

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO

LA DESNACIONALIZACIÓN DEL PETRÓLEO VENEZOLANO EN LOS AÑOS NOVENTA:

(I) *LA INTERNACIONALIZACIÓN*

(II) LOS CONVENIOS OPERATIVOS

(III) *LOS CONVENIOS DE ASOCIACIÓN*

INFORME DIRIGIDO A LA ASAMBLEA NACIONAL

POR MEDIO DE LA

‘COMISIÓN ESPECIAL PARA INVESTIGAR LAS IRREGULARIDADES
DETECTADAS POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO, COMETIDAS
EN LA FORMULACIÓN Y CELEBRACIÓN DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS,
DE LAS ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS Y DE LOS NEGOCIOS DE
INTERNACIONALIZACIÓN’

Agosto de 2005

LA DESNACIONALIZACIÓN DEL PETRÓLEO VENEZOLANO EN LOS AÑOS NOVENTA (II):

LOS CONVENIOS OPERATIVOS

“Con la Apertura en los años noventa se produjo un verdadero asalto al petróleo venezolano, un asalto coordinado por algunas instituciones internacionales de los países consumidores y las grandes transnacionales de siempre. Bien planificado y diseñado por lo demás, a Petróleos de Venezuela se le asignó el papel de Caballo de Troya, un papel que una meritocracia transnacionalizada estaba más que dispuesta a asumir. Así, la esencia de la Apertura Petrolera puede resumirse en pocas palabras: La globalización del recurso natural. Éste ya no sería nacional sino que estaría a la libre disposición de los poderosos países consumidores presentándose como los dueños del Globo.”

Ing. Rafael Ramírez
Ministro de Energía y Petróleo,
Presidente de Petróleos de Venezuela, S.A.
Alocución a la Comisión Especial
de la Asamblea Nacional,
25 de Mayo de 2005.

El ‘asalto al petróleo venezolano’ en los años noventa tuvo esencialmente tres líneas de ataque: (i) La Internacionalización, con sus raíces en los años ochenta; (ii) los Convenios Operativos; y (iii) los Convenios de Asociación. Cada una de estas vertientes apuntaba al mismo objetivo: Minimizar la remuneración que correspondía a la Nación como dueña del recurso natural. Se trataba, en consecuencia, de un desmontaje sistemático del régimen fiscal existente y de cada uno de sus componentes. Así, por ejemplo, con la Internacionalización el componente crítico era el control fiscal sobre los precios de exportación; con los Convenios Operativos, lo era el impuesto sobre la renta; y con los Convenios de Asociación, además del impuesto sobre la renta, el componente crítico era el impuesto de exportación, el así-llamado ‘valor fiscal de exportación’ y, más específicamente, la regalía.

En estos ejemplos se trata de una transferencia de ingresos cuyos beneficiarios inmediatos son los inversionistas respectivos. Empero, en cada uno de los ejemplos mencionados los beneficiarios son, en última instancia, los países consumidores. Obviamente, los descuentos en los precios de exportación constituyen, en lo inmediato, un subsidio a la refinación; éste, sin embargo, por medio de la competencia tiende a traducirse en precios menores de los productos para los consumidores finales en el exterior. Asimismo, en los Convenios Operativos y de Asociación las rebajas impositivas de toda índole tienden a estimular la producción y, en consecuencia, a alterar la relación entre la oferta y la demanda. En última instancia las rebajas impositivas tienden a traducirse así en precios menores. Desde luego, éste iba a ser el caso si – y sólo si – el Estado venezolano no limitaba la competencia, por ejemplo por medio de cuotas de producción. Se entiende entonces por qué, simultáneamente con el régimen fiscal, también se fue desmontando el control

estatal de producción. En otras palabras, la Apertura Petrolera de los años noventa fue concebida en función de los intereses de los países consumidores, y no de un país exportador como lo es Venezuela.

Como parte de la puesta en práctica de esta política antinacional, Petróleos de Venezuela iba a transformarse en el nuevo ente regulador, en sustitución al Ministerio de Energía y Petróleo. El Ministerio, históricamente, había sido el asiento institucional de la propiedad nacional del recurso natural al cual no dejaba de calificar, como un recurso natural agotable y no renovable. PDVSA, en cambio, dominada por una meritocracia transnacionalizada, como el eventual nuevo ente regulador, actuaría en función de los capitales y consumidores globalizados; así, no atribuiría importancia ni valor alguno al recurso natural. Ejemplo de ello se encuentra en la tesis sostenida por la Meritocracia de que la Faja Petrolífera del Orinoco era infinita, de manera tal, que realmente ni se justificaba cobrar una regalía por su explotación; y por el contrario el capital, era presentado como el verdadero recurso escaso. En conclusión, lo conveniente era privatizar a la industria petrolera, además dentro de un escenario de precios bajos.

Esta política antinacional no puede sino calificarse de perversa. De hecho, sus mismos promotores jamás se atrevieron defenderla públicamente y la envolvieron en una espesa cortina de humo. La Apertura Petrolera de los años noventa se presentó deliberadamente como una discusión excluyente de supuestos expertos altamente calificados y especializados, básicamente de juristas y economistas. Todos, directa o indirectamente, estaban al servicio de un sector petrolero dominado por esa Meritocracia. Pero ninguna cortina de humo, por muy espesa que fuese, podría ocultar las consecuencias de esta política, a saber, el colapso del ingreso petrolero nacional y, por ende, el creciente empobrecimiento del pueblo venezolano.

De allí que esta política antinacional iba a la par con el tejer de una telaraña jurídica, contractual e institucional, para neutralizar, inmovilizar y despojar al pueblo venezolano, de manera irreversible, de su soberanía. En este empeño la Meritocracia no conoció escrúpulo alguno. Sistemática y deliberadamente desinformó, engañó y mintió, no sólo a la opinión pública nacional, sino hasta al propio Congreso de la República. Todo ello, ocurrió, desde luego, con la complicidad del corrompido liderazgo político de los partidos tradicionales. Pero, inevitablemente, el pueblo venezolano terminaría por reaccionar y por reclamar sus derechos soberanos como único dueño del recurso natural.

La política de *Plena Soberanía Petrolera* del Presidente Chávez consiste en derrotar y revertir la política antinacional de los años noventa, romper esa telaraña y construir un nuevo *Régimen Petrolero*. La *Plena Soberanía Petrolera* tiene así tres vertientes esenciales. Primero, se trata del rescate pleno de la *soberanía* que se refiere esencialmente al *recurso natural*; y “rescate” es el término apropiado. En efecto, la plena soberanía sobre el recurso natural se obtuvo con la Reforma Petrolera de 1943. Este éxito histórico fue posible por medio de una simple reforma, por contar el país con dos circunstancias extraordinariamente favorables: La debacle del imperalismo petrolero en México en 1938, y la importancia del petróleo venezolano para los Aliados en plena Segunda Guerra Mundial. Venezuela – cabe recordarlo – era entonces el mayor exportador de petróleo en el mundo.

Segundo, se trata de la *nacionalización de la industria petrolera* que fue frustrada en su primer intento, no obstante las circunstancias, también extraordinariamente favorables de los años setenta, de aquellos años de la “Revolución de la OPEP”. En 1943, el país era gobernado por el General Medina Angarita, un hombre de indudable vocación venezolanista; en cambio, en 1976

el país era gobernado por Carlos Andrés Pérez, un hombre carente de una visión nacional, al igual que todo el liderazgo político envejecido de Acción Democrática.

Tercero, se trata de la distribución popular de la renta petrolera. Al envejecido liderazgo de Acción Democrática se había olvidado que, en su juventud, ésta había estado en el centro de su proyecto político, económico y social. Flaqueaba, ya en sus primeros años de gobierno, de 1945 a 1948, aunque sólo la abandonó definitivamente al volver a gobernar después de 1958. Luego, en pleno auge petrolero de los años setenta, la distribución de la renta petrolera se hizo cada vez más antipopular. Ello no era muy visible al principio, pues mientras duraba el auge, todavía crecía, por ejemplo, el salario mínimo en términos absolutos. Pero a partir de 1983, con la caída del ingreso petrolero y, sobre todo, con la crisis cambiaria y la deuda externa, el empobrecimiento popular se hizo cada vez más evidente y dramático.

La política de *Plena Soberanía Petrolera* del Presidente Chávez, en cambio, está concebida en función del bienestar del pueblo venezolano. No sólo se trata de reconstruir el régimen fiscal y recuperar niveles razonables en la recaudación de la renta petrolera; también se trata de su distribución popular. De igual modo, luego de la derrota del sabotaje petrolero y de liberarse definitivamente a la empresa petrolera nacional del control meritocrático, la verdadera nacionalización de la industria petrolera se puso en plena marcha. La nueva PDVSA es una compañía estrictamente operadora al servicio de la política petrolera nacional definida por los entes correspondientes: El gobierno nacional y, más específicamente, el Ministerio de Energía y Petróleo. Como operadora, además, ya no vive de espaldas al país, ni se limita a producir petróleo al igual como cualquier compañía privada sino que, de cara con el país, sirve de vehículo para llevar a cabo los más variados programas de desarrollo económico y social.

Es en este contexto que se ubica el presente Informe sobre los Convenios Operativos, dirigido a la Asamblea Nacional, por medio de la ‘Comisión Especial para Investigar las Irregularidades detectadas por el Ministerio de Energía y Petróleo, cometidas en la Formulación y Celebración de los Convenios Operativos, de las Asociaciones Estratégicas y de los Negocios de Internacionalización’. Este Informe es el segundo en una serie de tres. El primero es el Informe sobre la Internacionalización, y el último será el Informe sobre los Convenios de Asociación.

1 LOS CONVENIOS OPERATIVOS: 1992 – 2005

En el Artículo 1º de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de Hidrocarburos (LOREICH), popularmente conocida como la “Ley de Nacionalización”, aprobada por el Congreso de la República en 1975, se establece en su primera parte que:

“Se reserva al Estado, por razones de conveniencia nacional, todo lo relativo a la exploración del territorio nacional en busca de petróleo, asfalto y demás hidrocarburos; a la explotación de yacimientos de los mismos; a la manufactura o refinación, transporte por vías especiales y almacenamiento; al comercio interior y exterior de las sustancias explotadas y refinadas, y a las obras que su manejo requiera, en los términos señalados por esta ley.”

En el Artículo 5º de la Ley, se estableció la posibilidad de que la empresa petrolera estatal celebrara convenios operativos con el sector privado, cuyo alcance era muy limitado:

“El Estado ejercerá las actividades señaladas en el Artículo 1° de la presente Ley directamente por el Ejecutivo Nacional o por entes de su propiedad, pudiendo celebrar los convenios operativos necesarios para la mejor realización de sus funciones, sin que en ningún caso estas gestiones afecten la esencia misma de las actividades atribuidas.”

Sin embargo, la Meritocracia se valdría de estas últimas líneas, tan claras como inermes e inocuas, para iniciar, en 1992, su política de privatización. En tres rondas de licitación (1992, 1993 y 1997) y mediante una adjudicación directa (1995), procedió a la cesión – el *outsourcing* – de la actividad reservada, por medio de una figura jurídica que se llamó arbitrariamente *Convenios Operativos*.

2 LA ILEGALIDAD DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS: ASPECTO CUALITATIVO

La ilegalidad de los supuestos Convenios Operativos se desprende precisamente de su carácter de cesión. Para convencerse de ello, basta recorrer el área de cualquiera de los 32 convenios existentes y firmados con el sector privado entre 1993 y 1997. Brilla allí, por su ausencia, Petróleos de Venezuela, mientras que las empresas privadas exploran y producen.

Para justificar en su momento ante la Comisión Permanente de Energía y Minas del Congreso Nacional la legalidad de esa política, los abogados de PDVSA, propios y contratados, alegaron básicamente dos argumentos. Uno, que el petróleo producido en ningún momento dejaría de pertenecer a la Nación. Al respecto, es importante acotar que la Ley de Nacionalización en su Artículo 1° y hasta en su propio nombre oficial – Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de Hidrocarburos – no se refería a la *propiedad* del petróleo sino a la *actividad* productiva. Obviamente, la propiedad, en cuanto a la actividad, no es esencial: Un panadero sigue siendo panadero aunque el pan que produzca no le pertenezca. Por otra parte, en cuanto a la actividad los abogados de PDVSA alegaban que ésta sería supervisada y controlada por PDVSA. De nuevo, lo mismo se aplica al panadero que no es dueño de la panadería en la cual presta sus ‘servicios’ bajo la supervisión del dueño de la panadería: Sigue siendo panadero.

En realidad, la propiedad estatal del petróleo en cuanto a su esencia de recurso natural, así como la supervisión por parte del Ministerio de Energía y Petróleo de las actividades productivas correspondientes, eran las características del régimen concesionario al cual se había puesto fin, precisamente, con la nacionalización.

Con la nacionalización, además de conservarse, desde luego, la propiedad del recurso natural y la supervisión de las actividades productivas por parte del Estado, éste se reservó también las actividades productivas relacionadas con el mencionado recurso. Sólo podrían ejercerse, por parte del sector privado, en asociación con la empresa del Estado y previa aprobación del Congreso de la República, tal y como se estableció inequívocamente en la segunda parte del Artículo 5°:

“En casos especiales y cuando así convenga al interés público, el Ejecutivo Nacional o los referidos entes podrán, en el ejercicio de cualquiera de las señaladas actividades, celebrar convenios de asociación con entes privados, con una participación tal que garantice el control por parte del Estado y con una duración determinada. Para la celebración de tales convenios se requerirá la previa autorización de las Cámaras en sesión conjunta, dentro de las condiciones

que fijen, una vez que hayan sido debidamente informadas por el Ejecutivo Nacional de todas las circunstancias pertinentes.”

Pero la Meritocracia se impuso, y la desnacionalización se inició con los Convenios Operativos.

3 LA ILEGALIDAD DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS: ASPECTO CUANTITATIVO

La Exposición de Motivos de la Ley de Nacionalización, al referirse a los convenios operativos previstos en el Artículo 5º, precisó que:

“...debe quedar muy claro que en ningún caso estas gestiones deberán afectar la esencia misma de las actividades atribuidas. No se excluye así, la celebración de convenios o contratos con empresas privadas para la ejecución de determinadas obras o servicios por los cuales estas últimas recibirían el pago en dinero o en especie, sin que en este último caso se pueda comprometer un porcentaje fijo de la producción de un determinado campo o la entrega de una cantidad substancial del petróleo que desdibuje la figura del simple contrato de servicio u operación.”

Obviamente, se trataba aquí de aclarar que los verdaderos convenios operativos, en todo caso, tampoco podrían llegar a tener una importancia económica significativa dentro de las actividades reservadas. De allí que al iniciarse esta política de cesión de la actividad productiva, la Meritocracia le restó importancia al presentarse como un programa de reactivación de yacimientos marginales, abandonados o inactivos. La verdad era otra. Los 32 convenios operativos están produciendo, en la actualidad, unos 500 MBD (Gráfico 1). Además, obsérvese que uno de los convenios operativos – Convenio Boscán – otorgado por adjudicación directa por Maraven a ChevronTexaco en 1995, estaba produciendo en el momento de entregarse, unos 80 mil barriles diarios: Difícilmente podría calificarse como un campo marginal abandonado, inactivo o incluso activo.

Por otra parte, la remuneración por los ‘servicios’ prestados iba a variar directamente con el precio del petróleo producido y, más aún, tal remuneración representó, en el promedio sobre los 32 convenios y durante el período en consideración, el 55% del valor bruto de la producción (Gráficos 2, 3 y 4); y téngase presente que esta remuneración es neta de la regalía que paga PDVSA, y no las contratistas.

De manera tal que los convenios operativos son ilegales, también por su importancia económica. Pues las contratistas reciben una remuneración que representa, como veremos, no sólo en promedio sino en todos los casos, un porcentaje muy significativo del valor bruto de la producción; en lo esencial, su remuneración varía en función de los volúmenes producidos y los precios de mercado. Con ello, sin lugar a dudas, de por sí se ‘desdibuja la figura del simple contrato de servicio u operación’. Por lo demás, la duración de los mismos era de veinte años.

Gráfico 1.

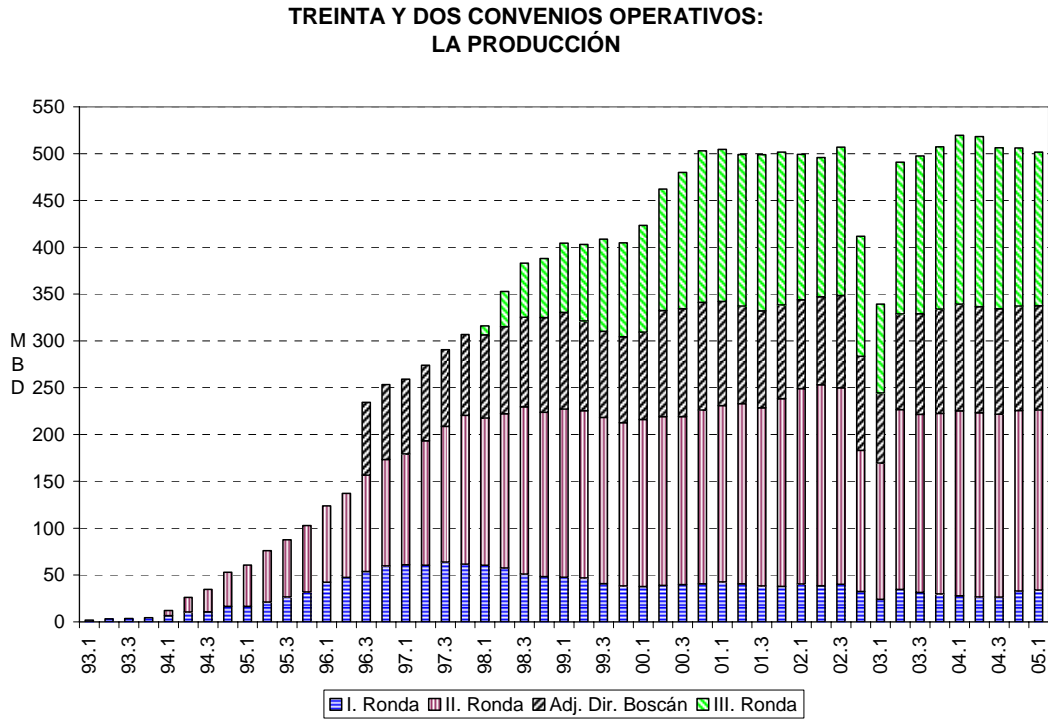


Gráfico 2.

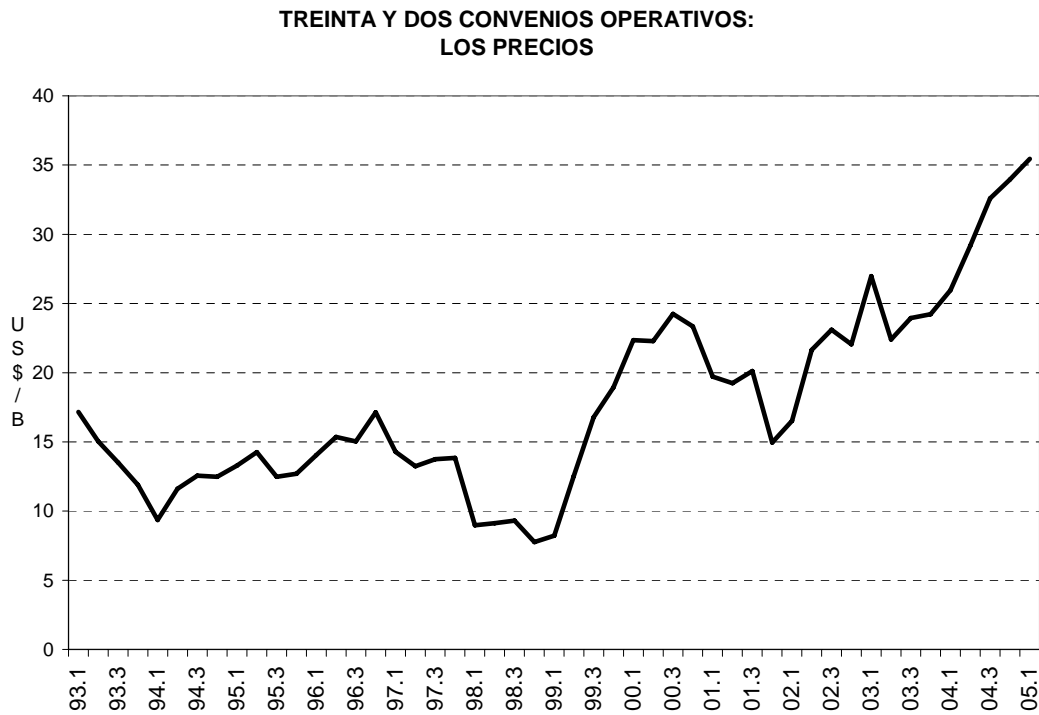


Gráfico 3.

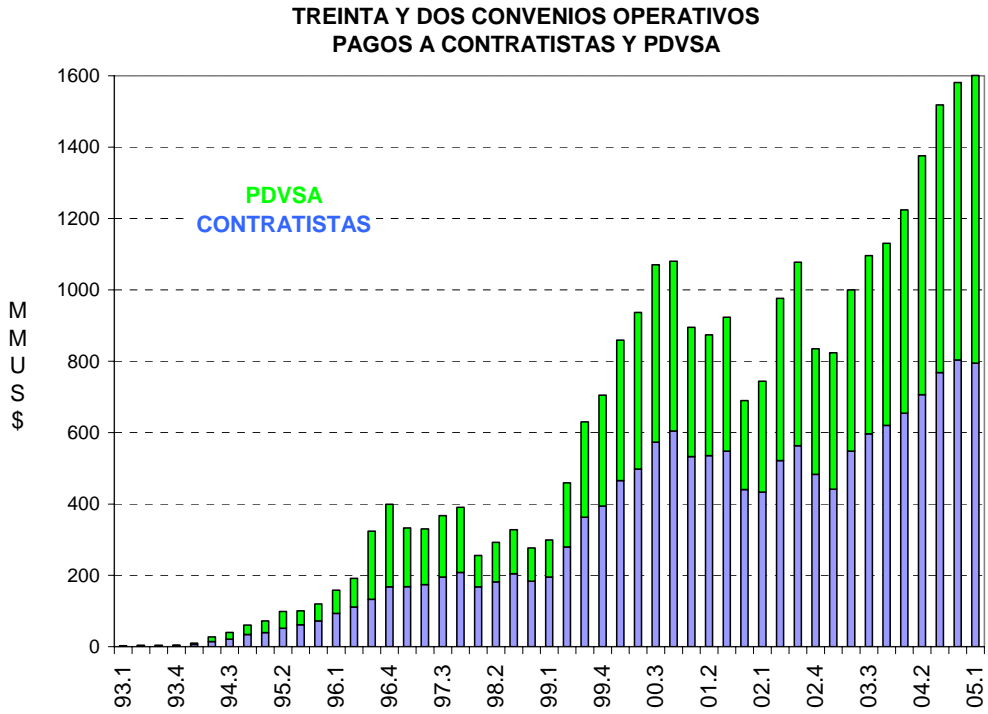
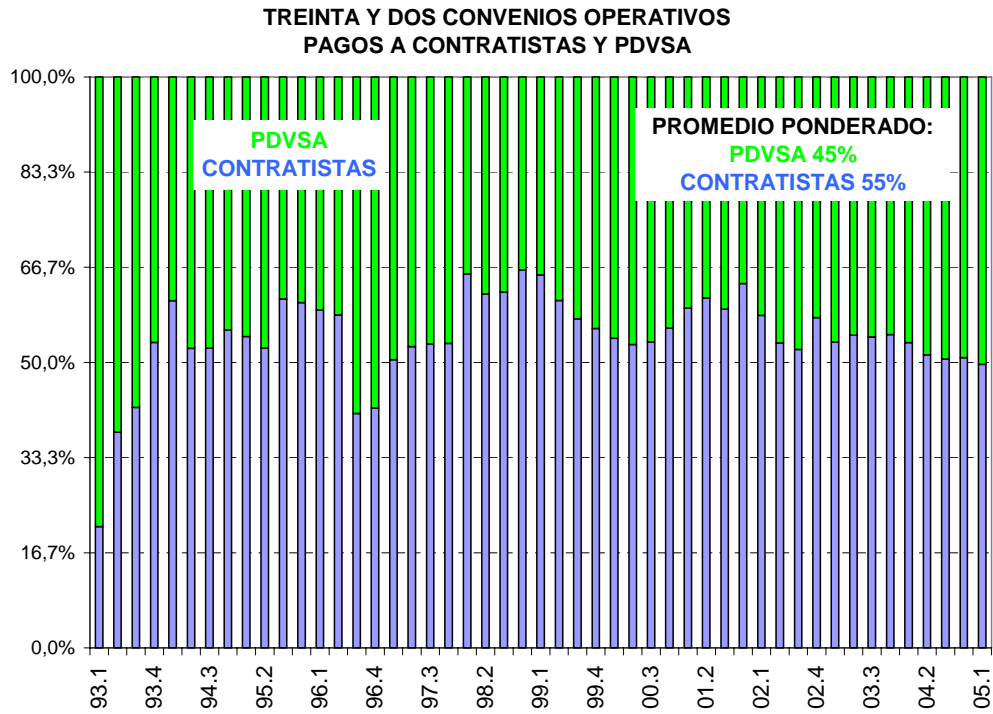


Gráfico 4.



4 LA PRIMERA RONDA

La Primera Ronda abarca tres convenios operativos, los cuales producen unos 30 MBD. Las contratistas se obligaron a cumplir con un programa mínimo de inversión. Se les iba a remunerar fundamentalmente por dos conceptos: Un estipendio operativo (OpFee) que llevaba implícito la ganancia – su nivel inicial se determinó por licitación – y un estipendio de capital (CapFee) para recuperar en el tiempo el capital invertido. Pero la suma de los dos se sujetó a un estipendio máximo total (MTF: *Maximum Total Fee*), de manera que en ciertas circunstancias la recuperación del capital podría postergarse en el tiempo y, entonces, se pagaría en lo sucesivo y mientras que fuera pertinente, los intereses correspondientes.

Esta estructura, a primera vista compleja, estaba concebida para simular la existencia de un convenio operativo. En realidad, a la larga lo único importante era el MTF, pues las contratistas iban a invertir en función del mismo, lo que por lo demás, era perfectamente previsible. El MTF, a su vez, estaba indexado de acuerdo con una cesta de crudos y productos que representaría, supuestamente, el valor del crudo producido. En consecuencia, a la larga las contratistas iban a cobrar, simple y llanamente, un porcentaje del precio correspondiente. Así, el Convenio Operativo Guárico Oriental (Teikoku) iba a cobrar el 70% del supuesto valor de la producción, y Monagas Sur (Harvest-Vinccler) y Pedernales (Perenco) iban a cobrar el 54%.

Sin embargo, la cesta es la misma en los tres contratos y se concibió en función de un crudo liviano. Pero, de hecho, solamente el Convenio Guárico Oriental (contrato otorgado por Corpoven, el cual fue el primero en activarse) produce crudo liviano, mientras que los otros dos (ambos otorgados por Lagoven) producen crudo pesado, de un valor de mercado mucho menor. En consecuencia, las remuneraciones en estos dos casos no representaron, en realidad, el 54% del verdadero valor de mercado, sino porcentajes mucho mayores, al extremo que, en cuatro oportunidades, en el Convenio Monagas Sur las remuneraciones a la contratista superaron el 100% del valor de los hidrocarburos producidos; lo mismo ocurrió en dos oportunidades en el caso del Convenio Pedernales. En definitiva, las remuneraciones a las tres contratistas promediaron 77% del valor de la producción (Gráficos 5 y 6).

Pero téngase presente que desde el 1° de enero de 2005, mediante un Instructivo fechado el 12 de abril de 2005, el Ministerio de Energía y Petróleo impuso como límite a los pagos en cada uno de los Convenios Operativos, el 66 2/3% de su valor de mercado. De manera que PDVSA ya no sufrirá pérdidas en ningún caso, además de disponer del margen necesario para pagar la regalía a la tasa vigente de 30% y para cubrir los gastos administrativos de los convenios, estimados prudentemente en un 3 1/3%.

4.1 Arbitraje Nacional

A lo largo de la historia petrolera venezolana, en la legislación que rige la materia siempre se estableció que cualquier disputa se resolvería ante las cortes nacionales, trátese del Estado mismo o de la Corporación Venezolana de Petróleo. PDVSA, sin embargo, aceptó que los Convenios Operativos de la Primera Ronda resolvieran cualquier disputa mediante arbitraje conforme a las reglas del Código de Procedimiento Civil venezolano, el cual tendría lugar en Caracas.

Gráfico 5.

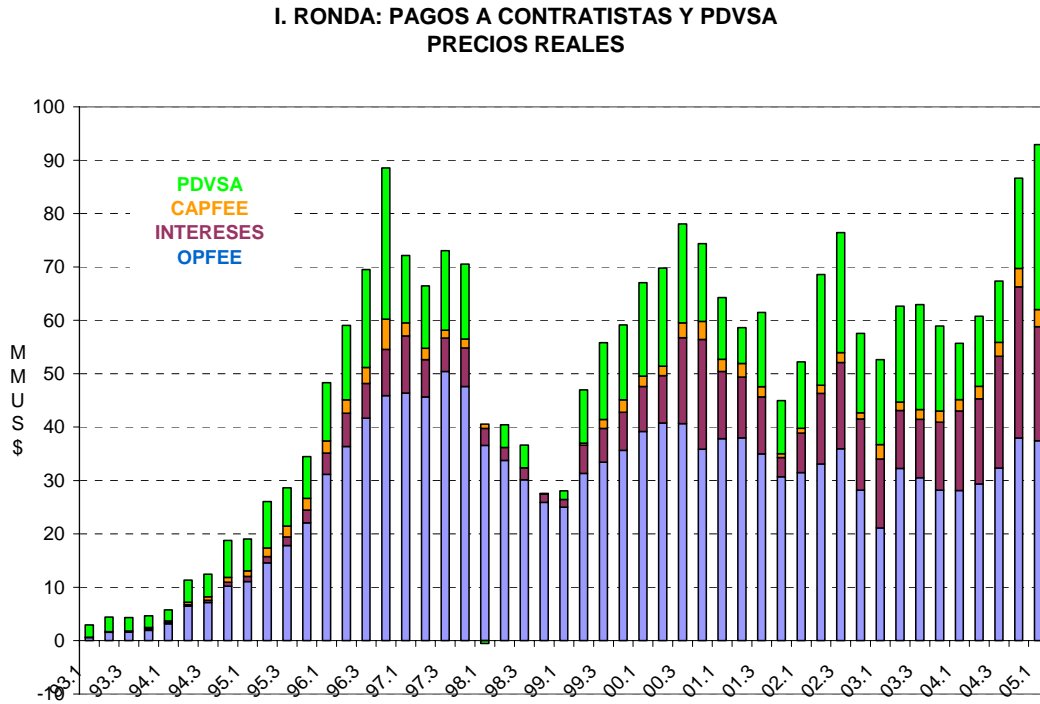
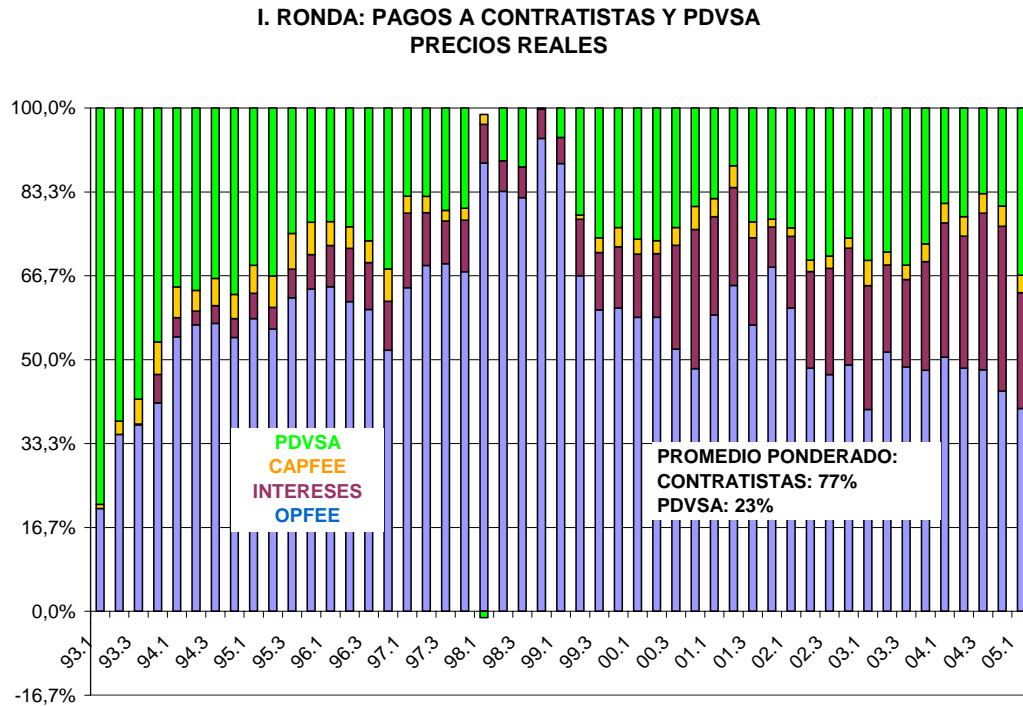


Gráfico 6.



5 LA SEGUNDA RONDA

La Segunda Ronda se conforma de once convenios operativos, los cuales producen actualmente unos 200 MBD. La remuneración a las contratistas promedió 59% (Gráficos 7 y 8). Los precios contractuales, en este caso, se determinan por tres fórmulas distintas, para crudo liviano, mediano y pesado, respectivamente.

Al igual que en la Primera Ronda, las contratistas se obligaron a cumplir con un programa mínimo de inversión, y el parámetro de licitación fue el OpFee. Pero, adicionalmente, en la Segunda Ronda varios de los convenios establecen uno o dos ‘incentivos’, porcentajes fijos del valor del barril, que se empiezan a pagar al alcanzar la producción acumulada un determinado nivel. ¡Se trata de una verdadera innovación! Tradicionalmente, por más de 145 años de producción petrolera, en el mundo entero se ha podido observar la práctica de que en los contratos petroleros, se estipulaba el pago de bonos al alcanzar la producción acumulada ciertos niveles. Estos bonos, invariablemente, los pagaba el productor al dueño del recurso natural, puesto que la producción acumulada confirmaba la excepcional riqueza de sus yacimientos. La Meritocracia, en cambio, argüía al revés: La producción acumulada reflejaría la excepcional destreza de la contratista la que, en consecuencia, bien merecía una recompensa especial.

Peor aún, estos incentivos no están limitados siquiera por el estipendio máximo total (MTF), con consecuencias a veces sorprendentes. En particular, hay dos convenios que merecen ser destacados: El Convenio Oritupano Leona (Petrobras; originalmente Pérez Companc) y el Convenio Urdaneta Oeste (Shell). Ambos son de importancia excepcional, pues producen alrededor de 50 MBD cada uno.

En el Convenio Oritupano Leona el estipendio máximo total (MTF) se fijó inicialmente en 10,00 US\$/B, pero resulta que el precio en el trimestre base era tan sólo 6,80 US\$/B. De manera que, en este caso, el MTF representa el 137% ($=10,00/6,80$) del valor del barril producido. Y, en efecto, durante un año y medio, desde el primer trimestre de 1998 al segundo trimestre de 1999 – un período de precios bajos – PDVSA llegó a pagar a la contratista por sus ‘servicios’ el 117% del valor del crudo. Más aún, PDVSA acordó con la contratista un incentivo de 2,80 US\$/B igualmente indexado y, en consecuencia, equivalente al 38% ($2,80/6,80$) del precio. Este incentivo se activó durante el primer trimestre de 2005 al alcanzar la producción acumulada 155 MMB. De manera que la remuneración total, para el primer trimestre de este año, se hubiera incrementado al 86% del valor de los hidrocarburos producidos, si no fuera por la limitación de 66 2/3% impuesta por el Ministerio de Energía y Petróleo. De hecho, tal como estaba concebido este convenio, la remuneración a la contratista, en un escenario de precios bajos, hubiera podido llegar al 175% del valor de la producción.

En el Convenio Operativo Urdaneta Oeste el problema consiste en la interpretación del contrato por parte de la Contratista, PDVSA y el MEP. La Contratista sostiene una interpretación según la cual el MTF, inicialmente de 7,00 US\$/B, se ajusta sobre la base del primer trimestre de 1994 cuando el precio era de 10,30 US\$/B; en cambio, PDVSA y el MEP sostienen, de acuerdo con el contrato, el trimestre base es el último de 1992 cuando el precio era 14,79 US\$/B. En consecuencia, la Contratista ha venido facturando, y PDVSA ha venido pagando, hasta el 68% ($= 7/10,3$) del valor bruto de la producción; y es este porcentaje que la contratista cobró, efectivamente, durante 25 trimestres (desde 1996 y hasta el primer trimestre de 2001). En cambio, de acuerdo con la posición actual de PDVSA y el MEP, sólo hubiera debido aceptarse hasta un 47,3% ($= 7/14,79$), porcentaje éste que la contratista ha superado siempre. Más, en el segundo trimestre de

2002, al llegar la producción acumulada a 90 MMB, se activó un primer incentivo de 2,00 US\$/B el cual, según la contratista, también estaría indexado de manera de representar, adicionalmente, otro 19,4% (= 2/10,3). Luego, en el tercer trimestre de 2003 se activó un segundo incentivo al llegar la producción acumulada a 110 MMB, de 3,25 US\$/B, el cual, siempre según la contratista, estaría indexado de la misma manera y representaría entonces, adicionalmente, otro 31,6% (= 3,25/10,3). De manera que según la interpretación de la contratista, ésta puede llegar a cobrar hasta 118,9% (= 68% + 19,4% + 31,6%) del valor bruto de la producción, posibilidad ésta que se haría realidad en un escenario de precios bajos. PDVSA y el MEP, sin embargo, difieren de la interpretación de la contratista, también en cuanto a los incentivos. Sostienen, primero, que no suman – es decir, el segundo incentivo no viene a sumarse al primero sino que lo sustituye – y, segundo, con respecto a su indexación; ésta se basaría en el trimestre de su activación, cuando los precios ya eran más altos. En la práctica, el segundo incentivo sólo representaría entonces 13,6% del precio y, en consecuencia, la contratista sólo podría facturar, desde el tercer trimestre de 2003, hasta un máximo de 60,9% (= 47,3% + 13,6%) del valor bruto de la producción. Es así que, en resumen, la contratista sostiene que tiene un reclamo en contra de PDVSA, para el 31 de diciembre de 2004, de unos 310 MMUS\$; en cambio, PDVSA y el MEP sostienen que, al revés y para la misma fecha, la contratista le debe a PDVSA unos 150 MMUS\$ por haber sido pagado en exceso en el pasado.

Gráfico 7.

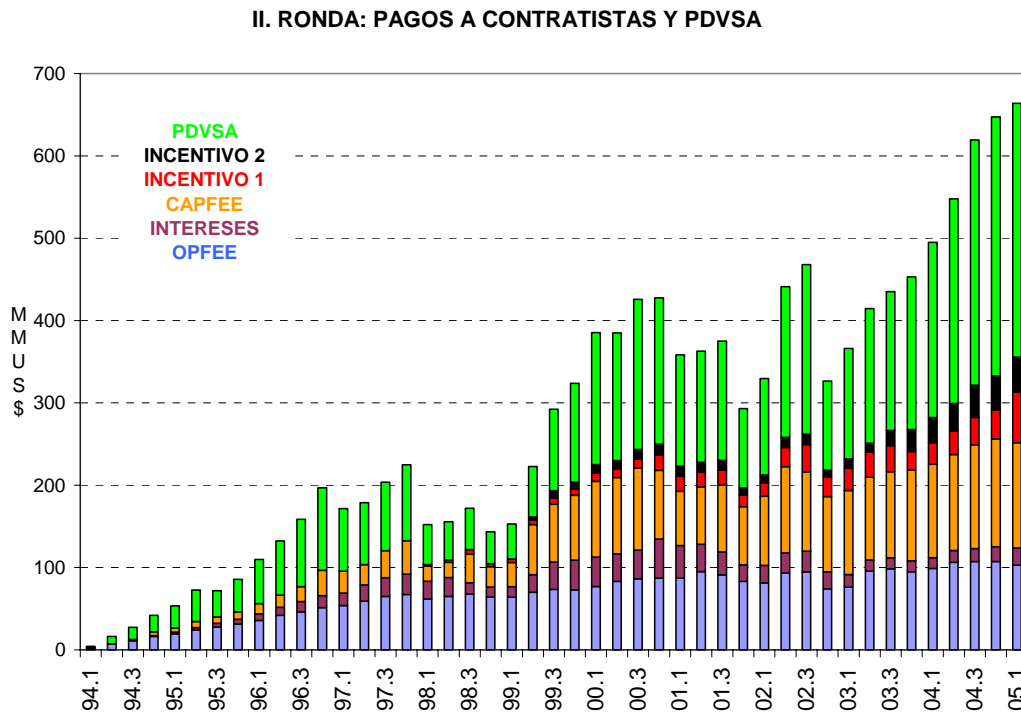
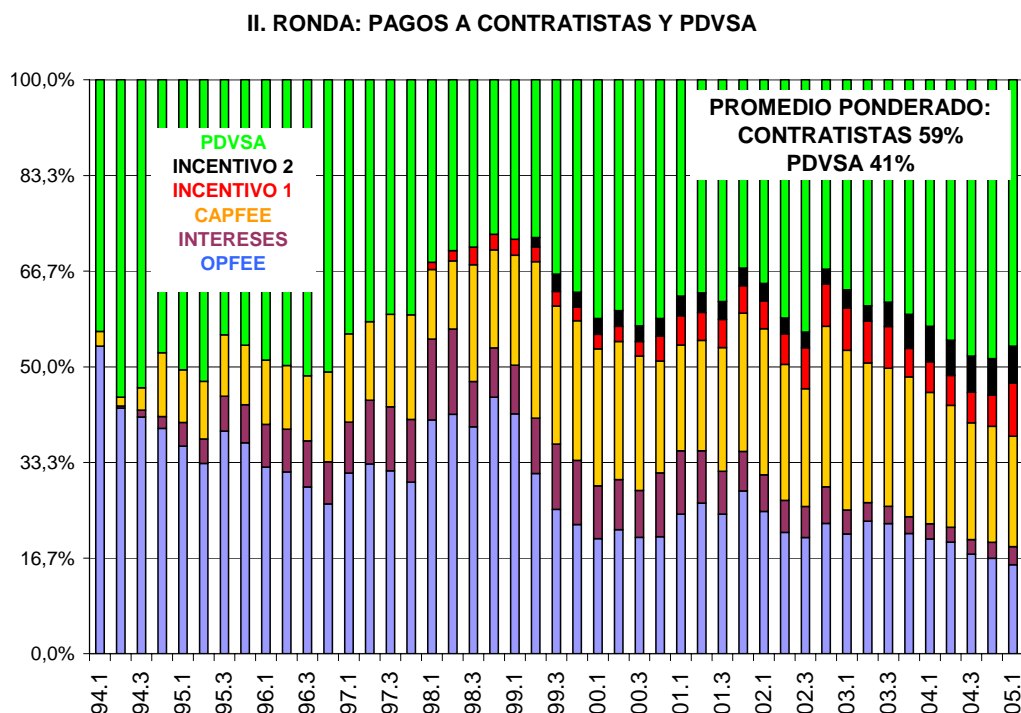


Gráfico 8.



5.1 Arbitraje Nacional, Reglas Internacionales

En los Convenios Operativos de la Segunda Ronda PDVSA aceptó que se resolviera cualquier disputa mediante arbitraje que tendría lugar, todavía, en Caracas, pero ahora conforme a las reglas de la Cámara de Comercio Internacional.

6 UNA ADJUDICACIÓN DIRECTA: CONVENIO BOSCÁN

Este convenio operativo se destaca, en primer lugar y como ya se señaló, por el hecho de que en el momento de firmarse en 1995 estaba produciendo unos 80 MBD, de manera que el Convenio Boscán difícilmente podía presentarse como un campo marginal. La *Apertura Petrolera* estaba avanzando a pasos acelerados y sus promotores ya no sentían la necesidad de aparentar. En la actualidad produce unos 110 MBD, lo que lo convierte, con creces, en el convenio operativo más importante de todos. En segundo lugar, este convenio se entregó por adjudicación directa, sin pago alguno de un bono o algo por el estilo a favor de la República. La contratista sólo se comprometió con un programa mínimo de inversión de 246,5 MMUS\$, de tres años de duración.

En tercer lugar, tiene una estructura contractual diferente, y muy peculiar. El estipendio operativo sólo refleja los costos reales. Junto con los intereses y el estipendio de capital, el estipendio máximo total quedó en 57,3% del precio de la cesta contractual. En cambio se fijó ahora, por separado, un ‘incentivo’ – es decir, una ganancia – por barril de 0,35 US\$ para el primer año de operaciones; de 0,50 US\$ para el segundo; de 0,75 US\$ para el tercero; y finalmente de 1,32 US\$ *indexado* para el resto del tiempo de vigencia del contrato. El resultado práctico es, sencillamente, que la ganancia siempre representa desde entonces un 16,5% de la cesta contractual.

Junto con el estipendio máximo total, ésta podría sumar, en un escenario de precios bajos, hasta el 74,8% del valor del crudo producido.

No obstante, en la práctica la contratista sólo ha recibido, en el promedio, un estipendio total que representa el 33% del precio (Gráfico 9 y 10). En retrospectiva, es éste el convenio menos pre-juicioso para PDVSA y, por ende, para la Nación. Pero las cosas lucen muy diferentes para el futuro, pues es éste el único convenio operativo en el cual se prevé que la contratista – pero recuérdese que el MEP sostiene que éste, como todos los demás convenios operativos son ilegales – recupere, durante los últimos diez años de la duración del convenio, el 100% del capital invertido, independientemente del MTF y, por supuesto, del ‘incentivo’. Así, inevitablemente, los últimos años del convenio PDVSA reflejaría pérdidas muy significativas. En definitiva, en este convenio, por voluntad de la Meritocracia, estaba previsto que PDVSA asumiera absolutamente todos los riesgos, y la contratista absolutamente ninguno. Este contrato no puede calificarse sino de leonino.

6.1 Arbitraje Nacional, Reglas Internacionales

Este Convenio Operativo, en cuanto al arbitraje, siguió las pautas establecidas por la Segunda Ronda.

Gráfico 9.

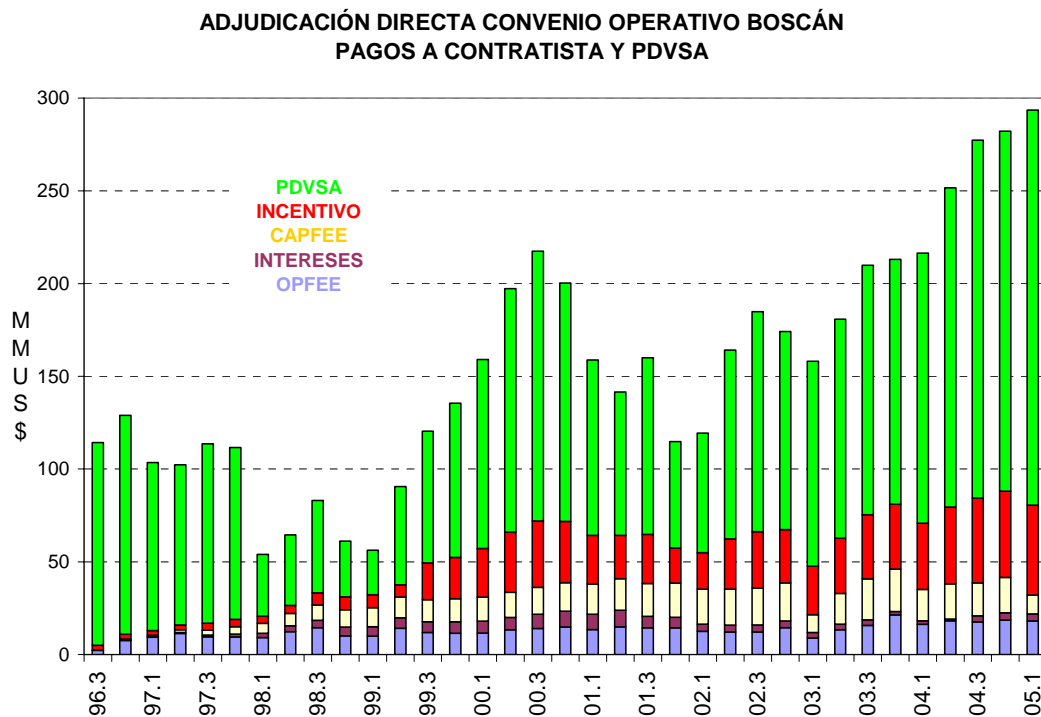
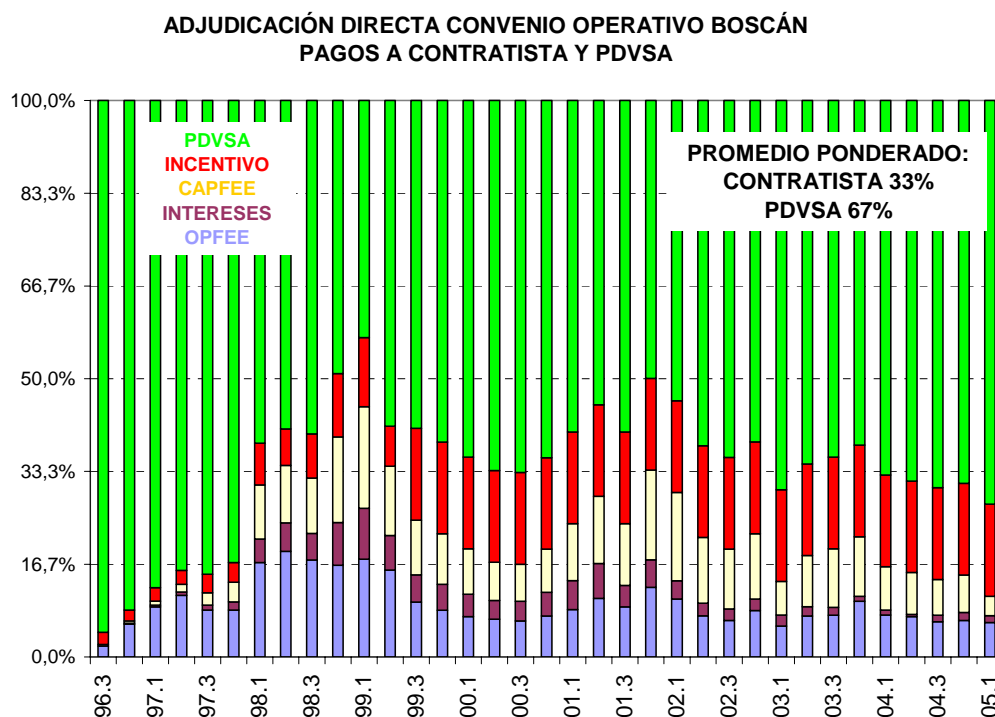


Gráfico 10.



7 LA TERCERA RONDA

Los 17 Convenios Operativos que conforman la Tercera Ronda producen unos 170 MBD. Se trataba ahora de campos ‘marginales’ activos produciendo, en total, unos 50 MBD al momento de entregarse. En principio, también iban a durar veinte años. Sin embargo, se les entregó, además, áreas nuevas para fines de su exploración, por un período hasta de siete años y luego, en caso de éxito, las contratistas podrían conservarlas por otros veinte años más.

La estructura de remuneración se revisó radicalmente. Se pagaría un *estipendio base* que reflejaría simplemente los costos operativos reales de la producción base. Ésta estaba definida por la producción previamente existente, la cual se iba a reducir en el tiempo, de acuerdo a cierto porcentaje representando el agotamiento natural de los pozos, en el supuesto que no hubiera inversión nueva alguna. Además, se pagaría un *estipendio incremental* por la producción por encima de la producción base, resultado de nuevas inversiones efectuadas por las contratistas. Éste tiene dos componentes: Uno, los costos reales incurridos y, dos, un porcentaje de la producción incremental relacionado con la rentabilidad de la inversión. Sin embargo – hecho notable que se explicará más adelante – antes de calcularse este porcentaje, a la producción incremental se le resta la regalía a la tasa establecida por la legislación vigente (además de un muy pequeño porcentaje por concepto de costos administrativos de PDVSA).

El resultado era entonces simplemente el siguiente: La contratista se le remuneraba, como mínimo, con el valor del 30% de la producción incremental y, como máximo, con el valor del 83,33% de esta producción. El porcentaje variaría en función de la rentabilidad de la inversión. Empero, con el incremento de la tasa aplicable de la regalía con la nueva Ley Orgánica de

Hidrocarburos, de 16,67% al 30%, el porcentaje en cuestión sólo variaría, desde entonces, entre 30% y 70%; el impacto real puede observarse en las Gráficas 11 y 12. En la práctica, el promedio histórico ha sido 55%, a favor de las contratistas (porcentaje éste que incluye la producción base, cada día menos importante).

Pero todavía falta por incluir en el análisis una variable de gran importancia: El parámetro de licitación. Éste fue el así llamado ‘Factor de Valorización’ (FDV), una especie de bono (puesto que a las contratistas se les entregó unas instalaciones con una producción base, es decir, un activo valioso). El FDV sumó 2,2 MMMUS\$: ¡Esta suma representa nada menos que el 26% de los ingresos brutos de los 17 convenios en el período bajo consideración! El FDV, por lo demás, en los contratos no se toma en cuenta a la hora de calcular la rentabilidad del inversionista por parte de PDVSA. Así la situación, en realidad y sin hacer ajuste alguno por concepto de intereses, de los ingresos brutos a PDVSA le correspondió el 71%, y a las contratistas el 29%.

En consecuencia, en retrospectiva, los convenios de la Tercera Ronda fueron mucho menos dañinos para PDVSA que el convenio operativo Boscán, pues en este último caso se entregó gratis, por adjudicación directa, un activo de gran valor. Las expectativas también son más favorables. Obviamente, la dinámica llevará a las contratistas a una estrategia de inversión y producción que tiende a incrementar su remuneración hasta el límite contractualmente establecido, el cual toma en cuenta la regalía. En cambio, en el caso Boscán, PDVSA, inevitablemente, habría sufrido pérdidas sustanciales durante los últimos años del convenio, si no hubiera sido por el Instructivo del Ministerio de Energía y Petróleo que limitó los pagos al 66 2/3%.

Gráfico 11.

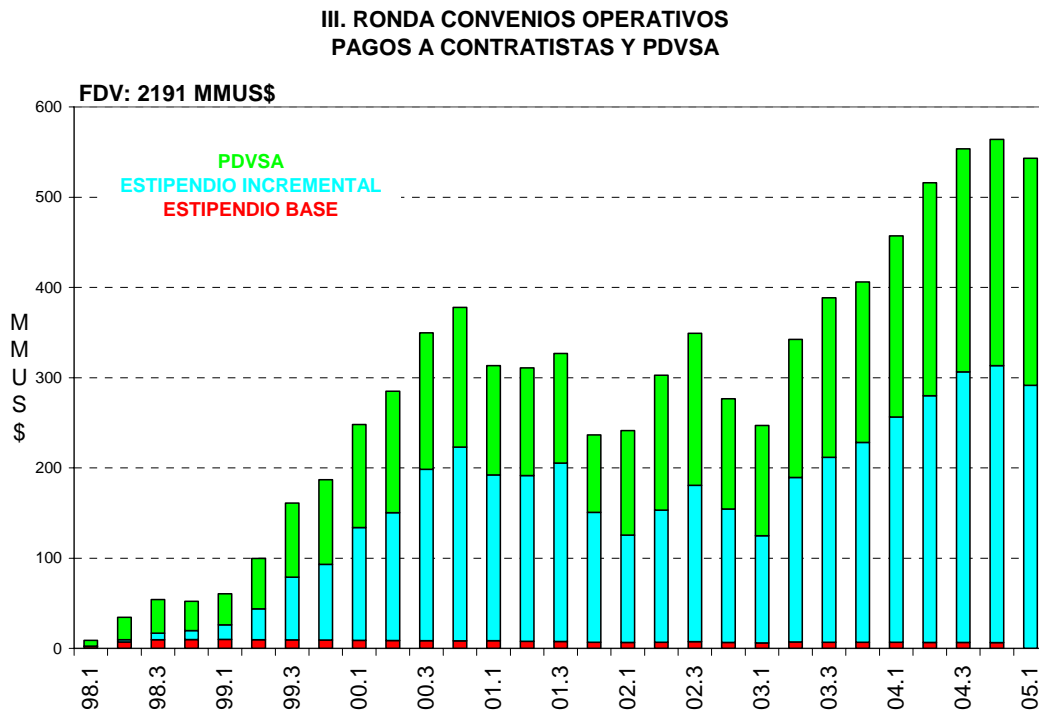
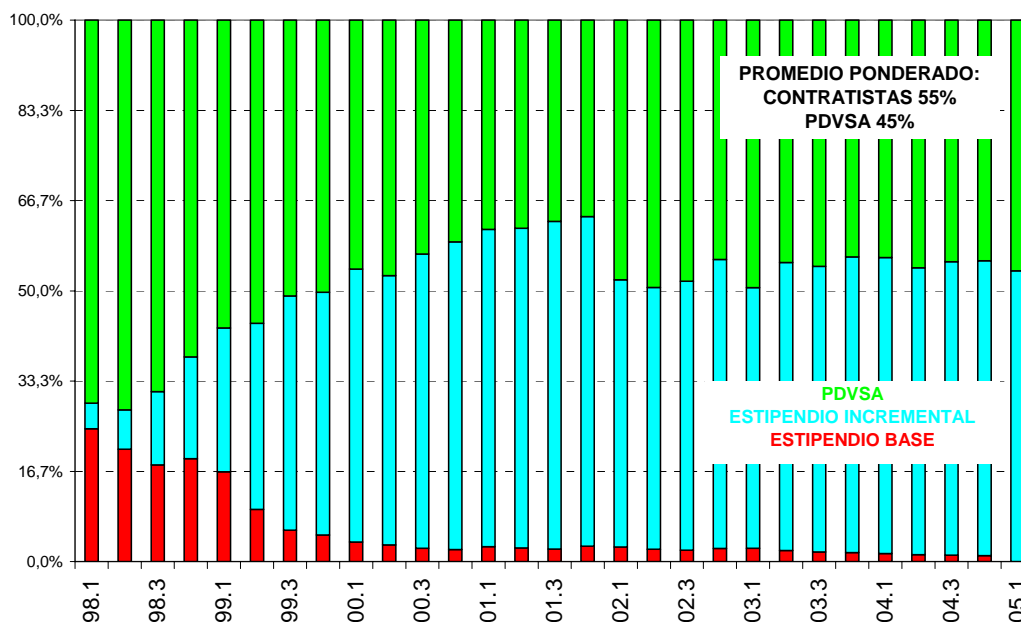


Gráfico 12.

III. RONDA CONVENIOS OPERATIVOS PAGOS A CONTRATISTAS Y PDVSA



7.1 Arbitraje Internacional

En los Convenios Operativos de la Tercera Ronda PDVSA aceptó que se resolviera cualquier disputa mediante arbitraje que tendría lugar, ahora sí, en Nueva York, conforme a las reglas de la Cámara de Comercio Internacional. PDVSA también aceptó ahora, explícitamente, renunciar para siempre, a sus privilegios como compañía del Estado. Además, aceptó que ya no tendría la última palabra en cuanto a los programas de exploración y explotación que pudieran presentar las contratistas. En caso de diferencias, se recurriría a un experto 'independiente'. – Los Convenios Operativos, ilegales desde el principio, de la Primera a la Tercera Ronda, pasando por una adjudicación directa, se hicieron cada vez más ilegales.

8 EL REGIMEN FISCAL

Hasta ahora sólo se ha considerado el reparto del producto entre PDVSA y las contratistas. Falta por considerar el impacto de los convenios operativos sobre el ingreso fiscal, a través de la regalía y el impuesto sobre la renta.

8.1 La Regalía

Formalmente, en los Convenios Operativos la regalía la pagaba PDVSA. Sin embargo, cuando a PDVSA le quedaba un margen menor a la tasa de regalía usual establecida por la Ley correspondiente, obviamente se trataba solamente de un pago formal, pues este hecho afectaba directa y negativamente, tanto al impuesto sobre la renta como a las ganancias de la empresa del Estado.

Ello ocurrió, como ya se señaló, en la Primera Ronda, donde en dos de los tres Convenios Operativos que la conforman, PDVSA llegó ocasionalmente hasta el extremo de incurrir en pérdidas, incluso antes de pagar la regalía. Por cierto, en cuanto a la Primera Ronda, PDVSA y el entonces Ministerio de Energía y Minas acordaron en la trastienda, una tasa de regalía de uno por ciento con el argumento de tratarse de campos abandonados o inactivos. Típicamente, se estableció así el precedente de que la ganancia tendría prioridad sobre la regalía. Ello, posiblemente, puede ser un punto de vista válido en un país consumidor, pero no en un país exportador. Para éste, cada barril tiene que generar no sólo una ganancia para el inversionista, sino también una justa remuneración para el dueño del recurso natural. Si no puede cumplirse con los dos criterios a la vez, lo conveniente es que el barril se guarde – gratuitamente, por cierto – bajo tierra. Al fin y al cabo, se trata de un recurso natural agotable y, más aún, no renovable.

Luego, en la Segunda Ronda, por tratarse de campos inactivos mas no abandonados, sí se mantuvo la tasa de regalía usual de entonces, de un 16 2/3%. Sin embargo, en seis de los once Convenios Operativos de esta ronda se incorporaron incentivos los cuales se iban a activar al alcanzar la producción acumulada ciertos niveles. Se incorporó así, un mecanismo que iba a conspirar en el tiempo, en contra de la tasa de regalía existente. En efecto, PDVSA ya estaba preparando, desde 1996, un nuevo arreglo a trastienda con el entonces Ministerio de Energía y Minas para reducir generalmente la tasa usual de regalía a cinco por ciento (la cual, desde luego, seguiría siendo flexible hacia abajo). Ello explica, por lo demás, el hecho realmente curioso de que en la Tercera Ronda, la regalía se deduce a la tasa legal vigente – y no a una tasa contractualmente acordada – de los estipendios por pagar: La expectativa de entonces era que la tasa legal iba a *bajar*.

Con el gobierno del Presidente Chávez se inició el movimiento contrario que consiste en el rescate de la regalía, el rescate de esta renta minera emblemática. Primero, con la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de 2000, se aumentó la tasa de regalía usual de la Ley de Hidrocarburos de 1943, de 16 2/3%, a 20% como mínimo, sin flexibilidad hacia abajo. (En posteriores rondas de licitación de licencias de gas no asociado, se utilizó a la regalía como parámetros de licitación y las tasas ofertadas han llegado hasta 32,5%). En 2001, en la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos Líquidos se mantiene ese mínimo de 20%, pero la tasa usual se elevó a 30%. Esta tasa se aplicó, a partir de 2002, a PDVSA y, por ende, a los Convenios Operativos de la Tercera Ronda. Pero no afectó a las dos primeras rondas. PDVSA ha sufrido o estaba sufriendo pérdidas, por lo menos circunstancialmente, en ocho de los catorce contratos que las conforman. De allí la decisión del Ejecutivo Nacional de limitar, en todos los casos, los pagos al 2/3 del valor de los hidrocarburos producidos. No es admisible que lo que constituye, supuestamente, simples convenios de servicios operativos, lleguen al extremo de causar pérdidas a PDVSA. En este caso, también jurídicamente, es procedente una revisión unilateral de los contratos, tal como ha sido recientemente ordenado por el Ministerio de Energía y Petróleo. Pues cabe recordar que los convenios operativos son ilegales, no sólo por tratarse de una cesión de la actividad reservada, sino también por la importancia de las remuneraciones que reciben las contratistas, esencialmente en función de los volúmenes y de los precios, con lo que, sin lugar a dudas, de por sí ‘desdibuja la figura del simple contrato de servicio u operación’.

En la práctica, en el primer trimestre de 2005, la ‘Regla de 2/3’ se aplicó a doce de los 32 contratos y se redujeron los pagos a las contratistas en 30 MMUS\$; éstos se hubieran traducidos en pérdidas netas para PDVSA y, por ende, para la Nación.

8.2 *El Impuesto sobre la Renta*

En cuanto al impuesto sobre la renta, el primer hecho a resaltar es que, a la par de que los convenios operativos simulaban ser simples contratos de servicios y no productores de petróleo frente a la Ley de Nacionalización, también pretendieron ser simples contratos de servicios frente a la Ley de Impuesto sobre la Renta. La Meritocracia, también en este aspecto, se impuso. De la misma manera como había venido desmantelando al Ministerio de Energía y Petróleo, también había venido desmantelando las estructuras de control sobre el impuesto sobre la renta. En particular, en 1986, se eliminó la ‘Comisión de Enlace entre el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Energía y Minas’ que venía funcionando desde la época de las concesiones. Luego, al crearse en 1994, la nueva autoridad en la materia, el SENIAT, en sustitución a la Dirección General de Rentas del Ministerio de Hacienda, la Meritocracia impidió activamente que ésta tuviera una Dirección de Petróleo. En consecuencia, los Convenios Operativos se fiscalizaron regionalmente de acuerdo a las sedes legales de las compañías.

Las pérdidas que sufrió el Fisco Nacional fueron entonces dos: Primero, una porción muy importante de las ganancias pasaron de la tasa petrolera a la tasa no petrolera, es decir, de 67,7% (desde 2002: 50%) a 34%. Segundo, más importante aún, por la falta total de control centralizado, muchas contratistas simplemente presentaron año tras año pérdidas fiscales, y evadieron el pago del impuesto sobre la renta por completo, sin que ello llamara la atención a nadie en el SENIAT.

La situación sólo cambió una vez derrotada definitivamente la Meritocracia luego del Sabotaje Petrolero. En junio de 2003, se creó por Decreto Presidencial una ‘Comisión Interministerial para la Supervisión del Régimen Fiscal Petrolero’, presidido por el Ministerio de Energía y Petróleo y con la participación de representantes del Ministerio de Finanzas, el BCV y el SENIAT. Luego, en septiembre de 2004, el SENIAT creó una ‘División de Fiscalización de Minas e Hidrocarburos’. Es ésta División que, al revisar la situación, llegó a la conclusión, obvia por lo demás, que desde el punto de vista de la Ley de Impuesto sobre la Renta, las contratistas eran productoras de petróleo. En efecto, sus ingresos varían esencialmente con los volúmenes y precios, es decir, en función de la producción de petróleo. Por lo tanto, la tasa aplicable no era la tasa no petrolera sino la tasa petrolera, y ésta ya se está aplicando en estos momentos a todos los períodos fiscales todavía abiertos, es decir, de 2001 al presente. En 2001, la tasa petrolera estaba todavía en 67,7%; desde 2002, ésta está en 50%. De por sí se trata de un reclamo fiscal muy cuantioso, sin contar con la posibilidad de multas, igualmente significativas, por evasión sistemática de las obligaciones con el Fisco Nacional. Pero nunca se recuperarán las pérdidas fiscales sufridas desde 1993 a 2000. Corresponde al mismo SENIAT informar a la *Comisión Especial* de los resultados obtenidos en la revisión de cada una de las compañías involucradas en los Convenios Operativos para el período 2001 – 2004, así como estimar las pérdidas que sufrió el Fisco Nacional durante el período 1993 – 2000.

9 PONIENDO FIN A LOS CONVENIOS OPERATIVOS

En síntesis, los Convenios Operativos eran parte de una estrategia antinacional que consistió, por una parte, en privatizar la industria petrolera y, por la otra, en desnacionalizar y globalizar el recurso natural y, por ende, negar al pueblo venezolano como dueño del recurso natural, la remuneración que lo corresponde por concepto de regalía e impuesto sobre la renta. Eran ilegales, por

lo demás, tanto por su característica de representar una cesión de la actividad reservada como por la importancia cuantitativa de los pagos acordados, básicamente en función de los volúmenes y de los precios.

Quizás en este contexto es conveniente citar lo que en un Glosario preparado por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council* y la *American Association of Petroleum Geologists* se define como ‘*pure service contract*’:

“Un contrato puro de servicios es un acuerdo entre un contratista y un gobierno que típicamente cubre un servicio técnico definido que tiene que prestarse por un tiempo determinado o completarse en un plazo específico. La inversión del contratista está típicamente limitada al valor de los equipos, herramientas y personal usados para prestar el servicio. En la mayoría de los casos el reembolso a la empresa de servicios se establece en el contrato, sin que éste tenga vínculos significativos con el desempeño del proyecto o factores de mercado. El pago por servicios está normalmente basado en tarifas diarias o por hora, un monto fijo por entrega llave en mano, u otro monto específico. Los pagos pueden ser efectuados periódicamente o cuando se complete el servicio. Los pagos en algunos casos pueden estar ligados a la operación del campo, la reducción de costos operativos o a otros parámetros relevantes. Los riesgos del contratista en este tipo de contrato están usualmente limitados a sobre-costos no recuperables, pérdidas derivadas del incumplimiento del contrato por el cliente o por el contratista, o disputas contractuales. *Estos acuerdos generalmente no tienen exposición al volumen de la producción ni a su precio de mercado, y en consecuencia usualmente no se reconocen reservas conforme a los mismos.*” (http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,,1104_3306579,00.html)

Esta cita habla por sí sola. Pero cabe señalar otro detalle revelador: Muchas contratistas registraron las reservas que se encuentran en las áreas correspondientes ante la *Securities and Exchange Commission* en los EEUU.

Los Convenios Operativos son, definitivamente, ilegales. El capital privado sólo podía participar en las actividades reservadas, legalmente, en asociación con una empresa del Estado, y previa aprobación del Congreso de la República. En el presente esta participación requiere del cumplimiento de lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, es decir, de que se constituya una empresa mixta, operadora, con participación accionaria mayoritaria de la empresa del Estado, además de mantenerse el requisito de la autorización previa por la Asamblea Nacional.

De allí que el Ministerio de Energía y Petróleo, en el Instructivo ya citado – actuando como siempre con prudencia y moderación – tomó la decisión de conceder un plazo de seis meses a las contratistas para que migren hacia el esquema establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, es decir, que se ajusten así a la Ley. En este sentido, se le propuso a las contratistas firmar Convenios Transitorios por medio de los cuales aceptan tanto la ‘Regla de 2/3’, así como la obligación de migrar. Hasta ahora (15 de agosto de 2005), de las 22 compañías que participan en los convenios operativos, han firmado ocho: Repsol, CNPC, Harvest, Hocol, Vinccler Oil & Gas, Inemaka, Suelopetrol y Open; otras están por firmar. Con estas compañías, ya se iniciaron las conversaciones y negociaciones correspondientes. En cada caso, al concluirse exitosamente las conversaciones y negociaciones correspondientes, el Ejecutivo Nacional se dirigirá a la Asam-

blea Nacional con la documentación completa requerida por la Ley, para solicitar la aprobación del resultado obtenido.

10 PLENA SOBERANÍA PETROLERA

Al concluir el proceso de migración quedará atrás, definitivamente, uno de los capítulos más vergonzosos de la historia petrolera nacional. El Ministerio de Energía y Petróleo procediendo con cautela y criterios de equidad, tiene la esperanza de que, en lo esencial, la migración se producirá sobre la base de un entendimiento con las compañías, tal como ocurrió con la Reforma Petrolera de 1943.

En lo económico, el beneficio inmediato será un aumento en la recaudación fiscal, además de los dividendos. La estructura de las nuevas empresas mixtas, como empresas para un solo propósito, facilitará su fiscalización. En lo jurídico, cumpliendo con la Ley que rige la materia, es la misma empresa mixta la que operará. Es decir, no se permitirá que bajo el manto de la empresa mixta vuelva a surgir algo parecido a los convenios operativos del pasado. Las compañías privadas, por su parte, se beneficiarán de una mayor seguridad jurídica con la aprobación de las empresas mixtas por la Asamblea Nacional, y de la posibilidad de nuevos negocios. Juntos con la nueva PDVSA, es preciso que dejen atrás el pasado.

Todo lo que se les exige a las compañías petroleras extranjeras que quieran seguir operando en Venezuela, es el respeto a los derechos soberanos que asisten a la Nación como dueña del recurso natural, así como el respeto a las leyes que rigen las actividades correspondientes. Especialmente aquellas grandes transnacionales que promovieron activamente la desnacionalización del petróleo venezolano en los años noventa en alianza con la Meritocracia y los partidos gobernantes de entonces, tienen que abstenerse, definitivamente, de seguir actuando como puntas de lanza de las fuerzas más retrógradas que siguen existiendo en algunos de los poderosos países consumidores. Estas fuerzas continúan arraigadas en las prácticas coloniales e imperialistas que fueron derrotadas por la Revolución de la OPEP. A decir verdad, algunas de estas compañías, pero no todas – es ésta la percepción del Ministerio de Energía y Petróleo – ya cambiaron de actitud. A todas las demás compañías, especialmente aquéllas provenientes de países amigos con los cuales el gobierno nacional está estrechando los lazos políticos y económicos, se les invita a participar en la construcción de un nuevo régimen petrolero que se caracterice por la convivencia: La convivencia de las aspiraciones legítimas a una justa remuneración, tanto de los inversionistas como del dueño del recurso natural.
