES

MARGEN: 0.0 – 1.5 %

LEVERAGE: 200 - 220%

ROTACION: 87 – 89 %

TASA AUTOFINANCIAMIENTO: 100%

CRECIMIENTO SOSTENIBLE: 0.0 – 2.9 %

Lógicamente las variables tenderán a situarse en valores intermedios a los de los casos anteriores, a excepción de la tasa de autofinanciamiento que se mantendrá en 100% por las condiciones actuales y en el mediano plazo de la empresa.

Si nos manejamos dentro de estos rangos la tasa de crecimiento sostenible debería situarse entre el 0.0 y el 2.9%.

c- DECISIONES ESTRATEGICAS: DEFINICIONES A MEDIANO-LARGO PLAZO

Si bien el objetivo de este trabajo no se centra en el estudio de una decisión sino en el empleo pertinente del *modelo de crecimiento sostenible* - utilizado como una herramienta en la búsqueda de la misma -, intentaré, sin entrar en excesivos detalles, identificar opciones estratégicas plausibles utilizando a tal fin los resultados logrados con el modelo.

Como observamos con anterioridad, las dificultades que se avecinan en el mediano-largo plazo en el mercado argentino del *downstream* son varias, a saber:

- Caída sistemática en la demanda de naftas.
- Incentivos del estado al consumo de GNC.
- Permanente situación de conflicto internacional.
- Políticas de la OPEP orientadas a la disminución de la producción.

Estas dificultades provocan impactos directos tanto en el volumen como en el margen del negocio, llevando a la empresa a una situación similar a la descripta en el caso de crudo alto.

Dadas estas perspectivas, la empresa deberá tomar ciertas decisiones de carácter estratégico para poder modificar un futuro a mediano plazo que llevaría a la lenta desaparición de la misma.

Dado que el costo de mercadería vendida - que representa cerca del 80% de las salidas del estado de resultados (ver análisis) – se encuentra formado en su gran mayoría por costos variables, podríamos afirmar que nuestra empresa depende en gran medida del margen unitario.

Esto se debe principalmente a que los gastos fijos se pueden cubrir con muy bajo volumen de venta teniendo un margen medio. En el caso de que los márgenes sean muy bajos, las unidades vendidas deben ser extremadamente elevadas como para cubrir los gastos de la empresa.

Es por ello esencial que el impacto de un crudo elevado en los costos, no debilite los ingresos de la compañía. Para lograr esto es necesario encontrar un mix de productos vendidos tal que permita incrementar el margen bruto.

En nuestro caso se debería enfocar nuestra venta mayoritariamente hacia las naftas, y en menor medida al gas-oil, ya que la relación precio-costo en la primera es mucho mayor. Claro que lograr esto último es extremadamente difícil, ya que la demanda de naftas tiende a disminuir año tras año mientras que la del gas-oil es más estable.

En la actualidad, el producto que mayores márgenes le provee al *downstream* es el GNC, además de ser el más económico y de mayor crecimiento en su demanda. Si tenemos en cuenta estas condiciones, sumado al interés que el estado tiene en la difusión de este combustible, concluiremos que ofrecer este producto al cliente es una buena forma de incrementar nuestro margen bruto.

Desde ya se deben producir grandes inversiones para la instalación de compresores en las estaciones, lo que implica un incremento del activo fijo de la compañía y para ello tomar una importante decisión estratégica analizando sus puntos a favor y en contra.

A FAVOR:

- Elevados márgenes.
- Fuerte incremento de la demanda.
- No se generan stocks.
- Impuestos bajos.

EN CONTRA:

- Incremento del activo fijo.
- Inversión sectorizada.
- Producción de terceros.
- Presión de las productoras.

En la actualidad el margen del GNC ronda los 80 dólares por KM3 (Miles de metros cúbicos) mientras que la composición de ventas actual de combustibles líquidos arroja un margen de 50 dólares por M3 (medida equivalente), donde 10 dólares es la ganancia de la petrolera y 40 dólares la del estacionero.

Con respecto a la demanda, los números son igual de alentadores, ya que el incremento en los últimos años ronda el 10% anual.

Si bien la mejora en los márgenes y la tendencia de la demanda son puntos que hemos mencionado con anterioridad, hay otros factores que generan importantes beneficios.

La no-acumulación de stocks dentro de una compañía es muy benéfico, ya que además de no tener gastos de almacenamiento y pérdidas de producto, posibilita pagarle al proveedor específicamente lo vendido – pago a mes vencido - generando un crédito de casi 45 días con la proveedora.

A su vez, el permanente incentivo del gobierno en favor de la utilización de este combustible se ve plasmado en la baja alícuota impositiva del producto, generando un precio al público menor.

Por su parte, existen una serie de factores a tener en cuenta antes de tomar una decisión tan importante. El primero es cómo financiar la inversión en activo fijo, ya que la empresa actualmente se encuentra en dificultades en su relación patrimonio-pasivo. El proyecto deberá ser muy bien presentado a los acreedores y a los más altos niveles de la organización a nivel regional. Solo de esta forma se le permitirá a la compañía adquirir un mayor endeudamiento para la inversión.

Además, este aumento del activo de la empresa incrementará los gastos mediante el impacto de las amortizaciones, solo compensada por la esperada gran mejora en los márgenes. Posiblemente sea necesario, el desprendimiento de algunos activos existentes, para que no repercuta aún más en el pasivo de la empresa.

El segundo factor a considerar, es la imposibilidad cierta del cobro sistemático de un fee por el GNC a las estaciones de servicio con bandera de la compañía pero manejadas por terceros – dealers -. Esto restringe la inversión a las estaciones cuya propiedad le pertenezca a la empresa, provocando cierto conflicto con los dealers, que observan cómo la petrolera realiza fuertes inversiones en sus negocios propios. Los juicios por competencia desleal son habituales en estos casos, que si bien son ganados por las petroleras generan molestias y gastos de recursos.

No menos importante es el hecho de pasar de ser productor-vendedor como en el caso de los combustibles líquidos, a ingresar fuertemente en un negocio donde se encargaría únicamente de la reventa de un producto. Esto lo coloca en una posición de debilidad ante las decisiones del proveedor.

De hecho, si por ejemplo, el productor definiera realizar una integración vertical hacia la comercialización minorista del producto, la empresa en el mediano plazo se vería competitivamente en desventaja. Además, si la proveedora presenta dificultades en el suministro del servicio, impactaría severamente en nuestro negocio, tanto en imagen ante el consumidor como económicamente.

Este último punto trae aparejado otro factor, que es el de la posibilidad de saturación del mercado de estaciones con GNC en un futuro a mediano plazo. Lo atractivo de la inversión provocaría un severo desplazamiento hacia la oferta de este producto que incidiría en el volumen vendido por estación y en una posible reducción de los márgenes.

Posiblemente la dificultad más importante sea la de sostener márgenes tan elevados en condiciones de suma desventaja para las productoras de gas. Es evidente que a raíz de la devaluación de nuestra moneda, este *commodity* no ha seguido los valores internacionales por estar sujetos a tarifas. La presión de las productoras, tanto a nivel nacional como internacional, imposibilitaría sostener en forma

permanente un precio tan accesible para el mercado interno. Este impacto podría originar una fuerte modificación de las condiciones actuales, perjudicando senciblemente los márgenes del producto.

Del estudio de las ventajas y desventajas, se podrá tomar una decisión estratégica, resultando claro del análisis que se debe reforzar los ingresos no relacionados a combustibles líquidos para la empresa no se vea excesivamente afectada por las variaciones del crudo.

V. CONCLUSIONES

a) APRECIACIONES SOBRE EL SECTOR Y SUS COMPONENTES

Las transformaciones generadas durante la década pasada, ciertamente han provocado una revolución en la industria petrolera. Los niveles de inversión y desarrollo han crecido senciblemente a la par de la desregulación del sector, modificando la forma de competir por parte de las empresas involucradas y la modalidad de compra de los consumidores.

Desde el punto de vista del *upstream*, la modernización de la maquinaria ha llevado al descubrimiento de más yacimientos; o a transformar en rentables, pozos que sin la tecnología adecuada no lo serían. Este desarrollo ha incrementado tanto la producción como las reservas de petróleo, posibilitando que la Argentina sea un exportador de este *commodity*.

El *downstream* también ha tenido grandes modificaciones. El mejoramiento de refinerías y la creación de oleoductos han promovido la elaboración de combustibles de mayor calidad, con menores costos de producción y mayores facilidades de transporte.

A su vez se ha establecido un trato distinto con el cliente, mediante la construcción y mejoramiento de estaciones, y con mayores servicios, transformándose estos últimos en un flujo de ingresos importantes para las petroleras.

Contrariamente a lo pretendido por la desregulación, el mercado se ha vuelto aún más oligopólico, por lo que no se ha generado una competencia de precios capaz de emparejar los valores nacionales con los internacionales. La competencia entre las cuatro compañías que manejan la oferta se dió en base a calidad y servicios, pero los precios siempre se han mantenido al margen.

Queda claro que, los cambios en la legislación han generado un fuerte desplazamiento del Estado como ente regulador de la industria petrolera, hacia una posición donde la oferta y la demanda manejan el juego.

No solo bondades ha traído dicho cambio. El mercado se ha vuelto muy sensible a los efectos internacionales, y las fluctuaciones de la cotización del crudo generan severas complicaciones que anteriormente no se daban.

b) CONCLUSIONES A PARTIR DEL EMPLEO DEL MODELO DE CRECIMIENTO SOSTENIBLE

Mediante el *modelo de crecimiento sostenible* se ha podido evidenciar perfectamente la incidencia de dichas variaciones en los indicadores de una compañía típica del sector refinador – comercializador de combustible. El modelo muestra que en épocas donde el petróleo tiene cierta estabilidad con un precio medio, las ganancias han sido cuantiosas y la posibilidad de establecer un crecimiento coherente con las necesidades de financiamiento y la participación en el mercado es mucho más sencillo de lograr.

La primera etapa de la década de los 90', es un claro reflejo de lo mencionado en el párrafo anterior. Allí se combinaron márgenes muy buenos con un elevado crecimiento de nuestra economía, lo que se tradujo en ganancias extraordinarias y fuertes inversiones.

La segunda mitad de la década, fue marcada por una inestabilidad dramática que incide negativamente en el desarrollo de la industria. En este período se combinaron precios del crudo extremadamente bajos con valores muy altos, lo que originaron confusión en las políticas del sector y períodos de ganancia/perdida muy marcados.

Esta fluctuación promovió fuertes inversiones en momentos de bonanzas que originaron pesadas cargas en períodos donde las dificultades eran gigantescas. Si a esto se le suma la profunda crisis sufrida por el país, se combinan períodos de costos muy elevados y ventas cada vez menores.

Se puede observar mediante el modelo que la empresa estudiada ha visto enormemente dificultada la adaptación a estas modificaciones y no ha podido establecer una línea de crecimiento consistente con sus necesidades de financiamiento. Debido a sus márgenes bajos y su estructura de activos, era imprescindible que la empresa tuviera un determinado volumen de ventas para que no sufra un severo desfinanciamiento. Dado que es una empresa con facilidades para contraer deuda, el pasivo en el lado derecho del balance se incrementó en forma desmedida, hasta un punto donde la PETROL S.A. prácticamente no tenía patrimonio.

Para poder salir de esta situación, la compañía debe ponderar sus dificultades a mediano plazo y tomar decisiones que le permitan afrontar dichos problemas. El modelo nos muestra que cualquiera sea la tendencia del crudo, se deben tomar medidas concretas para mejorar los márgenes del negocio y evitar las fluctuaciones en el precio de un commodity tan volátil como el petróleo.

Invertir en productos no relacionados con el crudo, es una buena forma de dejar de depender de él. Es así como el GNC se convierte en una fuente de ingresos, con márgenes actuales muy elevados y un constante crecimiento de las unidades vendidas - desplazando a las naftas -. Dado que la participación de las grandes empresas en este mercado es menor que en el caso de los combustibles líquidos, las mismas deben analizar la conveniencia de un mejor posicionamiento, sobre la base de una situación actual inestable por el diferencial entre precios nacionales e internacionales de la materia prima.

c) CONCLUSIONES SOBRE LO PERTINENTE DEL MODELO

- El modelo ha posibilitado identificar impactos de cambios sustanciales sobre las variables que definen la sustentabilidad de la organización actuante en el *downstream*, fundamentalmente aquellas a nivel macro – como ser el contexto nacional o el valor de un *commodity* como el crudo - que inciden a nivel micro de forma determinante.

- Asimismo, el modelo facilita la apreciación de comportamientos futuros posibles ante escenarios factibles, posibilitando visualizar la situación de la organización a largo plazo, permitiendo realizar correcciones a tiempo, y tomando decisiones estratégicas que generen condiciones favorables para su viabilidad.

- Se ha concluido pues, a través de una explicación concreta, la pertinencia del modelo como herramienta capaz de identificar impactos en variables esenciales de los modelos financieros aplicados a la gestión de largo plazo.

VI. BIBLIOGRAFIA

- Higgins R.C., Analysis for Financial Manangement.

- Fornero R., Factilidad Financiera del Plan de Negocios.

- Alonso, A., Dirección Financiera.

- Van Horne J., Administración Financiera.

- Ross S., Westerfield R. y Jordan B., Fundamentos de Finanzas Corporativas.

- Ravinovich, G. y Riavitz, R., Análisis del Mercado de Combustibles Líquidos.

- I.A.E. “Gral. Mosconi”, Informe de Coyuntura del Sector Energético.

- Brealey, R.A. y Myers, S.C., Principios de las Finanzas Corporativas.

- Feuler Newton, Contabilidad superior.
- P.F.C. Energy, Servicio de Monitoreo del Downstream.
- Oviedo L., La Crisis del Petróleo.
- Secretaría de Energía, Información General sobre el Mercado de Hidrocarburos;.
- Lapeña J., Nota periodística del diario La Nación; (03/03/2002).
- Ley N° 14.773 de Transferencia de Yacimientos de las Provincias a la Nación, promulgada en 1958.
- Ley N° 17.319 de Régimen Federal de Hidrocarburos, promulgada en 1967.
- Ley N° 21.778 de Contratos de Riesgos, promulgada en 1978.
- Decreto N° 1443/85 de Contratos de Asociación (Plan Houston), promulgado en 1985.
- Ley N° 23.696 de Emergencia Administrativa, promulgada en 1989.
- Ley N° 23.697 de Emergencia Económica, promulgada en 1989.
- Decreto N° 1055/89 de Reglamentación de la ley 23.696 y 17.319, promulgado en 1989.

- Decreto N° 1212/89 de Desregulación de normativas en materia de Hidrocarburos, promulgado en 1989.
- Decreto N° 1589/89 de Explotación, Concesiones y Transporte de Hidrocarburos, promulgado en 1990.
- Decreto N° 2411/91 de Reconversión de Contratos Exitentes de Exploración y Explotación, promulgado en 1991.
- Ley N° 24.076 de Federalización de Hidrocarburos, promulgada en 1992.
- Ley N° 24.145 de Privatización de YPF, promulgada en 1992.