

La Economía Política de la Nueva Ley de Hidrocarburos

Enrique R. González Porras
enriquergp@yahoo.es

Este documento está alojado en el
"Observatorio de la Economía Latinoamericana"
<http://www.eumed.net/coursecon/ecolat/>
Enviar comentarios y valoraciones
al autor y/o a coll@uma.es

Resumen:

La estructura normativa de un sector como reglas que armonizan o delimitan las acciones de los agentes económicos involucrados o los potenciales involucrados, reviste una importancia incuestionable. Los cambios filosóficos y de estructura tributaria que contemplan la nueva Ley de Hidrocarburos venezolana sin duda representan nuevas señales de incentivo o desincentivo para la inversión en el sector petrolero nacional. Este trabajo realiza un análisis algebraico comparativo entre el régimen tributario presente en la actual ley y en la ley derogada; intentando esclarecer si el cambio representa un incentivo para la inversión petrolera en Venezuela o si por el contrario representa un contundente señal de desincentivo. Adicionalmente, se expone un análisis de tendencia por medio del cual se intenta demostrar que el petróleo como fuente generadora de riqueza en Venezuela se ha reduce.

Palabras claves: Régimen Tributario, Precios del Petróleo, Petróleo Liviano, Petróleo Pesado, Impuesto sobre la Renta, Regalía.

Aunado al desempeño de las variables macroeconómicas, las reglas del juego y la construcción y robustez institucional constituyen el marco delimitador de las acciones y de las estrategias que los agentes económicos tomarán en cualquier sector de la economía. Es de esta manera que las leyes y normativas que regulan y configuran a los distintos sectores de la economía pueden constituir señales de incentivo o de desincentivo para los agentes económicos. Lo anterior le imprime una importancia medular al correcto y estratégico diseño de los marcos regulatorios y normativos.

Uno de los sectores que ven reducir el desarrollo de sus planes de inversión ante no sólo una coyuntura de recesión en el mercado petrolero, sino ante coyunturas económicas de incertidumbre que obligan a enviar señales de disciplina fiscal, es el de infraestructura. Lo anterior explica porque ante la presencia de la parte baja de los ciclos petroleros, los

proyectos de inversión y particularmente de desarrollo de infraestructura sean los primeros en ser recortados.

Esta respuesta del ejecutivo ante coyunturas económicas apremiantes puede obedecer a la precaria gobernabilidad de países como los nuestros, que han obligado a nuestros gobernantes a ser flexibles en materia de inversión (inversión de mediano o largo plazo) e inflexibles en los gastos corrientes y sociales (por su impacto corto placista y efectista desde el punto de vista político).

Otro elemento que a futuro puede afectar el desempeño económico de actividades relacionadas con el sector petrolero, es la política de mantenimiento de precios que ha acometido la OPEP, y que en términos de producción podría representar no sólo el recorte de la producción, sino la no utilización de servicios relacionados como transporte, mantenimiento, puertos, etc.

Adicionalmente la coyuntura económica mundial, no es alentadora en lo que al sostenimiento de la demanda de combustibles se refiere. Particularmente los Estados Unidos se encuentra frente a una posible recesión, que aunado a los ataques terroristas del 11 de septiembre de 2001, avizoran un no muy destacado desempeño de la economía norteamericana. De hecho los esfuerzos realizados por el Federal Reserve de reducción de las tasas de interés muestran la preocupación de que la gran economía del norte se enfríe en demasía. Habrá que esperar las respuestas de los agentes económicos ante tal señal de estímulo para la inversión y para el gasto de consumo.

La dependencia de las economías latinoamericanas al desempeño de la economía norteamericana, preocupa a los agentes económicos sobre un posible efecto arrastre hacia el estancamiento económico de nuestros países.

Particularmente la actividad exportadora petrolera nacional se encuentra muy atada a la economía norteamericana. El siguiente cuadro muestra la dependencia de la actividad

exportadora petrolera nacional no sólo a la economía de los Estados Unidos, sino también a la demanda de los países latinoamericanos:

| MERCADO | PARTICIPACIÓN PORCENTUAL |
|--|---------------------------------|
| Norte América | 63 |
| Centro América / Caribe / Sur América | 28 |
| Europa | 6 |
| Otros | 3 |
| Total = 3 millones 52 mil barriles / día | 100 |

Fuente: PDVSA, Informe Anual 1997.

De hecho algunos expertos petroleros plantean que los Estados Unidos cada vez dependerá más del petróleo importado, particularmente, para este año se han realizado cálculos alrededor de un 54%, mientras que para 1975 la dependencia ascendía a solo 36%.

Realidad Petrolera Nacional:

Las reservas probadas de crudo y condensado de PDVSA alcanzan un nivel aproximado entre 75 y 78 millardos de barriles, mientras que la capacidad productora se encuentra en los 3,76 millones de barriles diarios.

Las reservas de Venezuela representan un 40% de las reservas existentes en América y cerca de los 6% de las existentes en el mundo. La composición de nuestras reservas por tipo de crudo, es medianamente heterogénea. Entre un 30% y 40% de las reservas petroleras venezolanas corresponden a condensados y crudos livianos y medianos. El restante 70% está compuesto por bitumen y crudos pesados y extrapesados, sin embargo se estiman que pudieran existir unos 40 millardos de barriles de condensado convencional y de crudos livianos y medianos.

Las mayores reservas de crudos extrapesados y de bitumen del mundo están localizadas en Venezuela. Se estima que aproximadamente 1,2 billones de barriles se encuentran a lo largo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Expertos petroleros consideran que, con la tecnología disponible actualmente, unos 27 millardos de barriles son económicamente explotables. Por otra parte, las reservas probadas de gas natural se colocan en 143 billones de pies cúbicos,

constituyendo 28% de las reservas de América y 3% de las del mundo, lo cual ratifica la posición de Venezuela como líder en reservas gasíferas en Latinoamérica y como la quinta en el mundo.

Cambio en la Visión de la Política Petrolera Nacional:

El petróleo ha sido y sigue siendo crucial para el desarrollo de la economía venezolana, que de ser fundamentalmente agraria se hizo dependiente de la renta petrolera, con las ventajas y los perjuicios que ello supone. Sin embargo, el viraje económico que se produjo en Venezuela hacia finales de los años ochenta ha tenido su contraparte en la industria petrolera venezolana, donde anteriormente a este proceso de apertura económica, era impensable la reintroducción de los inversionistas privados en las distintas actividades relacionadas con el negocio petrolero. El proceso de participación de la inversión privada fue profundizado hacia la segunda mitad del periodo presidencial de Rafael Caldera, particularmente en actividades de concesiones de pozos marginales y de las estaciones de gasolina.

Con el triunfo en las elecciones de 1998 del entonces candidato Hugo Chávez, la visión de la gestión y la política petrolera venezolana sufre un cambio más que significativo. En un principio se dejó ver las intenciones de revisar todas las concesiones privadas que se habían otorgado; mientras que la posibilidad de liberar el mercado interno de los combustibles fue paralizada (para la fecha referenciada), lo que significó una variable política-institucional que los inversionistas extranjeros no ponderaron cuando realizaron su entrada en el gobierno de Rafael Caldera.

Los diseñadores de la política petrolera del gobierno entrante, eran los más fervientes opositores a la política expansionista que hasta entonces PDVSA había desarrollado.

Para 1997, PDVSA considera un su Plan de Negocios, inversiones por un monto de 26,1 millardos de dólares para el periodo de 1997-2006, de los cuales la propia empresa aportaría tan solo 13%, los socios en los diferentes proyectos aportarían aproximadamente

30%, cerca de 29% provendría de financiamiento y el restante 28% de las ganancias retenidas.

La decisión de abrir determinadas áreas al sector privado se tomó con la finalidad de incrementar la inversión y producción en el sector petrolero. PDVSA utilizando únicamente su capacidad financiera, necesitaría 20 años para llevar a cabo las exploraciones que se requieren para conocer el potencial real de los recursos gasíferos y petroleros que ofrece Venezuela. No obstante, con la participación del capital privado, este período de tiempo podría alcanzar de ocho a diez años (según PDVSA, Programa de Apertura: Asociaciones de Exploración con Terceros. 1994).

Hoy día la participación de la inversión privada en la actividad petrolera nacional, se enfrenta ante dos hechos que pudieran significar barreras y/o señales de desincentivo. El primero, lo representa la política de refortalecimiento de la OPEP y de sus políticas de recorte de la oferta para sostener el precio del petróleo. El segundo, el marco normativo-institucional aprobado vía Ley Habilitante. En una primera instancia el mantenimiento de un nivel de cuotas atenta contra el plan agresivo de expansión e inversión que para 1997 diseñara PDVSA. La influencia de las disposiciones contempladas en la Ley de Hidrocarburos, puede representar señales de incentivo o desincentivo para la entrada de inversión privada en proyectos de diversa índole en el sector petrolero nacional, más aun cuando muchas de las disposiciones del proyecto de Ley no discrimina por tipo de crudo asociado a la actividad a desarrollarse.

Política de Precios contra Volumen:

En el caso particular de Venezuela, la composición de las reservas de petróleo venezolana (más pesada) en comparación de la de los países del Medio Oriente, implica que nuestra productividad por pozo siendo menor exige importantes desembolsos para sostener y aumentar el potencial de producción. Lo anterior implica que la producción petrolera tiene un gran impacto en las actividades de las empresas de ingeniería y en las contratistas petroleras de distintas índoles.

Este gobierno ha trabajado mucho por el reposicionamiento de la OPEP en el mercado petrolero mundial. Se ha trabajado en la fijación de cuotas de producción que hagan sostenible unas bandas de precios a niveles entre los 22 y 28 dólares por barril. Esto implica que ante shocks externos provenientes del nivel de actividad económica o del grado de intensidad de los inviernos, la OPEP ajustará sus cuotas de producción para mantener el nivel de precios del crudo.

Las políticas de recorte de la producción son positivas siempre y cuando el nivel de actividad económica mundial y por tanto de la demanda de petróleo sea alta, ya que no se requieren de fuertes recortes ya que la fuerza de la demanda puede sola, presionar al alza de los precios. La situación se complica, haciendo inestable al cartel, cuando el nivel de actividad económica mundial se enfría de forma fuerte y acelerada, ya que al caer la demanda petrolera, y activarse acciones de recorte, es posible tener que recortar en exceso la oferta para poder mantener precios. Los contra que presenta tal estrategia provienen primordialmente de los efectos negativos que puede tener sobre la actividad económica un incremento de los precios o un desabastecimiento petrolero. Y en un segundo orden, los recortes que tendrían que acometerse para mantener el nivel de los precios tiene implicaciones contractivos importantísimos no sólo en el nivel de actividad petrolera, sino en la de sectores relacionados.

Objeciones a la Ley de Hidrocarburos:

Aún cuando la Ley de Hidrocarburos fue puesta en marcha vía Ley Habilitante, desato, posteriormente, en el ámbito público, una discusión fortísima con relación a su enfoque y sus consideraciones fiscales, así como al papel que se le especifica a la inversión privada en dicho sector. Entre las consideraciones más destacadas, realizadas por expertos petroleros se encuentran:

-En el proyecto de Ley se consideraba que el Estado tendría la mayoría accionaria sobre cualquier empresa a explotar el sector petrolero. La principal sugerencia que se ha hecho al

respecto, consiste en la utilización de una acción dorada que tenga el poder decisorio sobre las medidas estratégicas a ser tomadas.

-Son consideradas actividades primarias la exploración, extracción en estado natural (explotación o producción), la recolección, transporte por vías especiales y almacenamiento inicial. Todas las actividades primarias están reservadas, en los términos previstos en la Ley, y sólo podrán ser llevadas a cabo por el Estado directamente, por empresas de su exclusiva propiedad, o por empresas mixtas en las cuales tenga una participación accionaria de más de 50%. Estas empresas serán denominadas operadoras.

-La Ley de Hidrocarburos aprobada Ley Habilitante separa la regalía, concebida como contraprestación pecuniaria por la utilización o aprovechamiento de un bien propiedad de la República, de los impuestos exigidos en virtud de la potestad tributaria del Estado. La regalía en los volúmenes de hidrocarburos extraídos será de 30%, en lugar del porcentaje de 16 2/3% actualmente vigente.

-Con relación a los impuestos a pagar, se tipificaron: impuesto superficial, impuesto de consumo propio, e impuesto de consumo general. El primero consiste en cien unidades tributarias por cada kilómetro cuadrado o fracción de extensión y se establece un aumento de 5% anual. El impuesto de consumo propio prevé el pago de 10% por cada metro cúbico de productos derivados producidos y consumidos, calculado sobre el precio al cual se venda al consumidor final. Y el impuesto al consumo general establece que por cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendido en el mercado interno será entre 30% y 50% del precio pagado.

-Las actividades de industrialización de los hidrocarburos naturales comprenden la destilación, purificación y transformación. Estas actividades podrán ser llevadas a cabo directamente por el Estado, por empresas de su exclusiva propiedad, por empresas mixtas con participación estatal en cualquier proporción, y por empresas privadas.

-En la Ley , el Ejecutivo Nacional, mediante Decreto o Resolución, podrá establecer regulaciones al comercio interno de los productos derivados y, a través del Ministerio de Energía y Minas, fijar sus precios. Esto pudiere ser inconveniente, ya que se crea inseguridad jurídica que desestimula la inversión.

-En la Ley no se considera ningún tipo de Fondo de Inversión Petrolera, ni de financiamiento para el desarrollo de tecnologías o fuentes energéticas alternas.

- Especialistas plantean que debe dejarse escrito especificaciones de salvaguarda, entorno a garantizar todos los contratos previamente suscritos con agentes privados.

Ventajas que Ofrece el Nuevo Proyecto de Ley:

La actual y nueva Ley considera la posibilidad de la participación del capital extranjero en algunas actividades, que debido al artículo N° 5 de la Ley de Nacionalización (la Ley derogada), reserva al Estado las actividades específicas de: exploración y producción de hidrocarburos en el territorio venezolano, refinación y manufactura de hidrocarburos, transporte por tuberías, almacenamiento y mercadeo en Venezuela, y exportación de hidrocarburos producidos en el país.

Análisis del Cambio del Esquema Tributario de la Anterior Ley a la Actual Ley:

Aspectos Fiscales Actuales:

Las corporaciones que operen bajo el esquema de Ganancias Compartidas tienen las mismas obligaciones impositivas que PDVSA aunque con la posibilidad de disfrutar de algunas reducciones cuando la rentabilidad del proyecto así lo exija. Los componentes claves del régimen fiscal aplicado en este esquema son los siguientes:

- La tasa por concepto de Impuesto Sobre La Renta (ISRL) actualmente se ubica en 67,7%, sobre las ganancias netas.

- Se consideraran créditos fiscales por nuevas inversiones, que podrán ascender a 2%, con lo que el ISLR podría ubicarse en 65,5%.
- El pago por concepto de regalía se ubica actualmente en 16,67% del valor de cada barril producido, el cual es considerado como costo en el cálculo de los ingresos netos. La regalía puede ser reducida por el MEM a un mínimo de 1%, en aquellos casos donde se requiere de tal excepción para favorecer la rentabilidad del proyecto. Esta reducción ya ha sido aplicada en algunos contratos de operación firmados entre PDVSA y compañías internacionales para la explotación de campos inactivos.
- No se aplican impuestos municipales.

Aspectos Fiscales Propuestos:

- La tasa por concepto de Impuesto Sobre La Renta (ISRL) que se establece en la nueva Ley de Hidrocarburos se ubica en 50,0%, sobre las ganancias netas.
- El pago por concepto de regalía que establece la nueva Ley de Hidrocarburos se ubica en el nivel de 30,0% del valor de cada barril producido, el cual es considerado como costo en el cálculo de los ingresos netos.

Anexo Algebraico del Cambio en el Esquema Fiscal y sus Impicaciones:

Esquema Anterior: r =regalía=16,66%=1/6 t =Impuesto=66,66%=2/3

Esquema Actual: r =regalía=30,0%=3/10 t =Impuesto=50,0%=1/2

Variables:

$$\left. \begin{array}{l} T = \text{Ingreso Fiscal Petrolero} \\ R = \text{Recaudación por Concepto de Regalía} \\ \text{ISRL} = \text{Impuesto Sobre la Renta} \end{array} \right\} \quad \mathbf{T = R + ISLR} \quad (1)$$

$$\left. \begin{array}{l} R = \text{Recaudación por Concepto de Regalía} \\ r = \text{Tasa de Regalía} \\ Y = \text{Totalidad de la Producción} \end{array} \right\} \quad \mathbf{R = Y * r} \quad (2)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{ISLR} = \text{Impuesto Sobre la Renta} \\ t = \text{Tasa de Impuesto Sobre la Renta} \\ C = \text{Costos de Producción} \\ Y = \text{Ingreso o Totalidad de la Producción} \\ R = \text{Pago por concepto de la Regalía} \end{array} \right\} \quad \mathbf{ISLR = t * (Y - C - R)} \quad (3)$$

Agrupando (1), (2) y (3), se tiene:

$$T = Y * r + t(Y - C - R) \quad \square \quad T = Y * r + (Y - C - Y * r)$$

$$T = Y * r + t * Y - t * C - Y * r * t$$

Agrupando:

$$T = Y (r + t - r * t)$$

Para el Esquema Anterior tenemos:

$$r = 16,66\% = 1 / 6$$

$$t = 66,66\% = 2 / 3$$

$$T = Y (1 / 6 + 2 / 3 - 1 / 6 * 2 / 3) - 2 / 3 * C$$

$$\square \quad T = Y (1 / 6 + 2 / 3 - 2 / 18) - 2 / 3 * C$$

$$\Rightarrow T = Y (13 / 18) - 2 / 3 * C$$

$$\Rightarrow \boxed{T = 13 / 18 * Y - 2 / 3 * C}$$

Para el Esquema Actual:

$$r = 30,0\% = 3 / 10$$

$$t = 50,0\% = 1 / 2$$

$$T = Y (3 / 10 + 1 / 2 - 3 / 10 * 1 / 2) - 1 / 2 * C$$

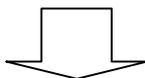
$$\Rightarrow T = Y (3 / 10 + 1 / 2 - 3 / 20) - 1 / 2 * C$$

$$\Rightarrow T = Y (13 / 20) - 1 / 2 * C$$

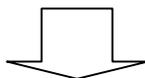
$$\Rightarrow \boxed{T = 13 / 20 * Y - 1 / 2 * C}$$

Cálculo del costo que iguala el ingreso fiscal petrolero independientemente del esquema planteado:

$$T = 13 / 18 * Y - 2 / 3 * C = 13 / 20 * Y - 1 / 2 * C$$



Esquema Anterior



Esquema Actual

$$\Rightarrow T = 13 / 18 * Y - 13 / 20 * Y = 2 / 3 * C - 1 / 2 * C$$

$$\Rightarrow 13 / 180 * Y = 1 / 6 * C$$

$$\boxed{Y = 2,31 * C}$$

Si $Y < 30 / 13 * C$ \Rightarrow T actual $>$ T anterior

Si $Y > 30 / 13 * C$ \Rightarrow T actual $<$ T anterior

Si $Y = 30 / 13 * C$ \Rightarrow T actual = T anterior

Las conclusiones que se desprenden de lo expuesto supra, apuntan a que mientras el crudo sea de mejor calidad en términos de mayores precios de cotización y de menores costos de extracción, el esquema anterior de tributación reportaría mayores ingresos al fisco. El hecho contrario, en que los precios de cotización se encuentren cada vez más cercanos al costo, haría que el esquema anterior reportara al fisco una cantidad menor al fisco. Estas consideraciones tienen implicaciones importantes con relación al tipo de crudos que mayormente se encuentran en el subsuelo venezolano. Teniendo el conocimiento de que la mayoría de las reservas petroleras en Venezuela son de crudos medianos, pesados y extrapesados, donde es de esperarse que la cotización de tales crudos sea menor a la de los crudos livianos, y que a su vez los costos de extracción y refinamiento sean superiores, se interpreta que la modificación del esquema fiscal constituya una señal de incentivo para la explotación de crudo liviano, mientras constituye un esquema desincentivador hacia la explotación del crudo pesado (al menos para las empresas operadoras). Adicionalmente, la no discriminación por tipo de crudo también tiene un impacto de reducción en la recaudación fiscal, ya que al incrementarse el porcentaje de regalías y disminuir el impuesto sobre la renta, comparativamente se castiga a aquellos crudos que presentan una menor renta, expresada como la diferencia entre los precios de cotización y costos de producción. El argumento anterior se basa en la premisa de que los posos y la producción nacional continua correspondiendo a petróleo liviano y mediano (aún cuando el grueso de las reservas la constituyen petróleo pesado).

El esquema actual ante los niveles presentes de precios tiene un impacto muy distinto al que tendrían si se confirman las proyecciones de reducción de precios. Con la reducción de precios del petróleo y la consecuente reducción de la renta petrolera, el esquema propuesto recaudaría más que el esquema actual, ya que su sesgo hacia el cobro de regalías funge

como una protección ante la caída de la diferencia entre los precios y los costos. Si los diseñadores del proyecto de la actual Ley tomaron en cuenta estas consideraciones antes de diseñar el proyecto de Ley, esto evidenciaría que las perspectivas de los propios petroleros estatales eran que los precios del petróleo se reducirán, con lo que la renta (precios-costos) caerá, pero la recaudación fiscal total se incrementará con relación al esquema actual. Ante el escenario de reducción de precios, y visto desde la óptica del inversionista privado, el nuevo esquema será más oneroso; mientras que ante un escenario como el actual o de aumento o sostenimiento de los precios del petróleo el esquema anterior será menos oneroso.

Ganancia de las Empresas:

G = Ganancia de la empresa petrolera

Y = Ingreso de la Empresa

C = Costos Operacionales

T = Participación Fiscal

Con lo que:

$$G = Y - C - T \quad (4)$$

$$T = R + \text{ISLR} \quad (5)$$

$$R = Y * r \quad (6)$$

$$\text{ISLR} = t (Y - C - R) \quad (7)$$

Agrupando y sustituyendo, se tiene:

$$G = Y - C - r * Y - t * Y + t * C + t * r * Y$$

Sacando factor común, se tiene:

$$G = Y (1 - r t + t * r) - C (1 - t)$$

Para el Esquema Anterior tenemos:

$$r = 16,66\% = 1 / 6$$

$$t = 66,66\% = 2 / 3$$

$$G = Y(1 - 1/6 - 2/3 + 1/9) - C(1 - 2/3)$$

$$\Rightarrow \boxed{G = 5/18 * Y - 1/3 * C}$$

Para el Esquema Actual tenemos:

$$r = 30,0\% = 3/10$$

$$t = 50,0\% = 1/2$$

$$G = Y(1 - 3/10 - 1/2 + 3/20) - C(1 - 1/2)$$

$$\Rightarrow \boxed{G = 7/20 * Y - 1/2 * C}$$

Entonces esto implica:

$$\text{Si } Y < 30/13 * C \quad \Rightarrow \quad G \text{ actual} < G \text{ anterior}$$

$$\text{Si } Y > 30/13 * C \quad \Rightarrow \quad G \text{ actual} > G \text{ anterior}$$

$$\text{Si } Y = 30/13 * C \quad \Rightarrow \quad G \text{ actual} = G \text{ anterior}$$

De este estudio se desprende que mientras menor sea la diferencia entre el precio de colocación y los costos de extracción o producción, el esquema actual producirá una menor ganancia para la empresa inversionista. Ante un escenario de reducción de precios lo que se interpreta es que la tendencia de las ganancias de las empresas es hacia la reducción en comparación con el esquema anterior.

Ahora bien, lo que queremos identificar al contar con un nuevo esquema tributario que no discrimina por tipo de crudo, es que tipo de crudo termina siendo más rentable:

$$G = \text{Ganancia de la Empresa} = 5/18 * Y - 1/3 * C$$

$$G = \text{Ganancia de la Empresa} = 0,28 * Y - 0,33 * C$$

Calcularemos los precios y costos que hacen a la ganancia cero:

$$0,28 * Y - 0,33 * C = 0$$

$$Y = 0,33 / 0,28 * C$$

$$\Rightarrow \boxed{Y = 1,18 * C}$$

$$\text{Si } Y = 1,18 * C \quad \Rightarrow G = 0$$

$$\text{Si } Y > 1,18 * C \quad \Rightarrow G > 0$$

$$\text{Si } Y < 1,18 * C \quad \Rightarrow G < 0$$

De lo anterior se desprende que mientras mayor sea la diferencia entre los precios y los costos, mayor será la ganancia de la empresa, este es el argumento que hace imperiosa la flexibilidad de las tasas de regalía o de impuesto sobre la renta para los distintos tipos de crudos presentes en el país, permitiendo de esta manera variar el coeficiente de 1,18 dependiendo de la relación precios-costos. Lo anterior se requiere si se quiere que todos los tipos de crudo representen un atractivo para la inversión y no solo los livianos, más aun si lo que se quiere es impulsar el sector y toda la actividad directa e indirecta relacionada.

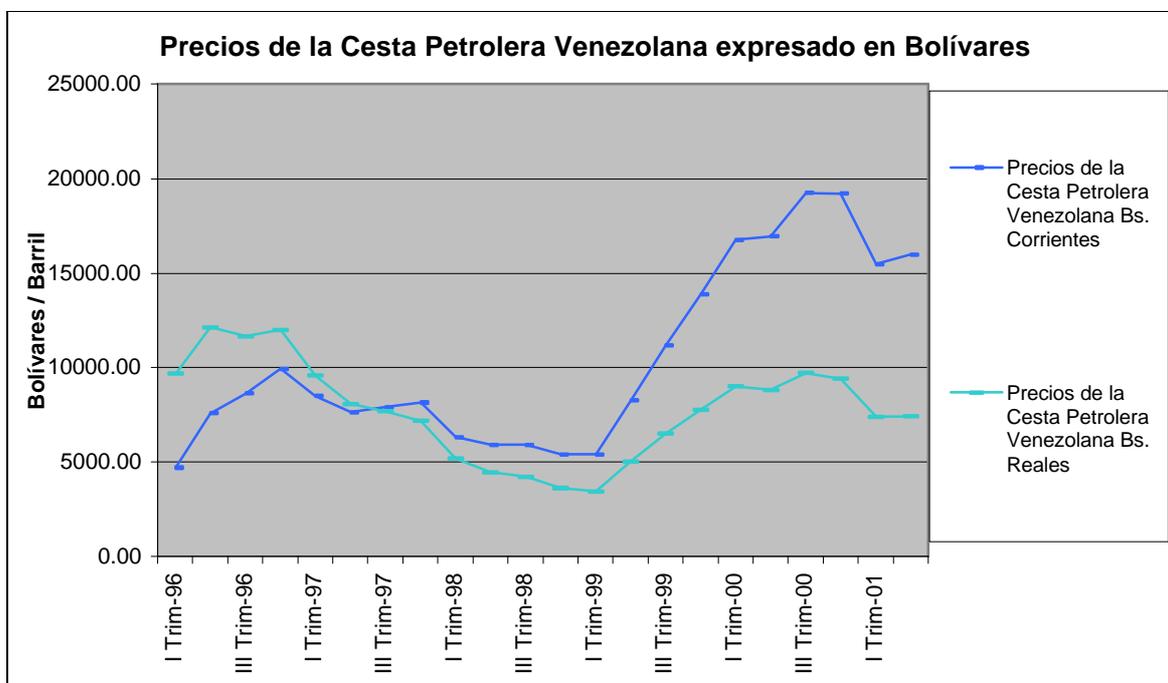
La Pérdida de Poder de Compra de la Cesta Petrolera Venezolana:

La cesta petrolera venezolana ha ido perdiendo capacidad de compra no sólo en el mercado internacional, sino que lo ha hecho con mayor fuerza en el mercado nacional. Las implicaciones del hecho anterior son importantes desde el punto de vista de un sector

petrolero que se pretende siga siendo el motor y empuje de la actividad económica en general.

Los precios de la cesta petrolera venezolana pasaron del primer trimestre de 1996 de un valor de 16,24US\$/Barril, a un valor de 22,37US\$/Barril en el segundo trimestre de 2001, este desempeño representa una variación de 20,22%. Ahora bien, el tipo de cambio promedio varió entre el primer trimestre de 1996 al segundo trimestre de 2001 en 146,61%, pasando de esta manera de 290US\$/BS. a 715,17US\$/Bs. Estas sendas variaciones produjeron que el precio de la cesta petrolera venezolana expresada en bolívares corrientes variara del primer trimestre de 1996 al segundo trimestre de 2001 en 239,62%. Aunque esta variación parezca bastante alta, al expresarla en términos reales nos encontramos con que la capacidad generadora de riqueza o bolívares del barril del petróleo es cada vez más baja.

El índice de precios al consumidor varió entre el primer trimestre de 1996 y el segundo trimestre de 2001 en 344,25%, lo que produce una merma en términos reales del precio de la cesta petrolera venezolana. El precio de la cesta petrolera venezolana expresado en bolívares reales (base 1997) se redujo en 23,53% del primer trimestre de 1996 al segundo trimestre de 2001. Es importante destacar que a pesar del crecimiento del precio en 37,74% y del tipo de cambio en 146,61%, la capacidad de compra del barril venezolano cayó en 23,53%, esto nos da una clara señal que la industria petrolera y el petróleo por sí sólo han perdido capacidad creadora de riqueza y multiplicativa en la economía venezolana.



El desarrollo algebraico se presenta a continuación:

Variación Precio Corriente Cesta Petrolera Vzla en US\$ I Trim.96 – II Trim.01 = 37,74%

Variación del Tipo de Cambio Nominal I Trim.96 – II Trim.01 = 146,61%

Var. Precio Cte. Cesta Petrolera Vzla Bs. I Trim.96–II Trim.01 = $(1+1,1461) \cdot (1+0,3774) - 1$

$$\Rightarrow (2,4661) \cdot (1,3774) - 1 = 3,396 - 1 = 2,396 \cdot 100 = 239,6\%$$

$$\Rightarrow \text{Var. Precio Cte. Cesta Petrolera Vzla Bs. I Trim.96–II Trim.01} = 239,6\%$$

Variación del IPC I Trim.96 – II Trim.01 = 344,25%

Var. Precio Real Cesta Petrolera Vzla en Bs. = $(1+2,396) / (1+3,4425) - 1$

$$\Rightarrow \text{Var. Precio Real Cesta Petrolera Vzla en Bs.} = (3,396) / (4,4425) - 1$$

\Rightarrow

$$\text{Var. Precio Real Cesta Petrolera Vzla en Bs.} = (0,7646 - 1) * 100 = - 23,538\%$$

Si aunado a lo anterior consideramos que la población en Venezuela se ha incrementado de forma importante de 1996 al 2001, mientras que la producción diaria no varia sustancialmente del promedio de 2,9 millones de barriles diarios, las posibilidades redistributivas de la renta petrolera se muestran poco prometedoras.

Aunado a esto se encuentra el hecho del crecimiento poblacional, que año tras año hace disminuir la renta petrolera per capita aun en términos corrientes.

Particularmente según el Instituto Nacional de Estadística:

$$\text{Población Total 1995} = 21.844.496$$

$$\text{Población Total 2005} = 26.467.834$$

$$(1995 / 2005) = (21.844.496 / 26.467.834)^x$$

$$0,995012468828 = 0,825322389433^x$$

$$\Rightarrow \ln 0,995012468828 = \ln 0,825322389433^x$$

$$\Rightarrow \ln 0,995012468828 = x \ln 0,825322389433$$

$$\Rightarrow -0,0500001041664 = -0,191981193910 x$$

$$\Rightarrow \boxed{X = 0,0260442719144}$$

Para el Año de 2001:

$$(1995 / 2001) = (21.844.496 / X)^{0,0260442719144}$$

$$\Rightarrow (0,99700149925)^{(1/0,0260442719144)} = (21.844.496/X)$$

$$\Rightarrow 0,891095328445 = (21.844.496 / X)$$

\Rightarrow

$$X = 21.844.496 / 0,891095328445$$

$$\Rightarrow \boxed{X = 24.514.208}$$

Para el Año de 1996:

$$(1995 / 1996) = (21.844.496 / X)^{0,0260442719527}$$

$$\Rightarrow (0,999498997996)^{(1/0,0260442719527)} = (21.844.496 / X)$$

$$\Rightarrow 0,980942560528 = (21.844.496 / X)$$

$$\Rightarrow X = 21.844.496 / 0,980942560528$$

$$\Rightarrow \boxed{X = 22.268.884}$$

El crecimiento absoluto de la población total del año 1996 al año 2001 se encuentra aproximadamente alrededor de 2.245.324 personas. Esto termina significando que ante una caída en términos reales del precio de la cesta petrolera venezolana, un sostenimiento de las cuotas de producción y un crecimiento poblacional importante, la renta petrolera va perdiendo año tras año capacidad de compra y potencial redistributivo.

Todas estas consideraciones, así como otras, debieron estar incluidas en la discusión técnica que precedió a la configuración del marco normativo del sector hidrocarburos, ya que la importancia de las leyes como señales de incentivo o desincentivo es incuestionable.