

CAPITULO III

PRECIOS, COSTOS Y EXCEDENTE PETROLERO	123
3.1 PRECIOS DEL PETROLEO	125
3.1.1 Enfoque analítico básico	129
3.1.2 Explotación óptima de un recurso	133
3.1.3 El dilema de los precios	136
3.1.4 Problemas en la formación de precios	137
3.2 SISTEMAS DE PRECIOS	143
3.2.1 Los precios reales	143
3.2.2 Los precios factoriales	148
Mercado perfecto de factores	148
Mercado imperfecto de factores	148
3.2.3 Enfoque valor económico	154
Valor bruto	155
Valor agregado	156
3.3 EXCEDENTE PETROLERO	156
3.3.1 Concepto de excedente	159
3.3.2 Métodos de medición del excedente	161
3.3.3 Indicadores primarios para el crudo mexicano	169

**PRECIOS, COSTOS Y
EXCEDENTE PETROLERO**

3.1 PRECIOS DEL PETROLEO

Frecuentemente se hace referencia al efecto del precio del petróleo y su impacto en el crecimiento económico, balanza de pagos, estándares de vida y en otras facetas de la vida cotidiana (Tabla III-1).

TABLA No. III-1
PRECIOS INTERNACIONALES

TIPO TRANSACCION	MODALIDADES	CARACTERISTICAS	OBSERVACIONES
VENTAS A PLAZOS	Precios fijos	Relación contractual de precio, periodo de entrega, lugar y calidad, sobre oferta continua de crudo.	Precios vigentes hasta 1973
	Precios basados en tipo spot	Las mismas bases que arriba con la única diferencia de que el precio final es determinado por el precio prevaleciente a una fórmula pactada.	Ampliamente utilizados a principios de los 80s.
	Precios sobre rendimientos (NETBACK)	El valor del crudo es determinado deduciendo los costos de refinación y transporte a partir del precio spot de productos refinados en una refinería específica.	Profusamente utilizados en el periodo 1985/86.
VENTAS AL CONTADO	Precios spot	Términos acordados para cada embarcación por las partes contratantes.	Comercialización flexible de petróleo físico desde el punto de carga hasta el lugar destino.
OTRAS MODALIDADES	Precios Adelantados	Cargamentos vendidos a precios spot para ser entregados en el futuro. El volumen así transaccionado es mayor que el petróleo físicamente transaccionado.	El crudo Brent es un ejemplo típico.
	Precios a futuro	Acuerdo para comprar o vender petróleo crudo a cierta fecha en el futuro. Este tipo de precio se usa como protección cuando los mercados son sumamente volátiles.	NYMEX/IFE son transacciones donde se comercian contratos de crudo a futuro.

En realidad no hay un precio específico del petróleo. Lo que existe son precios petroleros negociados como materia prima, más un sobreprecio en función de cómo sea el petróleo transportado, refinado, distribuido y, finalmente, comercializado en forma de diferentes productos.

Los precios también varían dependiendo del volumen demandado y la ubicación geográfica. En este sentido el petróleo es como cualquier otra mercancía resultante de la transformación industrial de materia prima en productos finales, con precios determinados por las fuerzas del mercado, y sujeto a la negociación voluntaria de compradores y vendedores.

No obstante, el petróleo difiere con respecto a otras mercancías en dos sentidos: uno, por el carácter integrado de los procesos productivos que hace que el precio de cualquier producto petrolero deba instantáneamente reflejar el precio de la materia prima, el petróleo crudo; dos, por el papel predominante de éste en la oferta energética, lo cual suscita una sensible intervención gubernamental en los precios ya sea mediante la cartelización, la regulación directa o mediante el régimen impositivo.

El costo de producción repercute en su precio, pero sólo a muy largo plazo ya que las cotizaciones tienen que ser lo suficientemente altas a fin de cubrir los costos de exploración, desarrollo y producción de éste, así como recompensar la inversión y el esfuerzo a los productores y distribuidores.

La exploración petrolera es altamente riesgosa y pocas son las perforaciones exitosas. El costo del petróleo no encontrado es, por lo tanto, un cargo sobre la industria petrolera y tiene que ser recuperado a través del petróleo crudo comercializado.

Los precios petroleros reflejan el grado diferenciado de calidad de los crudos, lo cual implica distintos rendimientos, así como el costo del transporte de los campos de producción a las refinerías y centros comerciales.

Temporadas estacionales y otros factores de mercado amplían o estrechan estos diferenciales. En general, los crudos ligeros son preferidos a los crudos pesados, porque al refinarse rinden más gasolinas y otros componentes de alto valor. Características relevantes en la calidad del crudo son los niveles de azufre que contienen, y si el crudo es adecuado o no como insumo en los procesos petroquímicos para la producción de lubricantes o betúmenes.

En consecuencia, el precio de petróleo crudo es negociado directamente entre compradores y vendedores, y depende en gran parte del precio prevaleciente en el mercado. El esquema de un precio ideal, propio de un sistema económico racional, se asume como divisa de política petrolera que excepcionalmente puede ser alcanzada, dependiendo de las cotizaciones internacionales y asumiendo como referencia los precios internos.

En cuanto al tamaño de la renta petrolera monetaria disponible para aplicar al resto de la economía, el planteamiento para una compañía estatal como PEMEX es operar dentro de los márgenes que ofrece el mercado.

Sin embargo, la incertidumbre sobre la plataforma petrolera persistirá mientras no se determine el volumen de producción que se necesita para consumo interno, así como los volúmenes máximos que se está dispuesto a exportar en función de los intereses nacionales. Esto es, aquella cantidad que asegure los recursos financieros adicionales que se requieren para el desarrollo económico nacional hoy, sin afectar la seguridad energética a largo plazo.

Por otra parte, el concepto excedente financiero es útil para analizar el impacto del sector petrolero sobre las fluctuaciones del mercado de divisas y sobre el crecimiento de la oferta monetaria.

El impacto sobre el mercado de divisas depende también del comportamiento de la balanza de pagos del sector no petróleo, pero se espera que sus ingresos y gastos de divisas a lo largo del periodo de tiempo preestablecido, tengan una distribución normal,

de manera que las fluctuaciones bruscas de una determinada unidad de dicho sector no afectarán significativamente el comportamiento total.

No obstante, el desempeño financiero de PEMEX sí puede afectar el comportamiento global. Por ejemplo, si las importaciones de PEMEX se rezagan se incrementarán las reservas internacionales y el medio circulante, colocando transitoriamente en peligro la estabilidad de precios y las tasas de cambio. De aquí que se deba adecuar la política monetaria de flujo de caja de PEMEX para esterilizar oportunamente cualquier impacto desestabilizador.

Por otra parte, la generación de los excedentes depende de la eficiencia operativa de PEMEX, de la calidad y profundidad de los yacimientos petroleros y del valor que el mercado le asigne al producto.

La generación del excedente es afectada por el patrón temporal de explotación y venta de la riqueza petrolera. Si la extracción se adelanta demasiado, los costos sociales se incrementarán al incidirse en la demanda de los recursos internos con una oferta relativamente inelástica, entre ellos los sectores transporte y construcción y la oferta de mano de obra calificada. Asimismo, al adelantar las ventas, se corre el riesgo de desaprovechar la oportunidad de vender en el futuro a un precio más alto.

Si la extracción de crudo se difiere, se pospone el uso de los excedentes con lo que de otra forma, se podría obtener un rendimiento cuando menos igual a la tasa de interés que se ahorraría sobre la deuda externa; pero, en contrapartida a estos costos se obtendría una ganancia adicional, al aprovechar el incremento de precios.

3.1.1 Enfoque analítico básico

Los recursos irremplazables como los hidrocarburos son acervos de capital finitos, con cuyo aprovechamiento se busca maximizar los ingresos netos a largo plazo, conforme se desarrolla su explotación.

En esta dirección, la teoría económica de recursos exhaustibles afirma que el precio óptimo para tales stocks limitados por el lado de la oferta, debería crecer anualmente en términos reales a una tasa igual a la de un factor de descuento apropiado, a fin de inducir el mejor perfil temporal²³ de su uso, y así maximizar el valor presente de las rentas futuras. Instrumentar una política en este sentido, supone dos escenarios (**Newbery, 1985**):

- La fijación de un precio congruente con el objetivo de eficiencia económica al reflejar los costos reales de un barril de petróleo.
- El establecimiento de un precio que permita incorporar objetivos de distribución o de igualdad social no cuantificables.

En el primer escenario existen²⁴, a su vez, dos premisas implícitas:

- La **eficiencia económica**, principio por el cual se busca ase-

23 El mecanismo precios debe inducir a los propietarios a disponer de los recursos en forma gradual. La curva de precios intertemporal correcta tiene que cumplir dos objetivos: 1) alentar la explotación acompañada de las reservas, y 2) mantener la atención sobre la declinación de los recursos desviando la demanda hacia otros recursos, es decir, orientar la explotación óptima de las reservas y evitar un agotamiento catastrófico de recursos finitos.

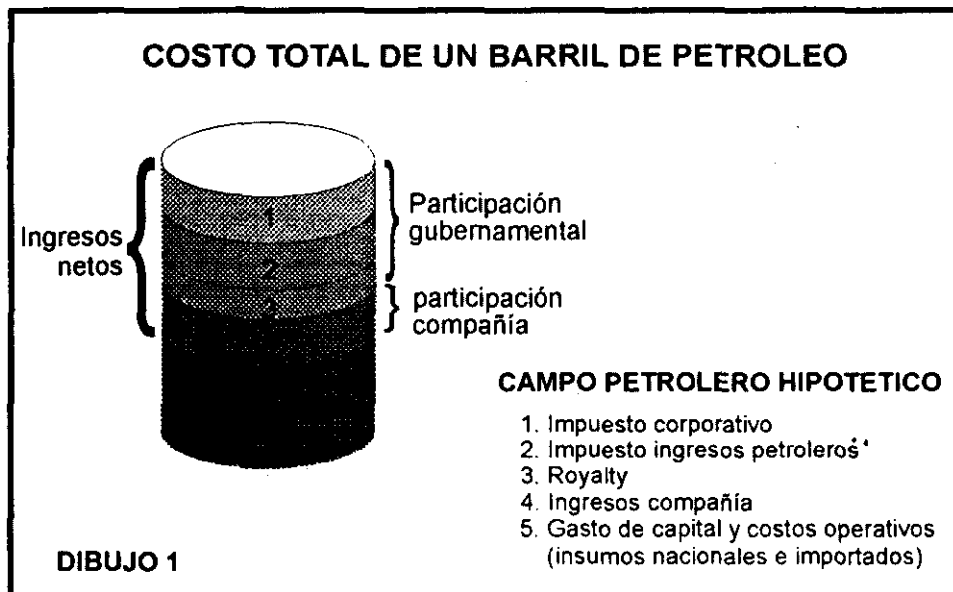
24 Otro tipo de principios propios de una política eficiente de precios son: igualdad social, conservación energética y desarrollo económico, entre otros.

gurar que los precios reflejen enteramente el valor de la asignación de recursos de la sociedad en el sector petrolero.

- Los **objetivos financieros**, principio a través del cual se busca cumplir dos metas cruciales:

a) La recaudación de ingresos a fin de mantener la salud financiera necesaria, para sostener la oferta futura de hidrocarburos.

b) El diseño de regímenes impositivos petroleros para recaudar los ingresos gubernamentales requeridos, ya sea para el financiamiento de infraestructura petrolera o para mantener la eficiencia y confiabilidad en sus operaciones futuras (Dibujo 1).



El consenso²⁵ es que en un sistema económico racional, el valor económico del petróleo debería de estar determinado por cinco tipos de costos de oportunidad (Dibujo 2):

25 Para mayor amplitud de este enfoque remitirse a Munasinghe (1984), Schramm (1984) y Newbery (1985).

1. **Los costos marginales a largo plazo**²⁶, o el precio base que incluye los **costos de oportunidad marginales de la sociedad en el largo plazo** del uso del petróleo²⁷ entre los cuales los más importantes son: **la tasa de cambio sombra**, la cual puede ser concebida como el precio sombra o el precio por encima de la tasa de cambio oficial y la **tasa de interés sombra** necesaria para establecer el valor real de la escasez de recursos de capitales públicos o privados para la inversión²⁸.

2. **Costos del usuario**, que se definen como el valor presente más alto de las rentas futuras marginales generadas mediante la producción de una unidad de producto ahora, en vez de producirlas en el futuro. Para decirlo en otros términos, ellos representan el valor futuro neto que se sacrifica una vez que el petróleo es extraído y reemplazado por recursos energéticos alternativos.

3. **Valor neto del petróleo en sus usos alternativos**, indicados por los precios de exportación petrolera libre a bordo (FOB),

26 Los costos marginales establecen precios a futuro, tales precios reflejan el costo real de todos los recursos adicionales que pueden ser utilizados para generar una unidad extra de petróleo. Estos costos marginales incluyen costos de inversión que son requeridos para ofertar una unidad extra de petróleo crudo. Si los precios están por debajo del nivel habrá una pérdida económica en el corto plazo.

27 Los costos de oportunidad marginales (MOC) a largo plazo, pueden ser expresados en términos de costos sociales marginales (MSC), y la tasa social de descuento sería:

$$\text{MOC} = \text{MSc} + \text{be} - \text{it}$$

donde:

MOC = MOC en tiempo cero

MSc = MSC de una actividad "T"

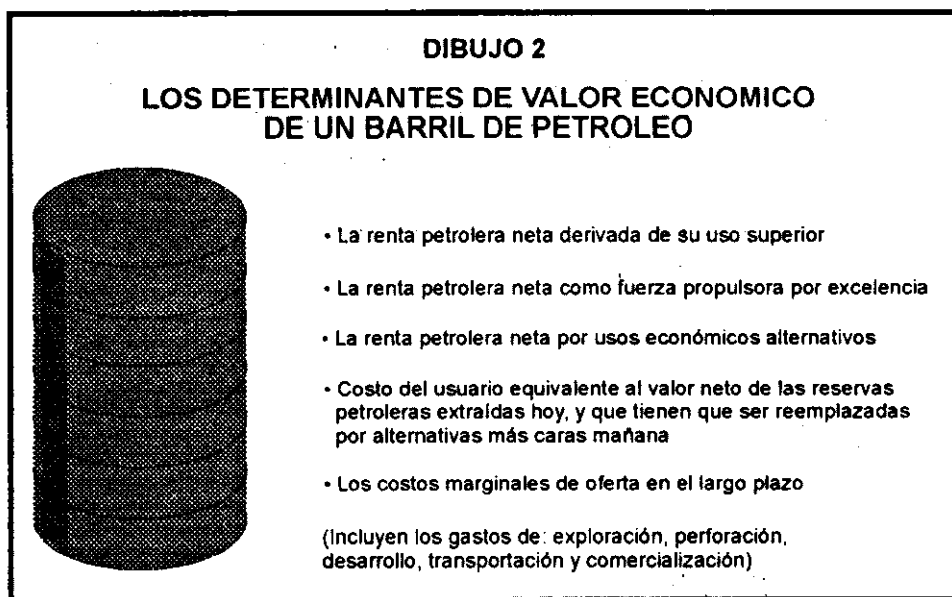
be = Beneficios sacrificados en el futuro, como resultado de consumo en el tiempo cero.

28 **Adelman** (1986) afirma que la **Tasa de Interés Sombra (SIR)** constituye la piedra angular de los llamados "precios sombra" o de "cuenta", ya que refleja costos de oferta directos, incluyendo el equivalente a los precios del usuario y un rendimiento para el inversionista que lo induzca a reinvertir ganancias en otro proyecto. En resumen, Adelman sostiene que los costos marginales del precio de oferta es la suma de los costos de operación marginales, los cuales rara vez se tienen registrados, pero que por fortuna son requisitos y se relacionan, y los costos de capital marginales que son el monto de capital por unidad, y que suministran una tasa de rendimiento razonable sobre las inversiones de desarrollo, mantenimiento y de reposición.

una vez descontados todos los costos de entrega y de producción, así como otros cargos que se ponderan en el precio.

4. **Valor neto del petróleo como un sustituto actual de otras fuentes energéticas**, libre de todas las diferencias por distribución y costos en el empleo entre combustibles alternativos.

5. **Valor neto del petróleo en usos superiores**, como insumo productivo en petroquímica. Por ejemplo, la producción de fertilizantes o gas natural licuado cuya viabilidad de exportación depende de precios por abajo de aquellos que tienen los combustibles alternativos.



Como muestra el Dibujo 2, los costos marginales de largo plazo y los costos del usuario son aditivos y, en conjunto, representan el costo económico básico del petróleo, el cual determina el precio mínimo que debe ser cobrado. El establecimiento de un precio por abajo de esos parámetros, implicará pérdidas netas para la economía.

Por otra parte, los distintos costos de oportunidad representan los beneficios económicos netos del productor. En principio, la

cuantía de éstos debería de ser mayor que los costos económicos, a condición de que exprese el precio máximo que debería de ser colectado por su consumo. Por el contrario, si se fijan precios más altos que aquellos basados en los costos de oportunidad (debido al proteccionismo contra sustitutos), la economía degeneraría en la ineficiencia más flagrante.

En suma, una política de precios óptimos, al igual que una de producción, debería estar relacionada a dos parámetros interconectados: **sustitución-reemplazo y agotamiento o consumo total** del recurso.

El primer indicador significa que, en el largo plazo, el precio de un barril de petróleo estaría en línea con fuentes energéticas alternativas a pesar de la naturaleza cambiante de los costos, mientras que en el mediano plazo, tal precio se encontrará vinculado a los costos de oferta conocidos para el reemplazo completo y directo de un barril de petróleo consumido.

En el segundo, los precios crecerían en términos reales a una tasa que refleje al usuario la escasez a través de una curva de precios, la cual se eleva sobre el tiempo, contribuyendo a frenar la demanda conforme se alcanza una posición más cercana al punto de agotamiento. De esta forma, se alienta el uso eficiente del petróleo y se incentiva la explotación de fuentes energéticas alternativas de más alto costo, mediante tecnologías más avanzadas.

3.1.2 Explotación óptima de un recurso

Asumiendo que los costos de producción son constantes, que los mercados de capital son perfectos y capaces de sostener requerimientos de ingresos -dado que la demanda por petróleo es conocida en el futuro-, al productor le será indiferente extraer el petróleo hoy o dejarlo para mañana, cuando la renta marginal (royalty), ten-

ga un valor igual al Valor Presente descontado, en cualquier momento en el futuro.

Esto puede formularse así:

$$(m_t - c_t) = (m_{t'} - c_{t'}) e^{r(t-t')} \quad (1)$$

donde:

m_t = Ingresos marginales en el año base t

c_t = Costos marginales en el año base t

$e^{r(t-t')}$ = Factor continuo de descuentos entre el año base y el año futuro

r = Tasa de descuento

t = Año base

t' = Año o periodo futuro.

El precio del petróleo no necesita crecer a la tasa de interés como límite, puede crecer más que ésta conforme el precio se vuelve más elevado en relación a los costos marginales variables. Es la renta o el precio del petróleo previo a la extracción el que tiene que crecer al nivel de la tasa de interés, cuando la producción sea pospuesta.

Por otra parte el límite superior estará determinado por la denominada "**Backstop Technology**", es decir, el punto donde la demanda por petróleo se vuelve cero y los requerimientos energéticos son cubiertos por otros recursos. De suerte que la trayectoria que seguirán los precios, asumiendo que la elasticidad de la demanda es constante o creciente, convergerá con el precio derivado de la nueva tecnología (p') en un tiempo T .

Asumiendo, además, que el recurso es homogéneo y que una estructura de costos marginales opera durante la explotación completa de ese recurso, "**T**" significa el tiempo límite en el cual todas las reservas petroleras han sido extraídas a un costo marginal menor que el precio implicado por los costos de explotar la denominada "Backstop Technology".

Si en condiciones de competencia perfecta el precio es igual a los ingresos marginales, "**P_t**" puede ser sustituida por "**mt**" en la ecuación 1, y esto permite expresar al precio de la forma siguiente:

$$P_t = c_t + (P_T - c_t) e^{r(T-t)} \quad (2)$$

Si los costos marginales son constantes durante todo el rango de producción -quizás debido a que los avances tecnológicos compensan cualquier incremento de costos razonando bajo el esquema de escasez tipo ricardiana-, y si se toma a "**t**" como la fecha de agotamiento "**T**", entonces el precio del petróleo en cualquier periodo "**t**" será:

$$P_t = C + (P_T - C) e^{r(T-t)} \quad (3)$$

Por lo tanto, si se acepta que el precio al punto de agotamiento "**P_T**", es equivalente al precio implicado por los costos de la Back-stop Technology "**p**", y que este precio y los costos marginales permanecen constantes; entonces la trayectoria de precios en un mercado competitivo crecerá a la tasa de interés. Esta tasa de interés será establecida en relación con la tasa de rendimiento de las inversiones en el mercado de capitales.

La integral de la función de demanda petrolera -demanda acumulada- es una función monótona creciente o decreciente, con respecto al tiempo previo al agotamiento (**X**, donde **X = T-t**).

De esta forma, bajo competencia perfecta la trayectoria del precio es igual a la curva de ingresos marginales y es asintótica a la curva de costos marginales, los cuales se asumen constantes. La renta que se acumula en poder de los productores es el elemento del precio, que obedece al valor de recurso escaso del petróleo y es más grande que el valor de los recursos empleados en su extracción.

En otros términos, la renta es la parte del precio que es más grande que el dividendo obtenido por el uso de factores producti-

vos, y que tiene que ser pagado a fin de atraer recursos a la producción petrolera.

La implicación principal es que el precio real de un recurso finito como el petróleo debe seguir una tendencia creciente, pero limitada por la restricción de un precio "**techo**" en la forma de un recurso energético alternativo, ampliamente disponible.

3.1.3 El dilema de los precios

El precio del petróleo posee un papel similar a la tasa de interés en el sentido de que impacta significativamente al nivel de actividad económica mundial.

La transición de una época de energía barata a una época de energía cara condujo a un proceso anárquico de incremento de precios, cuyas consecuencias para la economía mundial en su conjunto son ampliamente conocidas:

Altos niveles inflacionarios, en la medida en que las economías de mercado industrializadas no estuvieron preparadas para introducir los ajustes estructurales necesarios ante las nuevas circunstancias energéticas. Esta desventaja se agudizó en los países subdesarrollados importadores de crudo.

Un incremento repentino en la liquidez a corto plazo en los mercados financieros internacionales, que a la postre derivó en ligeros diferenciales en la tasa de interés que, a su vez, desestabilizó paridades cambiarias

Aguización de los problemas de balanza de pagos para los países importadores de petróleo, incapaces de comerciar con las naciones exportadoras de crudo con baja absorción de capital.

Endeudamiento masivo y creciente de los países subdesarrollados con alta absorción de capital, vía reciclaje de petrodólares por la banca internacional.

La influencia de los precios del petróleo se explica por el uso de éste como recurso energético. La energía es un insumo estratégico en todos los sectores y el petróleo es el energético más comercializado internacionalmente, debido a la relativa facilidad de transportación y precio comparativamente bajo, en términos de sus unidades energéticas equivalentes.

Adicionalmente, el petróleo es el combustible que determina el precio internacional de la energía. Por ello, los precios afectan el consumo directo de ésta en el sector doméstico, la intensidad energética en la producción industrial y los costos de transportación en esos dos sectores.

Para los países no productores, el petróleo actúa como cualquier restricción sobre la política económica interna —vía balanza de pagos—, ya que con un nivel de precios alto, es presumible que se eleve el déficit. En cambio, para los países exportadores netos de crudo, el petróleo puede ser empleado para liberar los obstáculos al crecimiento por el lado del estrangulamiento del sector externo.

3.1.4 Problemas en la formación de precios

Desde la perspectiva microeconómica, el agotamiento de recursos materiales brutos tales como los hidrocarburos, ocasiona que las empresas petroleras se enfrenten a un dilema crucial: mantener el recurso "in situ" para revalorarlo conforme los precios mundiales crecen debido al empuje o arrastre de la demanda, o comercializarlo a un precio neto igual al precio internacional menos los costos marginales de su extracción (en una situación monopólica, las ren-

tas netas serían igual a los ingresos marginales menos los costos marginales de extracción)²⁹.

La teoría de los recursos exhaustibles proporciona una solución general a este dilema: "es rentable dejar el petróleo in situ o disminuir la producción, si el valor presente de los dividendos netos esperados en el futuro sobrepasan el rendimiento neto logrado de su explotación presente". Por otra parte, sería rentable desarrollar los recursos petroleros ahora, si los dividendos netos actuales exceden el valor presente de rendimientos futuros esperados³⁰.

No obstante, existen problemas cuando se intenta usar esta teoría para describir la realidad. Un gobierno, por ejemplo, enfrenta la dificultad de estimar los beneficios sociales netos con respecto a la producción y la comercialización de un barril de petróleo, así como de la tasa esperada de crecimiento en los beneficios sociales netos con relación a la explotación de sus reservas petroleras.

Esto significa que el gobierno necesita evaluar los beneficios sociales derivados de los ingresos de exportación, el estímulo a otras industrias y las economías externas, antes de proseguir con un programa de producción petrolera.

Aunque la intención es organizar estos beneficios en orden de prioridad ascendente, un nuevo problema surge con la elección de

29 Bajo condiciones constantes, los costos marginales de extracción petrolera serían iguales a los costos promedio, en tanto que en el largo plazo y en un mercado petrolero competitivo, el "precio neto" sería el indicador relevante y se definiría como el precio mundial del barril menos el costo promedio de extracción, transformación industrial y comercialización del petróleo crudo.

30 En equilibrio, la tasa de rendimiento sobre extracción sería igual a la tasa esperada de incremento en el precio neto. Si es más baja que la tasa de interés, la producción debería aumentar en ese momento. Este incremento reduciría los precios en el presente y los elevaría más tarde, modificando al alza, la tasa de incremento del precio neto. Si el incremento esperado en el precio neto excede la tasa de interés, el ajuste previsto debería ocurrir. En el primer caso, sería rentable producir reservas de alto costo de desarrollo, en tanto que el segundo caso de este tipo de explotación de reservas tendrá que diferirse.

la Tasa Social de Descuento (TSD), la cual tiene que ser comparada contra la tasa de incremento de los beneficios sociales netos derivados de la explotación del petróleo.

Es erróneo aplicar la preferencia temporal de la generación presente a las futuras, así como sugerir que la TSD con respecto al petróleo, debería de ser lo suficientemente baja para suministrar, tanto a generaciones futuras, y presentes, al menos el mismo nivel de beneficios.

De manera que, tomando en cuenta la teoría de los recursos exhaustibles esbozada arriba, una TSD baja significaría que la tasa de crecimiento esperada en los beneficios sociales netos vía producción de petróleo debería de ser más grande que la TSD y esto colocaría a la producción de petróleo, por un largo tiempo, en una posición estable.

En la medida en que la TSD y la tasa social de beneficio fueran eventualmente iguales, quienes hacen política intentarán resolver el problema vía capitalización de los ingresos netos anuales con respecto al petróleo. La tasa social de beneficio, típicamente del 10%, sobre stocks de capital reproducibles, probablemente rebasará la tasa de incremento en los beneficios sociales netos y, por consiguiente un país debería desarrollar su petróleo ahora, en vez de mantenerlo en el subsuelo.

Dos aspectos en relación a este problema, requieren un énfasis adicional.

Primero, la decisión de desarrollar la producción petrolera o demorarla, y en segundo lugar, si se decide explotar los stocks petroleros y, al mismo tiempo, mantener el valor capitalizado de ellos, se tiene que estar preparado para ahorrar una proporción suficiente de los ingresos netos anuales provenientes de la explotación de los hidrocarburos, a fin de asegurar que el valor capitalizado de esos recursos que se agotan, más las adiciones de capital reproducible

que se construye en forma de infraestructura productiva de un país permanecerá durante largo tiempo.

Véanse algunas características del mercado petrolero y del petróleo en sí mismo, las cuales influyen en una estrategia de desarrollo restringida. Estas características complican la búsqueda de beneficios más altos y sostenidos y dificultan la estimación de la estructura de costos a la cual el petróleo es ofertado.

- El petróleo crudo como un recurso natural.** Las reservas reales con que cuenta un país son desconocidas; aunque en cualquier momento se sepa el inventario de reservas probadas (**Adelman, 1972**), el valor capitalizado de los retornos netos no puede ser conocido con precisión hasta que esas reservas hayan sido extraídas.
- El petróleo crudo no es una mercancía homogénea que satisfaga una necesidad específica.** Existen cientos de tipos de crudo cuya demanda es derivada, a su vez, de la demanda del sector transporte, de los requerimientos energéticos directos y de los usos no energéticos que tiene el petróleo, y así sucesivamente.
- Los yacimientos petroleros tienen un factor de recurso renta** el cual está relacionado principalmente con la calidad del crudo, la facilidad con la cual éste puede ser extraído, y su ubicación geográfica. Conceptualmente, la renta petrolera puede ser determinada por la diferencia entre los costos de producción en pozos marginales y el costo más bajo de producción del petróleo, la hidroelectricidad o los sustitutos energéticos nucleares.
- El petróleo es un recurso exhaustible**, por lo tanto la velocidad con la cual nuevos yacimientos pueden ser descubiertos y desarrollados para la producción a costos marginales más bajos que los que actualmente prevalecen, incide en la renta económica de un yacimiento en particu-

lar. Para la industria petrolera es también relevante conocer la tasa a la cual los sustitutos energéticos pueden ser introducidos en la producción.

- La oferta petrolera es un fenómeno dinámico.** La extracción agota las reservas probadas en un sentido físico (**Dawe, 1987**), en tanto que las economías a escala, el proceso de sustitución factorial y de producto, el descubrimiento de nuevos yacimientos y la opción de nuevas técnicas de recuperación, las incrementan (**Fisher, 1977**).
- El cambio tecnológico puede variar el valor de escasez** y, por consiguiente, el nivel de rentas susceptibles de acumularse a lo largo del tiempo (**Barret, 1985**). Esto es posible ya sea mejorando la tecnología existente o por el desarrollo de nuevas; el progreso tecnológico puede reducir los costos asociados con la satisfacción de una demanda dada con respecto a la oferta de recursos energéticos habida (**Georgenson, 1978**).
- La estructura de precios** tiene diversos orígenes y se desarrolla en un largo periodo. Observando las restricciones sobre la maximización de la ganancia económica como el principal objetivo cuando se decide desarrollar el petróleo, todos los elementos considerados arriba pueden ser vistos como variables de desplazamiento de la curva de precios del petróleo. Sin embargo, la decisión es tomada con base en aspectos económicos y no económicos, así como por prioridades nacionales. La tesis de que las variaciones en los precios petroleros responden a cambios en la oferta y la demanda, aunque generalmente cierta, no es realmente educativa. De hecho, los cambios no tienen un efecto concomitante sobre tales precios en el largo plazo, aunque habrá tendencias muy fuertes hacia la variación de precios vía juego de las fuerzas del mercado.
- En una escala de tiempo socialmente relevante (**Northon,**

1978), los hidrocarburos son un stock fijo de recursos energéticos no renovables, de manera que el problema de su agotamiento es esencialmente un problema de asignación intertemporal.

Las firmas monopólicas conservarán recursos en tanto que empresas más competitivas producirían más rápidamente en esta perspectiva.

Un intenso debate ha suscitado esta afirmación³¹, pero deslindar pros y contras cae fuera de la óptica de este trabajo. Sin embargo, existe algo inequívoco: la estructura del mercado juega un papel crucial en la formulación de una política, ya sea para la conservación de los recursos petroleros o para su inmediata producción. No obstante, habría que admitir la existencia de serias dificultades para decidir sobre la explotación de un stock de capital nacional irremplazable como el petróleo, así como de grandes restricciones externas cuando un país planea convertir la renta derivada del petróleo en capital reproducible, o en el desarrollo de otros recursos energéticos, en orden de mantener los ingresos sobre el valor capitalizado del petróleo crudo.

Consecuentemente, como el valor o renta total de un barril de petróleo se comparte, ésta dependerá del tipo de precio internacio-

31 Por ejemplo, para **Nordhaus (1980)**, las dos explicaciones obvias para los shocks petroleros de los 70 fueron la escasez y el monopolio. En relación a la primera, sostiene que debido a que el petróleo es un recurso natural agotable, éste ha estado subvaluado y de que el repunte de precios puede ser entendido como una corrección realizada por el mercado. La segunda explicación argumenta que el incremento en el precio del crudo se debió a una monopolización exitosa en el mercado internacional del petróleo. **Pindyck (1978)**, por su parte, sostiene que el precio del petróleo a mediados de los 70 no podía ser justificado por su escasez inherente, no obstante su tesis es que una escasez más acentuada explica muy poco, si algo, de los repuntes de precio protagonizados en 1973. Sin embargo **Baumol (1986)**, argumenta que el segundo shock de precios del petróleo en 1978-1980, ofrece dudas sobre el punto de vista de monopolio adjudicado a la OPEP, sobre todo cuando sus miembros comenzaron a producir ligeramente más que sus rivales debido a su tendencia "estafar". **Hirshlifer (1985)**.

nal y comercial que se establezca, el cual estará determinado, a su vez, por el resultado de tres objetivos conflictivos entre sí³².

- Las compañías petroleras, interesadas en obtener la tasa de rendimiento más alta posible sobre sus inversiones.
- Los países productores, intentando obtener el máximo beneficio por unidad producida.
- Los países consumidores, que buscan maximizar la oferta del recurso al costo más bajo posible para sus economías.

3.2 SISTEMAS DE PRECIOS

3.2.1 Los precios reales

El precio real del petróleo puede ser definido como el precio nominal del petróleo crudo con relación a los precios de bienes manufacturados³³. En otras palabras, es la evaluación del poder de

32 El único símil a un mercado competitivo en la industria petrolera pudiera ser localizado en los primeros tiempos de la competencia, antes de que las estructuras monopólicas emergieran en la comercialización del crudo a finales del Siglo XIX. Aun así, a principios de este siglo no existió un mercado petrolero clásico, de libre juego de oferta y demanda, sino un proceso administrativo orientado a estabilizar los precios del crudo y evitar fluctuaciones. Términos como "oro negro", "munición", "sangre de los árabes", "arma petrolera", etcétera, dan una idea sobre el cúmulo de intereses que se han involucrado en el negocio petrolero.

33 Aunque cualquier cálculo absoluto del precio real del petróleo es un asunto complejo, éste puede estimarse mediante un indicador que refleje el poder de compra de un barril de petróleo en relación a bienes manufacturados

compra del petróleo, una vez deflacionado a través de los precios de exportación de los bienes manufacturados³⁴ (Ray, 1977b).

Para emplear el indicador de precios reales, tienen que ser estimados los siguientes parámetros:

- El precio o los índices de valor del petróleo crudo.
- El valor de la exportación de las manufacturas.
- Las unidades de valor de las manufacturas previas al periodo seleccionado.

Sin embargo, el nivel de ingresos de un productor con respecto a las exportaciones petroleras depende de la elección de la base estadística para establecer tales comparaciones, y del país de origen y la composición de las importaciones, porque aunque los precios nominales del petróleo son relativamente ambiguos, los indicadores de precios de los bienes manufacturados en la economía mundial no lo son del todo (Monel, 1981).

La introducción de ajustes ulteriores son necesarios para estimar un orden de magnitud más confiable, y considerar periodos de precios relativamente estables o decrecientes e intermediados por periodos cortos de incremento rápido, como es observable en el mundo real.

En la perspectiva de la formación de precios petroleros se requiere de un mecanismo para ajustarlos en el corto plazo contra los efectos de la inflación y las fluctuaciones de la tasa de cambio.

Este ajuste puede ser logrado ya sea distinguiendo entre precios nominales y precios reales —lo cual posibilita diferenciar los

34 Algunos prefieren deflactar cualquier índice agregado, como el PIB, mediante el índice de importaciones, en vez de usar el correspondiente a exportaciones. Esto vuelve atractivo el ejercicio, toda vez que el crecimiento en el precio de las exportaciones con respecto al de las importaciones (un mejoramiento en los términos de intercambio), refleja una ganancia real para la economía.

efectos puramente monetarios en el costo real de un barril de petróleo, sobre todo con respecto a los movimientos erráticos de la tasa de cambio—, o mediante la evaluación de la declinación o de la reprecación del precio del petróleo en dólares, contra otras unidades monetarias.

Tres conceptos básicos tienen que tomarse en consideración cuando se trata de precios petroleros cambiantes a lo largo del tiempo:

a) *Dinero corriente*. La información sobre el costo bruto es registrado en libros de contabilidad en términos de dólar. Si el costo de producir petróleo permanece igual, las series de dólares proporcionan una medida adecuada de costos sobre el tiempo para tales categorías como, por ejemplo, los costos por barril de reservas añadidas. No obstante, debido a que los costos no permanecen estables, es necesario hacer un ajuste para considerar la variabilidad del poder de compra del dólar.

b) *Dinero Constante*. En épocas de niveles de precios cambiantes, es necesario aplicar algún número índice de precios, a efecto de convertir los precios corrientes en dólares de poder de compra permanente.

Convencionalmente se utiliza para este fin el índice de precios al mayoreo, pero éste puede ser impreciso cuando se aplica a los costos de los bienes que produce la industria petrolera. De suerte tal, que tendría que ser aplicado un índice con propósitos especiales en materia petrolera. Aun así, es posible que tal índice sufra deficiencias debido a las características técnicas cambiantes del costo de bienes, tales como las plataformas perforadoras. Esto trae a colación el problema general de los índices de precios, el cual está fuera de la óptica de este trabajo.

c) *Costos unitarios no monetarios*. Si se tuviera una serie completa de precios monetarios para todos los costos factoriales relevantes, además de un índice apropiado para deflactar precios, se dispondría de toda la información requerida para cualquier estudio

de costos. Así, si el costo del dinero de un pie de perforación fuera decreciente, se sabría que los insumos reales de recursos en la actividad perforadora, medida en pies, están declinando.

De esto se deduce la necesidad de mejoramiento de la tecnología. Alternativamente, si la tasa de interés para perforación de cada pie por barril de nuevos recursos estuviera creciendo, se debería calcular que tanta proporción de insumos de recursos por barril de reservas petroleras está disminuyendo o está creciendo.

En congruencia con el enfoque de los precios reales de exportación e importación de petróleo crudo, algunas reglas dadas por **Dunkerley (1980)** pueden ser generalizadas en su aplicación. El modelo consiste básicamente en dos pasos:

El precio del tipo de crudo disponible en mayor abundancia, puede ser convertido a dólares en función de un tipo de cambio oficial corriente.

El precio resultante del petróleo expresado en dólares es posteriormente ajustado por la inflación interna, introduciendo ajustes en forma de índice.

Es pertinente mencionar que existe flexibilidad en la elección de los precios petroleros internos, ya sea a pie de pozo o a nivel de refinería, distinguiendo los costos de importación de petróleo para los refinadores. Es decir, aquellos representan el monto que puede ser trasladado sobre los consumidores, incorporando los costos de transportación, cuotas o cualquier otro costo incurrido en la adquisición y en el envío de petróleo.

Las siguientes fórmulas y definiciones sintetizan el enfoque de precios reales:

CAMBIO PORCENTUAL EN EL PRECIO REAL DEL PETROLEO = EFECTO INFLACIONARIO + EFECTO PRECIO + EFECTO CAMBIARIO

EFECTO INFLACIONARIO = $(PNF/IN) - PNF$

EFECTO PRECIO = $(PND-POD) (EOF+ENF)/2$

EFECTO CAMBIARIO = $(POD+PND)/2 (ENF-EDF)$

PRECIO REAL DE PETROLEO "ANTIGUO" EN MONEDA EXTRANJERA = $POFR = POD \cdot EOF/10$

PRECIO REAL DEL "NUEVO" PETROLEO EN MONEDA EXTRANJERA = $PNFR = POD \cdot ENF/IN$

CAMBIO PORCENTUAL EN EL PRECIO REAL DEL PETROLEO EN UN PAIS EXTRANJERO = $(PNFR-POFR)/POFR$

Donde:

POD = Precio del petróleo antiguo en dólares

PND = Precio del petróleo nuevo en dólares

EOF = Paridad cambiaria antigua

ENF = Paridad cambiaria nueva

PNF = Precio del petróleo en divisa nueva

I.O = Índice de precios al consumidor anual

IN = Índice de precios al consumidor del nuevo periodo relacionado al año base.

3.2.2 Los precios factoriales

Mercado Perfecto de Factores.

Como el petróleo crudo es un bien que se comercia a nivel mundial, el precio de eficiencia en un mercado perfecto de factores estaría dado por el de exportación, pues el productor adquiriría todos los insumos a precios internacionales. Así, el precio de eficiencia estaría definido de manera correcta y sería de fácil observación (**Newbery, 1981**). Similarmente, si el petróleo crudo nacional sustituye importaciones petroleras, el costo ahorrado por esta vía debería ser medido con el precio de eficiencia.

En efecto, si todos los costos económicos de la producción pudieran ser valuados explícitamente y la intervención gubernamental por —excepción, como Adam Smith postulaba— aplica tarifas e impuestos adecuados, el productor encontraría precios eficientes para insumos no energéticos (seguros, transportes, etc.). En este caso el precio petrolero óptimo estaría derivado justo en el puerto de embarque, mediante un precio CIF que incluye costos, seguro y flete como precio de importación, o uno FOB como precio de exportación, más costos de transporte y de flete implicados.

En otras palabras, en ausencia de distorsiones, una economía con pleno empleo y altamente competitiva ofrecería un escenario ideal para el análisis costo-beneficio, en la medida en que el costo de oportunidad real de los servicios involucrados en la producción fuera igual a los precios del mercado (**Mishan 1977a, 1977b**).

Mercado Imperfecto de Factores.

Por el contrario, si los productores petroleros no enfrentan precios óptimos, los factores productivos no pueden ser valuados con sus

precios de puerto. Sin embargo ellos tendrían dos alternativas para implementar un precio de eficiencia:

- Corrección de las distorsiones existentes —reformando tarifas, cuotas, control de cambios, liberalización de la economía, etc.- de tal manera que el consumidor petrolero enfrente los precios no energéticos correctos.
- Establecer el precio petrolero de una manera tal que compense las inevitables ineficiencias en el resto de la economía.

Bajo estas circunstancias, es preferible la segunda opción, que propone establecer precios petroleros eficientes y luego tratar con las ineficiencias derivadas vía ajuste de otros precios. Es decir, se tendrían que hacer esfuerzos adicionales para ajustes posteriores a las imperfecciones del mercado.

En la inversión o en la adición de nuevas capacidades en la industria petrolera, por lo tanto, tres insumos factoriales deberían evaluarse apropiadamente:

a) **La Tasa de Cambio Sombra (TCS)**. Debido a que los aranceles comerciales y otras medidas restrictivas provocan una divergencia entre el valor de las mercancías a precios domésticos y a precios internacionales, la tasa de cambio oficial no refleja adecuadamente el valor de la divisa extranjera. En este contexto, si se quiere arribar a los costos del recurso, se requiere estimar una paridad cambiaria sombra de manera tal que refleje (**Taylor 1971**):

- el valor de cada dólar adicional, en términos de bienestar económico de la sociedad.³⁵

³⁵ Los valores reales son usados por oposición a los valores nominales. El deflactor dependería de las variables que se quiera estudiar. Los valores reales son relativamente fáciles de computar históricamente, pero son más difíciles de estimar con anticipación si alguna información tuviera que ser inferida intuitivamente.

- El costo de oportunidad de cada dólar adicional en otros usos³⁶.

b) **La Tasa de Interés Sombra.** El argumento para generar los precios sombra de los costos de capital son las distintas tasas de rendimiento para el capital, más allá de aquellas justificadas por los diferenciales de riesgo.

Sin embargo, no hay una clara respuesta al problema y, en la práctica, una variedad de tasas de interés reales son usadas en la industria petrolera. Algunos analistas apoyan la idea de que la tasa de interés real elegida debe reflejar los costos de pedir prestados los fondos necesarios y deben incluir los costos gubernamentales.

De acuerdo con **Pigou (1956)**, el valor que cualquier individuo coloca al consumo actual en relación a su consumo futuro es irracional y subestima el valor social verdadero de los beneficios futuros.

De esta forma, dadas las facultades prospectivas limitadas del

36 El cálculo de los costos de insumos de capital en un barril de petróleo es un proceso complejo (**Posner 1973**). Los problemas subyacentes en el cálculo del costo de insumos de capital son:

- El Criterio Inversión. ¿Cómo deberían los agentes económicos optar entre proyectos de inversión? ¿Qué desempeño esperado deberían ellos requerir, con respecto a un proyecto marginal?
- La Regla de Precios. ¿Cómo debería ser el precio de venta y cómo debería variar con respecto a los insumos de capital utilizados en el proceso productivo?
- La Tasa de Descuento. ¿Qué tasa de descuento temporal deberían emplear los agentes económicos en una industria como la petrolera, donde se intercambian recursos presentes por recursos futuros?

En suma, la regla dorada para evaluar el capital como insumo es: el precio deberá ser mayor o igual a los costos marginales, y los costos marginales deberán ser calculados después de permitir una ganancia "normal" igual a la Tasa de Descuento en la inversión planeada. Adicionalmente, cuando se posee un recurso agotable como los hidrocarburos, la tasa a la cual ese recurso deberá ser explotado dependerá de un cálculo que compare su Valor Presente con el Valor Presente descontado de su valor futuro.

Bajo estas circunstancias, —y debido a que no se dispone de un mercado de capital perfecto que conduzca al rechazo de todos aquellos proyectos por debajo de la tasa de interés bancaria, y acepte aquellos por encima de la misma— es preferible el enfoque costos de oportunidad, el cual jerarquiza los proyectos de acuerdo a su tasa de rendimiento, los riesgos y la incertidumbre que gravitan en la explotación del crudo, por la naturaleza del mismo.

individuo, el gobierno, responsable del bienestar de generaciones futuras, debería de fijar una tasa de interés real más baja que las tasas de interés del mercado.

Otros analistas sugieren que usar una tasa de interés menor que la tasa de interés de mercado conduciría a una asignación ineficiente de recursos entre los sectores público y privado.

Por lo tanto, la tasa de descuento real debería reflejar los costos de oportunidad de los recursos a invertirse de forma tal, que una tasa social de los costos de oportunidad tendría que determinarse procurando que ésta sea igual a la tasa de rendimiento sobre un proyecto privado marginal. De cualquier manera, es necesario formular una decisión con respecto a una tasa de descuento social en la valuación de cualquier plan petrolero, no sólo por el afán de la eficiencia económica, sino también para permitir márgenes ante la incertidumbre futura.

c) **La Tasa Salarial Sombra.** De acuerdo a la teoría marginal de la distribución, en la estimación de la tasa salarial sombra, tres clases de costos necesitan ser considerados para contratar los servicios personales de un trabajador petrolero adicional:

1. Producto marginal sacrificado.
2. Cambios en los patrones de consumo y ahorro.
3. Cambios en la utilización del tiempo libre.

En estos tres elementos inciden tanto el grado de calificación, la ubicación, las fluctuaciones temporales, como las externalidades generadas en otros mercados laborales. Algunas reglas para valuar servicios laborales pueden ser establecidas en los siguientes términos: un petrolero en el empleo "i" es removido hacia otra ocupación "j", el nivel de empleo se establece a un salario " W_j ", y la tasa salarial sombra comprende cuatro componentes (**Scott, 1974**):

- Los costos sociales de contratarlo si el recurso ha estado empleado a un salario y bajo las mismas condiciones que en la ocupación "i".
- El costo social de suministrar los insumos requeridos para satisfacer el gasto extra derivado de un exceso de "Wj" sobre "Wi" y con respecto al incremento de "Wj" como un resultado del incremento del empleo en "j"³⁷.
- Los beneficios sociales acumulados para el trabajador y otras prestaciones derivadas de un exceso de "Wj".
- El costo externo o beneficio de emplear un hombre más en la ocupación "j".

El costo total de la tasa salarial sombra puede ser representada de la siguiente manera:

$$W_{ij}^* = (a) + (b) - (c) + (d)$$

Cada uno de los cuatro elementos señalados arriba deberían expresarse en términos de un numerario, el cual puede ser las divisas en manos del gobierno, y esto merece, a su vez, algunas aclaraciones.

Primero, si se asume que un trabajador petrolero es captado de las filas del desempleo debido a cualquier razón (friccional, estructural, de desempleo de demanda deficiente) o desde las filas de

37 En general, se deberían estimar los costos reales de la mano de obra, considerando que éstos son iguales al valor que generan en la ocupación de la cual es transferido el trabajador, más una suma adicional por encima del salario que estuvo devengando en su pasado empleo. Así, un trabajador sólo estaría en condiciones de incorporarse a un nuevo proyecto si el nuevo salario es al menos una unidad más alta que el salario que abandona.

hombres frescos egresados de la universidad, entonces el término "a" es igual a cero³⁸

En segundo lugar, se pueden subestimar las externalidades mencionadas en el concepto "a".

En tercer lugar, los costos sociales de suministrar los recursos extras descritos en el término "b", pueden ser alcanzados en tres etapas:

- La tasa salarial a ser pagada menos el pago recibido del gobierno mientras el trabajador estuvo desempleado.
- Sustraer los ahorros desde sus ingresos extraordinarios.
- El resto del dinero pagado puede ser multiplicado por la relación contable para el gasto en consumo marginal, "c". De suerte tal que los costos totales del recurso en términos del numerario pueden ser representados de la siguiente manera $(1-s)c$, es decir salarios menos cualquier otro pago gubernamental mientras estuvo desempleado, multiplicado por la propensión marginal a consumir.

En cuarto lugar, los beneficios sociales cristalizados en el ítem "c" pueden ser pensados en tres magnitudes:

- El dinero extra recibido por el trabajador petrolero y sus familiares;
- El costo de un esfuerzo extra hecho por el trabajador, el cual tiene que ser sustraído de sus ingresos monetarios.

38 Cuando un trabajador sea reclutado desde las filas del desempleo, cotizar los costos laborales a la tasa salarial en el mercado sería sobreestimar los costos sociales de contratación de mano de obra en un proyecto determinado. En vez de ello, la fuerza de trabajo sería valuada a su costo de oportunidad, el cual en este caso, sería cero ya que ningún otro trabajo está disponible.

- Esta suma neta de dinero tendría que ser expresada en términos de un numerario.

3.2.3 Enfoque valor económico

Desde la óptica de este enfoque, un sistema de precios y costos reales de la producción petrolera, puede ser alcanzado a través del siguiente procedimiento:

a) Todas las actividades conexas a las actividades energéticas ejecutadas por PEMEX se convierten en valores de 1990, por ejemplo, usando un deflactor para la inversión en cada caso³⁹.

b) En la valuación de los recursos de que está dotado PEMEX, sus reservas tienen que ser consideradas como un activo de capital en liquidación. Estas reservas constituyen parte de la riqueza de la nación, pero el petróleo, como cualquier otro recurso, sólo tiene un valor si es capaz de proveer un flujo de ingresos o si posee algún otro tipo de utilidad.

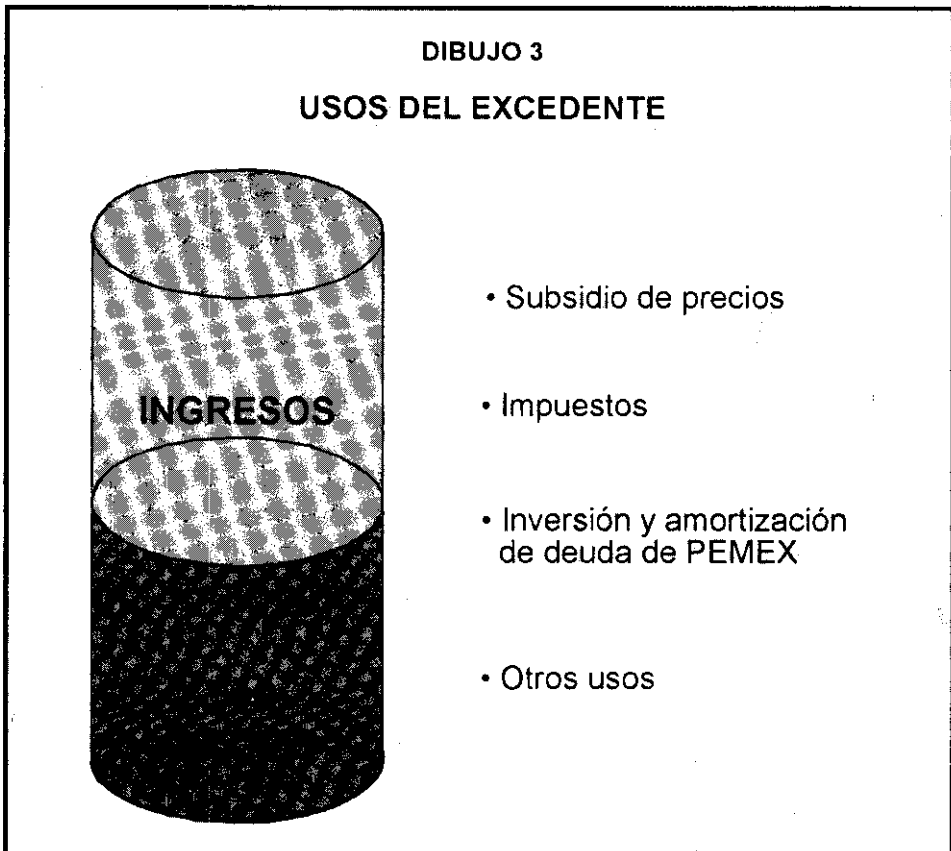
c) El costo global del petróleo en sus depósitos naturales puede ser clasificado a través de tres tipos de actividades:

- Exploración y evaluación de yacimientos.
- Los costos de capital de desarrollo (plataformas de producción, terminales, ductos, etc).
- Costos de operación, es decir el pago de personal, mantenimiento y materiales asociados con la producción petrolera.

³⁹ Realizando sistemáticamente este paso y a lo largo del tiempo, se obtiene un indicador de la medida en que el petróleo proveniente de determinado campo petrolero se vuelve gradualmente más caro producirlo, conforme el yacimiento envejece y se requieren, cada vez más, técnicas y métodos sofisticados de producción para mantener cierto nivel de producción.

Valor Bruto

El método más elemental para evaluar las reservas petroleras es tomar un estimador central del total de reservas recuperables y valorarlas a un precio de exportación promedio. Obviamente esta ruta es bastante engañosa ya que se ignoran los costos sustanciales involucrados en las actividades primarias. Sin embargo, se obtiene una imagen más completa si se destacan los siguientes elementos (Dibujo 3):



- La proporción del valor de las reservas usada para pagar los costos de capital y laborales implicados por el costo total de extracción.

- Una proporción posterior representa los costos de oportunidad del capital nacional y del trabajo desviados desde otras industrias.
- El remanente es la renta económica real, gran parte de la cual es recaudada por el gobierno como pago de royalties, impuesto a la ganancia, o un rendimiento sobre los derechos del gobierno en el sector petrolero.

Valor Agregado

El método para estimar este indicador consiste en la obtención del valor del producto al precio de mercado mundial, descontando los costos de los materiales y de los insumos factoriales o, de igual manera, la suma de ingreso generado por los factores laborales y de capital.

3.3 EXCEDENTE PETROLERO

La necesidad de diseñar una estrategia de desarrollo nacional orientada a la eliminación de la pobreza extrema y a satisfacer las necesidades básicas de la población, implica el análisis de los recursos disponibles y de las políticas requeridas para su utilización racional.

En esta perspectiva, la existencia de mecanismos económico-productivos capaces de generar y de absorber productivamente al excedente económico, constituye una de las premisas centrales en toda política de desarrollo, en la medida en que ésta tiende necesariamente a influir sobre el volumen y la calidad del excedente económico. Por lo anterior resulta necesaria la definición clara y precisa de este concepto, así como del conjunto de nociones asociadas a él.

La importancia práctica de la idea de excedente económico se denota, en particular, cuando se examinan los obstáculos de una elevación rápida de la tasa de crecimiento de la economía, y se percibe que el monto limitado del fondo disponible para la inversión, constituye solamente una parte de los obstáculos al crecimiento (**Bettelheim, 1965**).

En esencia y con relación al petróleo, el interés práctico sobre el excedente o renta económica, surge del carácter irrevocable de la extracción de los hidrocarburos, esto es, que éstos sólo pueden ser usados una y sólo una vez en su forma original (**Lajous, 1979**).

El costo de oportunidad de la renta de un recurso como el petróleo, es la ganancia descontada que podría ser obtenida si los recursos fueran explotados en el futuro y si todas las rentas ingresaran a un país como México. De esta forma, una caída en las rentas acumuladas es equivalente a la pérdida irrevocable de un activo, del cual México se hubiera beneficiado en un futuro perentorio⁴⁰

Así, *ceteris paribus*, no sería rentable para México explotar un yacimiento petrolero hasta que negociara una posición en la cual toda la renta de los recursos (y la máxima participación de la renta monopólica que pudiera ser extraída), se asegurara.

Pero, como en la economía real no todas las "otras cosas son iguales", sería raro encontrar un país que esperara a que todas las rentas estuvieran garantizadas para decidir la explotación de sus recursos energéticos e incorporarlos a su política de desarrollo.

Entre los factores a considerarse para persuadir a los países a explotar sus recursos exhaustibles, más allá de la razón objetiva de sus condiciones económicas internas, se encuentran los siguientes:

40 Este costo de oportunidad sería cero si los hidrocarburos no hubieran sido descubiertos y explotados en el futuro o si no se hubiera recibido renta bajo ninguna forma de explotación. En cualquier otra circunstancia, el costo de oportunidad sería positivo.

- El comportamiento a la baja de los precios reales de los hidrocarburos en el largo plazo, debido al desarrollo de nuevas fuentes energéticas, nuevos métodos de producción que abaten la estructura actual de costos energéticos, etcétera.
- La capacidad de absorción de los países productores de hidrocarburos es un aspecto relevante para el "timing" de la producción.

Los principales beneficios de construir una plataforma de producción petrolera provienen de: un flujo de ingresos para los oferentes nacionales de materias y factores productivos petroleros, los efectos favorables netos de balanza de pagos y el incremento de los ingresos públicos a través de la recaudación del propio recurso, los impuestos sobre ingresos personales y ganancias e impuestos indirectos sobre transacciones generadas por el plan petrolero⁴¹.

Algunos costos potenciales emergen vis a vis con los beneficios. En este aspecto podría suceder que lejos de adquirir experiencia y habilidad productiva en el corto plazo, tales cualidades se desvíen de áreas socialmente prioritarias, convirtiendo el proyecto petrolero en una situación de enclave.

Por otra parte, pudiera ocurrir también que el capital y la capacidad gerencial estuviesen siendo desviados con respecto a proyectos dotados con un impacto de más arrastre y, por esa vía, erosionar el proceso de desarrollo en vez de impulsarlo⁴².

41 Los ingresos futuros sobre la inversión de tales divisas petroleras tienen que ser computados, así como también el mejoramiento de la tecnología y experiencia profesional, los cuales sólo se vuelven perceptibles en el largo plazo.

42 Dentro del conjunto de decisiones de política económica nacional, puede optarse por preservar a los hidrocarburos para incorporarles valor agregado cuando la economía madure y la demanda por productos finales se expanda. Pero los costos directos probablemente puedan ser más altos en términos de la pérdida de ingresos y otros pagos derivados de la explotación de sus recursos de hidrocarburos. En un mundo competitivo hay ganancia por esperar. No obstante, considerando la experiencia de mercados monopólicos, la información imperfecta, los periodos de maduración de las inversiones y fluctuaciones de demanda, cabe la posibilidad de que un país se beneficie vía garantía de abastecimiento de combustibles fósiles en tiempos de escasez.

No obstante, la capacidad de absorción posee una faceta macroeconómica, ya que la inyección de renta petrolera e ingresos suplementarios provee de recursos públicos y privados para el desarrollo. Mientras menos desarrollado sea un país productor de petróleo, más rápido deberá superar los cuellos de botella en términos de infraestructura física, capacidad gerencial, mano de obra especializada, entre otros factores, mediante el uso de los fondos recaudados por las ventas petroleras.

De no operarse tal coordinación entre inyección de petrodívisas y capacidad de absorción, resulta aconsejable exportar capitales en vez de enfrentar desperdicio en sus inversiones domésticas. Obviamente habría que evitar la situación anterior mediante una estimación aproximada de la cantidad de divisas que una economía puede resistir sin inducir desequilibrios macroeconómicos peores.

En suma, el aprovechamiento de un recurso natural no renovable como el petróleo puede generar una sustancial contribución al desarrollo económico y social de un país, en tanto que los costos económicos y políticos tienden a disminuir conforme el proceso de desarrollo mismo se inicia y consolida.

Calcular el costo de oportunidad de explotación petrolera sólo en términos del valor presente de inversión de las divisas petroleras, constituye una estrecha comprensión sobre el desarrollo de los recursos naturales de que está dotado un país (Hughes, 1975).

3.3.1 Concepto de excedente

El término "excedente económico" tiene una gran importancia para la mejor comprensión de múltiples problemas históricos, tecnológicos, sociológicos y económicos de los países.

La **renta** es un concepto venerable en economía. Definida como **un dividendo por encima del costo de oportunidad que**

enfrenta el propietario de un recurso natural, la renta económica ha jugado un papel predominante en la historia del análisis económico.

La definición de "excedente económico" emerge al mismo tiempo que el pensamiento económico. Los antecedentes más remotos se ubican en los esfuerzos teóricos de Adam Smith y David Ricardo. En Smith son clásicos los ataques tanto contra el desperdicio asociado a ciertas formas de Estado, como contra la realeza, la nobleza y algunos ricos comerciantes que utilizaban de manera improductiva el excedente económico que se apropiaban (**Smith, 1965**).

David Ricardo, por su parte, consideró que para alcanzar el progreso económico, la producción debería crecer al máximo y pasar a manos del empresario quien lo reinvertiría; consecuentemente, su propuesta consistió en que las rentas para los terratenientes, como los salarios para los trabajadores, fueran los más bajos posibles (**David Ricardo, 1972**).

El concepto ricardiano permanece válido en el análisis del excedente económico en la industria petrolera ("Las minas, así como la tierra, generalmente reditúan una renta a su propietario; y esta renta de la misma manera que la renta de la tierra, es el efecto y no la causa del alto valor que ellos producen") al concebir a la tierra como un obsequio de la naturaleza y a todos sus dividendos como excedentes de renta.

Esta vigencia ricardiana —no obstante que la elasticidad de la oferta de producción de hidrocarburos también depende de los insumos de capital y tecnología— consiste en que hay variaciones en las calidades de los yacimientos, de los crudos y de sus costos de exploración, perforación, extracción y refinación. Su renta se relaciona además con el acceso y grado de dificultad con que son extraídos y la ubicación espacial.

Conceptualmente, el monto de renta derivado de un pozo o yacimiento está determinado por la *diferencia entre el costo de producción para ese pozo o yacimiento y los costos de producción*

para un pozo o yacimiento marginal, asumiendo que todos los insumos y pagos factoriales son cotizados de manera que sus costos e ingresos marginales sean iguales.

Posteriormente, la noción de excedente económico se enriqueció con las aportaciones de otros grandes economistas, entre los que destacan Stuart Mill, Carlos Marx, Paul A. Baran, Ernest Mandel y Paul M. Sweezy (Valle Baeza, 1991).

3.3.2 Métodos de medición del excedente

Una noción de excedente petrolero válida y al mismo tiempo aplicable tanto para efectos fiscales o de programación, como para efectos de contabilidad social y análisis económico⁴³, es la de renta económica, definida como **la diferencia entre ingresos y costos que se generan en la explotación de una actividad** y se puede estimar mediante dos vías: el estado de pérdidas y ganancias y el flujo de efectivo o de caja.

En el caso del estado de pérdidas y ganancias, el excedente petrolero (ingresos menos costos) está representado por la utilidad antes de impuestos. Esta vía es muy efectiva en la medición del excedente petrolero si se introducen los siguientes ajustes:

- Por el lado de los ingresos, ajustar el valor de las ventas internas a precios internacionales a fin de explicitar los subsidios de precios.
- Por el lado de los costos, restar los subsidios que explícitamente otorga PEMEX (aparte de los subsidios vía precios) a

43 En el contexto de toda estrategia de desarrollo, la necesidad de cuantificar el total de excedentes económicos generados por empresas como PEMEX, está motivada por el imperativo de transformar la riqueza petrolera realizada en otras fuentes de ingreso permanente, así como evitar fluctuaciones bruscas en divisas y en el circulante tales, que arriesguen la estabilidad de precios y la tasa de cambio.

grupos o instituciones, como parte de los usos del excedente.

- La cuenta de reservas para explotación (si la hubiere) debe interpretarse no como un costo, sino como una proporción del remanente entre ingresos y costos, toda vez que en la práctica no es manejada como reserva de contingencia.
- Descontar los costos financieros sobre la parte del endeudamiento en que PEMEX incurre para apoyar a la Federación.
- Incluir como costo el importe de la participación de los trabajadores en la utilidad de la empresa.
- Excluir los costos de los impuestos pagados (exceptuando los correspondientes a aranceles y tarifas por importación) para obtener un remanente antes de impuestos.

En el caso del flujo de efectivo o de caja, el excedente petrolero es reflejado por el ahorro corriente antes de impuestos⁴⁴. Esta alternativa, aunque práctica, enfrenta dos deficiencias fundamentales:

No incluye aquellos conceptos tales como depreciación, que aun cuando no representa movimientos de efectivo, debería formar parte del costo de la actividad petrolera.

Estas cuentas pueden ser volátiles y manejadas contablemente con cierta arbitrariedad; además, dependen de la rapidez de PEMEX para transformar en efectivo las ventas y los costos de su actividad, lo cual debe permanecer ajeno a la determinación del excedente.

44 Los impuestos no son considerados como un costo o gasto, sino como parte efectiva de la renta económica que es asignada a la federación por la vía fiscal.

Resulta evidente que utilizar el ahorro corriente y la utilidad de PEMEX, antes de impuestos, como base del cálculo del excedente petrolero es muy cuestionable, ya que implica confinar el concepto de excedente a uno de tipo básicamente financiero o contable, a través del cual sólo se puede representar el diferencial entre ingresos y costos que en forma monetaria genera la entidad. En otros términos, se trataría de un concepto "monetario-contable" y no de uno que de manera estricta represente el "valor" económico de nuestros recursos petroleros⁴⁵.

No obstante de que el estado de resultados y el flujo de efectivo son conceptos limitados de renta económica, —ya que sólo representan una renta financiera que efectivamente genera la institución con una contrapartida monetaria y que se refleja en su contabilidad— constituyen ejercicios primarios muy importantes, particularmente cuando el ahorro corriente de PEMEX se contrasta con el PIB y con el de ahorro corriente total del sector público.

Es pertinente acotar, asimismo, que el ahorro corriente tampoco puede reflejar por completo el "excedente" que realmente se genera, ya que lleva implícito un monto considerable de subsidios de precios en el renglón de ventas interiores que repercute, proporcionalmente, sobre el ahorro corriente de PEMEX.

Si se estimara la magnitud de tales subsidios sobre la base de

45 El "valor económico" del petróleo equivale, strictu sensu, al precio más cercano a su costo de oportunidad. De forma tal que, si el petróleo se vende a menor precio de lo que pudiera venderse en otros mercados, ello significa obtener un menor "valor monetario" pero no implica que su valor económico haya disminuido. Por otra parte, si extraer petróleo cuesta más de lo que debiera costar, ello también significa menor "valor monetario", pero no un menor "valor económico". Este continúa inalterado. En ambos casos, sólo son una parte del "excedente monetario-contable", el resto constituye, en efecto, un uso de dicho excedente económico que, en el primer caso, va a los consumidores por medio de un subsidio de precios y, en el segundo, va a dar a los que producen insumos (mano de obra, maquinaria, materiales, etcétera) también a través de un subsidio implícito o simplemente, se trata de un uso que financia la ineficiencia de PEMEX.

diferenciales entre precios internacionales y precios domésticos, los subsidios vía precio alcanzarían sumas significativas que requieren hacerse explícitas⁴⁶.

La explicación de los subsidios no obedece al afán de rigurosidad contable, sino justamente a evitar distorsiones que pudieran resultar importantes. El uso más productivo y diversificado del excedente petrolero, no necesariamente significa la generación de una renta menor⁴⁷.

Sin embargo, no sólo por razones de estrategia económica (subsidios de precios) el ahorro corriente de PEMEX puede verse afectado, sino también por el impacto que las distorsiones generales pueden tener en el diferencial de precios, alentando la demanda interna de petrolíferos y afectando las finanzas de PEMEX, quien al estar canalizando excedente petrolero a los consumidores vía subsidios, abate los volúmenes exportables, lo que supone la captación de menos ingresos.

No obstante, un menor ahorro corriente por esas razones, no implica tampoco que el excedente haya disminuido, sino que una mayor parte de él ha sido captada por el público y empresas consumidoras.

En estas circunstancias, sería conveniente que tales subsidios se computen como parte integrante y explícita del excedente petrolero y se estimen con base en el diferencial entre los precios internos y los internacionales de los productos que PEMEX vende en el

46 Estos subsidios deben hacerse explícitos y no tienen por qué computarse como un costo de la actividad que disminuye al excedente generado por PEMEX, sino más concretamente se trata de una parte de dicho excedente que el Estado cede al público y a las empresas consumidoras. El monto de subsidios en México llega a niveles tan altos, que se puede considerar que la inversión bruta fija del sector público (1980-1982) pudo haberse financiado con el excedente petrolero.

47 Ello, al menos por tres razones: a) El cálculo del excedente petrolero con base en el concepto de renta económica puede distorsionarse significativamente. b) El análisis de nuestro cálculo sería parcial al no explicitar qué parte del excedente se le cede directamente al público y a las empresas vía subsidio de precios. c) El traslado de subsidios permite que haya un manejo adecuado en la política de precios y subsidios.

mercado nacional. Esto es vital, pues se llega a una medida más aproximada al excedente realmente generado por PEMEX, ya que exhibe el "**Precio de Oportunidad**" en caso de que la empresa exportara toda su producción⁴⁸.

Por esta ruta, se sigue manteniendo el método contable flujo de efectivo, con la diferencia de que las ventas internas se valúan a precios internacionales para poder explicitar el subsidio⁴⁹.

De esta forma, si se conviene en que una noción más cercana de excedente petrolero es aquella equivalente al ahorro corriente de PEMEX antes de impuestos, más el monto estimado de los subsidios, las variables que influyen en el nivel del excedente petrolero son⁵⁰:

- El volumen de venta totales.
- Los precios internacionales de los crudos y derivados.
- Los costos de operación u otros gastos corrientes.

La conceptualización y la metodología para el cálculo contable del excedente petrolero arriba mencionadas, distingue la parte que la empresa genera monetariamente a través del ahorro corriente, y otro segmento que corresponde a la parte del excedente en términos de subsidios de precio. En conjunto, todo esto se orienta exclusivamente a la renta económica generada en la actividad petrolera, es decir, aquel excedente imputable directamente a PEMEX como unidad productora.

48 Tomado esto desde otra perspectiva, es "el costo de oportunidad" en caso de que tuviera que importar todos los requerimientos petroleros.

49 Esta valuación a precios internacionales de las ventas internas puede basarse en las propias importaciones y exportaciones hechas por PEMEX, así como en estimaciones de precios internacionales promedio.

50 Obviamente si los precios internos se incrementan, pero los internacionales permanecen constantes, el excedente total no se modifica. El excedente sí se modifica cuando los precios internacionales se incrementan, pues el ahorro corriente se eleva por el mayor valor de exportaciones petroleras. En caso de que los precios internos no sigan esa tendencia en el exterior, el subsidio aumentará. Esto significa que el beneficio derivado para el país de un incremento en los precios internacionales se distribuye teóricamente entre la empresa y los consumidores.

Por lo tanto, si el interés radica en evaluar sólo la renta que puede imputársele contablemente a PEMEX en su actividad petrolera, no es posible cubrir el microexcedente, esto es, todas las operaciones de PEMEX como empresa, porque ello supondría dirigirse a la estimación de la renta económica generada por PEMEX en todos los procesos productivos (refinación, petroquímica, etc.), y no sólo aquella generada en la explotación de crudos.

Más preciso aún, la valoración de los ingresos petroleros se efectúa en términos de lo que la empresa directamente obtiene o debiera obtener por sus ventas, y los egresos son valorados en términos de lo que a PEMEX le cuesta o le debería costar el explotar los recursos petroleros de manera directa.

Consecuentemente, no ponderar la totalidad de los ingresos y egresos de PEMEX, ni hacer la valoración completa para el país, implica que no se aborda la estimación del excedente petrolero proyectado sobre una concepción macroeconómica⁵¹.

Por otra parte, la idea de estimar el excedente petrolero se concibe con frecuencia como la tarea de obtener un saldo de divisas, con el objetivo implícito de destacar la importancia estratégica que para México tienen los recursos generados por PEMEX. En este contexto, el excedente se estima en términos de divisas netas producidas por la empresa, incluyendo su cuenta de capitales.

No obstante, hay que reiterar que aun cuando se capture un porcentaje esencial del excedente petrolero, esa forma de concep-

51 Un intento de valoración macroeconómica del excedente tendría que estimar los costos directos e indirectos que se vinculan con las operaciones petroleras, tales como infraestructura, gastos de desarrollo, etc., así como los beneficios económicos que obtiene el país tanto con la expansión petrolera como con los ingresos que ésta genera. Una posible vía de cuantificar esto puede ser determinando cuáles son los elementos de valoración, el crecimiento del producto, distribución del ingreso, empleo, desconcentración geográfica, acumulación del capital o independencia económica, entre otros parámetros. Sobre estos elementos, se estimaría lo que México debe alcanzar a una tasa determinada de explotación petrolera en comparación con lo que se lograría en ausencia de ese volumen petrolero. La diferencia sería el excedente macroeconómico.

tualizarlo es muy limitada y puede conducir a interpretaciones erróneas, ya que sólo considera el saldo de divisas imputables a PEMEX, excluyendo tanto los ingresos como los costos indirectos de divisas relacionadas con la misma actividad (**Rojas Nieto, 1991**).

Priorizar el saldo neto de divisas o, en otros términos, considerar a PEMEX sólo como una fuente generadora de éstas, posee una objeción adicional: valorar a la actividad petrolera sólo por su resultado, sin apreciar todos los encadenamientos anteriores que se dan para producirlas.

Errores de interpretación surgen cuando el saldo de divisas crece por un costo menor de éstas, pero con aumentos más que proporcionales de los costos en pesos. Según aquella formulación, esto implicaría un mayor excedente sin importar las aplicaciones internas por el aumento de los costos en pesos.

Con todo esto, si se opta por destacar la generación de divisas, aún se podría tener una ruta más fecunda: contabilizar, por una parte, los ingresos de exportación, convertidos a pesos, y a ello descontarle los costos imputables a la producción de esas exportaciones, incluyendo no sólo los costos en divisas sino también los costos internos.

Por esta vía, se obtiene una valoración financiera de lo que podría denominarse "**excedente de producción**", es decir, lo que se produce en exceso de la demanda interna para fines de exportación. No obstante, bajo esta senda, sólo se estaría midiendo el excedente generado por el petróleo que se exporta directamente a través de PEMEX, dejando a un lado el volumen de hidrocarburos que se produce para el consumo doméstico, tales como los petroquímicos secundarios⁵².

52 Por ejemplo, el cemento que se exporta y cuya producción exige grandes cantidades de gas o, por el lado de los costos, la maquinaria y materias primas adquiridas en el país por PEMEX, pero que tienen un alto contenido importado.

La instrumentación de este ejercicio estimativo del excedente petrolero es relativamente administrable. El problema es edificar más allá y por encima de este andamiaje.

Por lo tanto, la medición del ahorro corriente es una medición económica y no una estimación contable, de ahí que deba evaluarse el producto generado y los servicios de los factores requeridos para su generación, a costo de oportunidad. *El costo de oportunidad de las ventas domésticas está constituido por el valor del consumo doméstico calculado a precios internacionales*⁵³.

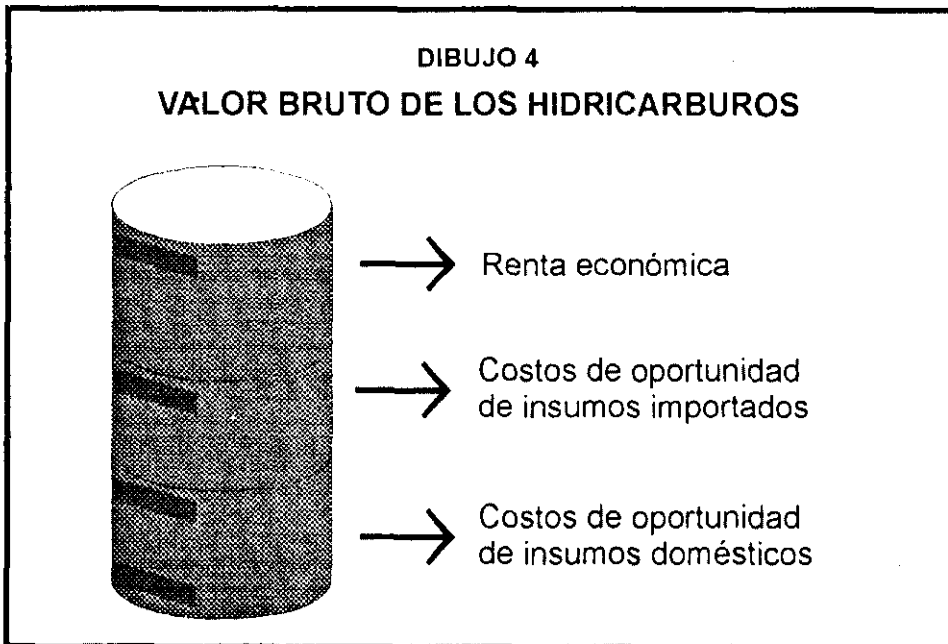
La diferencia entre las ventas de PEMEX así valoradas medirá la parte del producto generado que es transferido, vía subsidio, a los consumidores domésticos.

Los ingresos por exportaciones también se deben ajustar con base en una estimación realista de los precios internacionales que se esperan en el futuro y por un precio sombra para las divisas. Esto es así porque el valor de las divisas que PEMEX genera para la economía mexicana es, implícitamente, el valor que se le asigna a la disposición de un mayor flujo de bienes y servicios importados.

De igual manera, los recursos que utiliza y en particular los servicios de mano de obra y de capital, deberían evaluarse en términos de lo que la economía deja de producir al transferirlos a PEMEX. El excedente económico calculado por esta vía no coincide necesariamente con el excedente financiero de la empresa, pues parte de este último se destina a subsidiar el consumo doméstico y los sueldos por encima del costo social de la mano de obra⁵⁴ (Dibujo 4).

53 Los excedentes petroleros así definidos son la diferencia entre el precio internacional de los hidrocarburos y el costo total de producción antes del pago de impuestos.

54 Los excedentes petroleros son captados directamente por el Estado y por los consumidores de hidrocarburos. La parte captada por los consumidores se define como la diferencia entre el precio internacional y los precios pagados internamente. En caso de las exportaciones, el Estado capta la totalidad del excedente. Por el contrario, de las ventas internas de hidrocarburos, el Estado sólo capta la parte del excedente correspondiente a la diferencia entre el precio interno y el costo del pago de impuestos.



3.3.3 Indicadores primarios para el crudo mexicano

Un método sencillo y práctico para estimar los costos directos de oferta petrolera cuando la información está disponible, es a través de los costos por desarrollo y operación de los pozos. Es decir, los costos involucrados en descubrir el petróleo y construir una capacidad de producción diaria.

En este contexto, el ejercicio requiere los siguientes indicadores:

Pozos perforados. Todo tipo de pozos, de gas y de crudo, exploratorios y de desarrollo, secos o exitosos, terrestres o marinos.

Profundidad promedio: número total de metros perforados entre número de pozos.

Costo promedio por pozo: costo total de perforación entre número de pozos.

Inversión petrolera: separada de la inversión total.

Producción diaria total y promedio por pozo.

Adición neta de capacidad. Producción promedio de cada pozo por el número de pozos perforados.

Inversión por barril: inversión total entre cantidad de barriles.

Costos del usuario: El valor presente sacrificado por extraer el petróleo hoy en vez de mañana, cuya manera más fácil de estimar es mediante el valor en el mercado de las reservas probadas.

En el caso de México, haciendo uso de los parámetros anteriores, se obtienen las siguientes cifras. (Cuadro 8).

Aunque el flujo de excedente petrolero estimado necesita ser ajustado por inflación y costos de transporte de tanque a las terminales de comercialización o de transformación industrial, resulta bastante ilustrativo para explicar las expectativas que la política macroeconómica se ha fincado y los cambios mismos de la operación de PEMEX.

Por ejemplo, si en el periodo 1971-1973 se hubiera exportado un barril de crudo, el país habría incurrido en una transferencia de valor al sector externo, en un momento en que se reaccionaba con fuertes inversiones en las actividades primarias ante el agotamiento de reservas y de crecientes y costosas importaciones, lo cual encarecía el petróleo extraído.

Existió una situación diferente en los años 1976-1977, cuando a pesar de las sobreinversiones en el sector petrolero y el encarecimiento subsecuente de la infraestructura de producción, éstos fue-

CUADRO 6
MEXICO: COSTO Y PRECIO MEDIO DEL CRUDO

AÑO	COSTO UNITARIO	PRECIO MEDIO PONDERADO	DIFERENCIAL COSTO-PRECIO
1971	9.0	1.50	-7.50
1972	17.0	1.90	-15.10
1973	10.5	2.83	-7.67
1974	9.0	10.41	1.41
1975	9.0	10.70	1.70
1976	10.5	11.63	1.13
1977	8.5	12.38	3.88
1978	7.0	13.03	6.03
1979	5.5	29.75	24.25
1980	4.0	35.69	31.69
1981	4.0	33.19	29.19
1982	3.0	28.69	25.69
1983	2.0	26.42	24.42
1984	4.0	26.82	22.82
1985	4.5	25.33	20.83
1986	5.7	11.86	6.16
1987	5.9	16.04	10.14
1988	6.0	12.24	6.24
1989	6.3	15.61	9.31
1990	6.5	19.15	12.65
1991	6.9	14.55	7.65
1992	7.0		

Elaboración propia.

ron más que compensados por una tendencia sostenida y al alza del petróleo crudo (Diagramas 11 y 12).

Finalmente, las cifras avalan las visiones cortoplacistas y sobreoptimistas del gobierno mexicano durante 1979-1981 para continuar manteniendo una estrategia petrolera de desarrollo

económico. Asimismo, explican por qué ante la tendencia a la baja y lo errático del excedente a partir de 1986, la empresa ha intentado distintos reajustes para mantener su rentabilidad económica y financiera.

