

UNIVERSIDAD CATOLICA ANDRES BELLO  
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POST GRADO  
AREA DE DERECHO  
ESPECIALIDAD EN DERECHO FINANCIERO

EFECTOS IMPOSITIVOS DE LA MIGRACIÓN DE LOS CONVENIOS  
OPERATIVOS A EMPRESAS MIXTAS

Trabajo Especial de Grado, presentado  
como requisito parcial para optar al Grado  
de Especialista en Derecho Financiero.

Autor: Karenia Peralta Sánchez

Asesor: Juan Carlos Garantón B.

Caracas, 30 de noviembre de 2009

UNIVERSIDAD CATOLICA "ANDRES BELLO"  
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POST GRADO  
AREA DE DERECHO  
ESPECIALIDAD EN DERECHO FINANCIERO

APROBACIÓN DEL ASESOR

En mi carácter de Asesor del Trabajo Especial de Grado, presentado por la ciudadana Contador Público Karenia Peralta Sánchez, para optar al grado de Especialista en Derecho Financiero, cuyo título es: Efectos Impositivos de la Migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas; Considero que dicho Trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Caracas, a los 30 días del mes de noviembre de 2009

---

Juan Carlos Garantón B.

C.I. 6.916.061

## AGRADECIMIENTO

A Dios por darme la sabiduría necesaria para realizar este texto, sin él nada hubiese podido hacer.

A mi familia, hermanos y sobrinos, por apoyarme y estar pendientes durante el tiempo requerido para la elaboración del presente Trabajo Especial de Grado, mi gratitud por sus oraciones.

A la Sra. Delly por incluirme en sus oraciones.

Al Dr. Garantón por la colaboración prestada en el desarrollo de este trabajo, gracias por tu paciencia y dedicación.

A Eslesley por apoyarme y colaborar conmigo en el suministro del material técnico, realmente muchas gracias.

A Elys Aray por compartir el material de su biblioteca conmigo, mil gracias por el apoyo.

Igualmente mi agradecimiento más sincero a todos mis amigos y familiares que me oyeron y estuvieron pendientes, entre ellos María Eugenia, Héctor y Antonieta.

## INDICE GENERAL

INTRODUCCION	1
I. ANTECEDENTES DE LAS MODALIDADES DE PARTICIPACIÓN DE LA EMPRESA PRIVADA EN EL NEGOCIO PETROLERO.	7
- Antes y durante la vigencia de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (LOREICH)	7
-.Durante la vigencia de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH)	15
II. CONVENIOS OPERATIVOS	17
- Apertura petrolera	17
- Definición y motivación	19
- Régimen legal aplicable	23
- Mecanismo de producción de crudo bajo esta modalidad.	33
- Régimen Fiscal	40
• En materia de Impuesto sobre la Renta	40
• En materia del Régimen de Regalía	61
III. EMPRESAS MIXTAS.	66
- Definición y motivación	66
- Régimen legal aplicable	72
-.Mecanismo de producción de crudo bajo esta modalidad.	84
- Régimen Fiscal	94
• En materia de Impuesto sobre la Renta	94
• En materia del Régimen de Regalía	96
• Ventajas Especiales	106
• Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos	109
IV. COMPARACIÓN DE LA MODALIDAD DE CONVENIO OPERATIVO VS. EMPRESA MIXTA.	112
- Ventajas de cada esquema de participación de la empresa privada en la actividad petrolera.	112
- Desventajas de cada esquema de participación de la empresa privada en la actividad petrolera.	114

- Diferencias jurídicas, operacionales y fiscales de cada modelo de participación.	116
V. RENTABILIDAD FISCAL DE LOS ESQUEMAS DE PARTICIPACIÓN DE LA EMPRESA PRIVADA.	119
- Aporte dado al fisco nacional bajo la modalidad de Convenio Operativo (CO)	121
- Aporte dado al fisco nacional bajo la modalidad de Empresas Mixtas (EM)	126
VI. CONSECUENCIAS DE LA TERMINACIÓN DE LOS CONTRATOS DENOMINADOS CONVENIOS OPERATIVOS.	148
- Acciones legales tomadas por las trasnacionales que no migraron al modelo de Empresa Mixtas: caso Total y ENI.	148
- Cláusulas de Indemnización contenidas en los contratos de convenios operativos.	152
CONCLUSIONES	167

## LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

Cuadro N° 1: Características de los Convenios Operativos de la I, II y III Ronda	37
Cuadro N° 2: Ventaja Especial.	108
Cuadro N° 3: Diferencias entre los Convenios Operativos y las Empresas Mixtas.	116
Cuadro N° 4: Determinación de la Regalía para I Ronda Considerando Escenarios de Precios del Crudo Altos, Medios y Bajos.	122
Cuadro N° 5: Determinación del Aporte Fiscal bajo la Modalidad de Convenio Operativo para I Ronda con Regalía de 1% e ISLR de 67,70%.	123
Cuadro N° 6: Determinación de la Regalía para II y III Ronda Considerando Escenarios de Precios del Crudo Altos, Medios y Bajos.	124
Cuadro N° 7: Determinación del Aporte Fiscal bajo la Modalidad de Convenio Operativo para II y III Ronda con Regalía de 16,67% e ISLR de 67,70%.	124
Cuadro N° 8: Determinación de la Regalía para I, II y III Ronda Considerando Escenarios de Precios del Crudo Altos, Medios y Bajos.	125
Cuadro N° 9: Determinación del Aporte Fiscal bajo la Modalidad de Convenio Operativo para I, II y III Ronda con Regalía de 30% e ISLR de 50%.	125
Cuadro N° 10: Determinación de la Regalía bajo la modalidad de Empresa Mixta Considerando Escenarios de Precios del Crudo Altos, Medios y Bajos.	127
Cuadro N° 11: Determinación de la Renta bajo la Modalidad de Empresa Mixta.	128
Cuadro N° 12: Determinación de la Ventaja Especial 50% sobre Ingresos Brutos considerando un Escenario de Precios del Crudo Altos US\$ 80.	129

Cuadro N° 13: Determinación de la Ventaja Especial 50% sobre Ingresos Brutos considerando un Escenario de Precios del Crudo Medianos US\$ 50.	130
Cuadro N° 14: Determinación de la Ventaja Especial 50% sobre Ingresos Brutos considerando un Escenario de Precios del Crudo Bajos US\$ 30.	131
Cuadro N° 15: Determinación de Aporte Fiscal bajo la modalidad de Empresa Mixta.	132
Cuadro N° 16: Participación en los Dividendos bajo la modalidad de Empresa Mixta.	132
Cuadro N° 17: Participación Fiscal del Estado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo para I Ronda de Convenio Operativo vs Empresa Mixta (Tarifa Efectiva).	132
Cuadro N° 18: Participación Fiscal del Estado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo para II y III Ronda de Convenio Operativo vs Empresa Mixta (Tarifa Efectiva)	133
Cuadro N° 19: Participación Fiscal del Estado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo para I, II y III Ronda de Convenio Operativo vs Empresa Mixta (Tarifa Efectiva)	133
Cuadro N° 20: Participación del Inversionista Privado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo (Tarifa Efectiva)	134
Flujograma 1: Comparativo de Convenio Operativo I Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Altos)	135
Flujograma 2: Comparativo de Convenio Operativo I Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Medios)	136
Flujograma 3: Comparativo de Convenio Operativo I Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Bajos)	137
Flujograma 4: Comparativo de Convenio Operativo II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Altos)	138

Flujograma 5: Comparativo de Convenio Operativo II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Medios)	139
Flujograma 6: Comparativo de Convenio Operativo II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Bajos)	140
Flujograma 7: Comparativo de Convenio Operativo I, II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Altos)	141
Flujograma 8: Comparativo de Convenio Operativo I, II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Medios)	142
Flujograma 9: Comparativo de Convenio Operativo I, II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Bajos)	143
Cuadro N° 21: Valor del Dinero en el Tiempo	157

UNIVERSIDAD CATOLICA "ANDRES BELLO"  
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POST GRADO  
AREA DE DERECHO  
ESPECIALIDAD EN DERECHO FINANCIERO

EFFECTOS IMPOSITIVOS DE LA MIGRACIÓN DE LOS CONVENIOS  
OPERATIVOS A EMPRESAS MIXTAS

Autor: Karenia Peralta Sánchez.  
Asesor: Juan Carlos Garantón B.  
Fecha: Noviembre de 2009-11-30

RESUMEN

Dentro del marco de la denominada apertura petrolera surgen los Convenios Operativos, vehículo contractual creado para lograr el apoyo tecnológico y financiero por parte de la empresa privada generando su participación en el desarrollo de las actividades reservadas de la industria petrolera. Estos traen consigo una cuota de sacrificio fiscal, no obstante, generaron beneficios importantes al país, tales como transferencia tecnológica, incremento de la eficiencia de las filiales del Estado para dedicar esfuerzos y financiamiento propio a la realización de las actividades fundamentales de exploración y explotación de los hidrocarburos y, adicionalmente, apalancamiento financiero.

Dentro de la política petrolera del Estado venezolano bajo el gobierno a cargo en los dos últimos periodos constitucionales, dicha modalidad fue cuestionada en razón del régimen fiscal aplicado, bajo la noción de que su aporte no se correspondía con la actividad realizada y la valoración del petróleo producido, por lo que en el año 2006 se inicio un proceso de migración al esquema de Empresas Mixtas, a los fines de lograr un mayor control y eficiencia de costos.

La metodología utilizada para el desarrollo del proyecto obedece a un tipo de investigación monográfico con apoyo en fuentes bibliográficas y documentales, que permitió determinar los efectos impositivos de la migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas.

De la comparación de ambos modelos la Empresa Mixta, con los ajustes en materia fiscales propios del proceso de migración (ventajas especiales) y contribuciones generadas con posterioridad resultó ser más rentable desde el punto de vista fiscal y la razón de estos resultados obedecen a la incorporación de la ventaja especial del 50% sobre los ingresos brutos y a la contribución especial sobre precios del petróleo (especie de tributo a las ganancias excedentarias "windfall profits"), lo que significa que el Estado se quedará con el 50% del precio del barril de petróleo como participación mínima sobre la operación de la Empresa Mixta. A la par, y aunque paradójico, el esquema no solo mantiene una apertura por distintos medios sino que para el inversionista privado también puede resultar más rentable como se evidencia de la investigación aquí desarrollada.

Descriptores: Efectos impositivos de la migración de los convenios operativos a empresas mixtas.

## INTRODUCCION

La apertura petrolera planteada a partir de la década de los 90 fue un mecanismo ideado para permitir la participación de la inversión privada nacional o extranjera en el negocio de los hidrocarburos con el objeto de incrementar la producción nacional, y en consecuencia participar como oferente en la satisfacción de la demanda energética mundial que se proyectaba para ese momento. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) se reserva la explotación de las actividades más rentables y los proyectos más atractivos considerando la elevada rentabilidad, a diferencia de los proyectos asignados a las empresas nacionales y extranjeras interesadas en participar en el proceso de apertura petrolera, estos proyectos por ser más complejos, requieren una mayor inversión y traen inmerso un alto riesgo exploratorio, son menos atractivas por no ser tan rentables, ya que la inversión a realizarse será sobre yacimientos maduros (campos marginales) y explotación de los recursos energéticos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Uno de los esquemas de participación creados para incorporar a las entidades privadas en la realización de actividades petroleras fueron los Convenios Operativos para la reactivación de campos marginales, inactivos o de baja producción, considerando a estos un servicio de operación mediante el cual la empresa contratista realizaba, a su riesgo y costo, por cuenta de PDVSA la explotación comercial de estos campos, la producción se entregaba a PDVSA siendo esta la única propietaria de los hidrocarburos producidos, estos acuerdos propiciaron una explotación petrolera con alta eficiencia operacional a través del uso de las mejores prácticas e incorporación de nuevas tecnologías.

Para 1992, fecha en que se firmaron los primeros Convenios Operativos el crudo se estaba cotizando a razón de US\$ 14,79<sup>1</sup> por barril, posteriormente a partir del año 2004 el crudo empezó a cotizarse a precios elevados tales como US\$ 32,58<sup>2</sup>, en

---

<sup>1</sup> Petróleos y Otros Datos Estadísticos (1993). Ministerio de Energía y Minas. Caracas. Pág. 198.

<sup>2</sup> Petróleos y Otros Datos Estadísticos (2006). Ministerio de Energía y Petróleo. Caracas. Pág. 54.

junio de 2007 se cotizó a US\$ 60,63<sup>3</sup>, en noviembre 2007 ya se cotizaba en US\$ 85,85<sup>4</sup> e incluso se superó la barrera de los US\$ 100<sup>5</sup> en de 2008, precios nunca antes imaginados. A partir de esta situación empezaron a evaluar la rentabilidad de los convenios operativos y su aporte al fisco nacional. Dicha modalidad no se consideró la mejor opción para el Estado Venezolano bajo el entendido de que eran altamente rentables para la empresa privada, pero a efectos fiscales su aporte no se correspondía con la actividad realizada, por lo que se migró al esquema de Empresas Mixtas considerando que bajo este nuevo esquema la tributación generaría un mayor aporte al fisco nacional. De allí surgen dos vertientes, una se inclina hacia los convenios operativos como una de las modalidades de participación de la empresa privada en la realización de las actividades de hidrocarburos, mientras que otros los cuestionan y se inclinan por las Empresas Mixtas, ante esta disyuntiva surge la necesidad de evaluar cual de estas dos modalidades es más ventajosa y aporta mayores ingresos al fisco nacional.

Constantemente hemos escuchado los pros y los contras de migrar a la modalidad de Empresas Mixtas. No sabemos si la objeción a los Convenios Operativos es solamente sobre el aspecto fiscal, ya que como bien es sabido por todos, los Convenios operativos traen consigo un sacrificio fiscal pero tuvieron un efecto positivo desde el punto de vista de rehabilitación de la producción, de inversión y del contenido social que estos trajeron consigo.

En vista de que PDVSA no tenía ni el capital ni la tecnología necesaria para reactivar los campos marginales se propiciaron contratos de servicios con empresas extranjeras, los cuales compensaron las carencias productivas de una industria con reservas declinantes y con signos evidentes de falta de inversión. El

---

<sup>3</sup> VEA (2007). Petróleo venezolano se cotiza en 60,63 dólares por barril. **Precio del Petróleo** (Revista en línea). Consultado el 20 de julio de 2009 en: <http://www.guiacom.com.ve/noticias/?id=6577>

<sup>4</sup> elEconomista.es (2007) Precio del crudo venezolano cierra la semana en 85,85 dólares. **Mercados y cotizaciones** (Revista en línea). Consultado el 20 de julio de 2009 en: <http://www.economista.es/mercados-cotizaciones/noticias/323262/11/07/Precio-del-crudo-venezolano-cierra-la-semana-en-8585-dlares.html>

<sup>5</sup> Venelogía (2008) Petróleo crudo venezolano rompe la barrera de los 100 dólares. (Revista en línea). Consultado el 20 de julio de 2009 en: <http://www.venelogia.com/archivos/2370/>

cuestionamiento a los convenios viene dado por el régimen fiscal aplicado y los factores de valoración del estipendio basado en el petróleo producido; en lugar de determinarse en base a un honorario basado en el precio de la hora hombre, así como el pago de la tarifa correspondiente a la actividad petrolera en materia de impuesto sobre la renta, en lugar de pagar en base a una tarifa que grava actividades diferentes a la explotación de hidrocarburos, este último es el argumento expuesto por el actual gobierno.

En los actuales momentos el marco jurídico en materia de hidrocarburos versa sobre el nuevo enfoque dado a la industria, considerando la creación de Empresas Mixtas para el desarrollo de la industria petrolera bajo el corolario de que a través de estas se protege el patrimonio del país y se restablece la soberanía del pueblo y desconoce los Convenios Operativos que el Estado venezolano firmó en la década del noventa con empresas nacionales y extranjeras por no estar contempladas explícitamente en la legislación vigente, sin embargo cabe resaltar que Silva Calderón (2005) reconoce los convenios operativos bajo la vigencia de la Ley Orgánica de los Hidrocarburos, cuando señala: "Dijimos que se respetarían los convenios como nacidos del Estado".

Existe una interrogante acerca del por qué migramos a empresas mixtas, cuando hubo el proceso de nacionalización en el año 1975 la exposición de motivos descartaba la posibilidad de crear empresas mixtas con el objeto de realizar las actividades reservadas una vez que Venezuela se hiciese cargo de la industria petrolera. La apertura petrolera muere y nacen las empresas mixtas, éstas últimas igual le dan participación a la empresa privada nacional y extranjera, hubo un cambio en las reglas del juego de las empresas trasnacionales que participaban bajo la modalidad de convenios operativos, el mencionado proceso de cambio trae consigo la resolución de los convenios operativos celebrados por la República, en el caso de los convenios operativos hubo empresas que al no acordar en la oportunidad y condiciones establecidas por el gobierno perdieron su acceso a la prestación de servicios y PDVSA asumió los mismos, tal es el caso de Total con el

campo Jusepín y Eni con Dación; así como otros campos que fueron devueltos a los cuales nos referiremos en su oportunidad.

El objetivo principal de esta investigación es analizar los efectos impositivos de la migración de Convenios Operativos a Empresas Mixtas, el cual se llevará a cabo a través de: i) el análisis de los antecedentes de las modalidades de participación de la empresa privada en el negocio petrolero; ii) el análisis de la figura de los convenios operativos desde el punto de vista operacional e impositivo, así como iii) el análisis de la figura de empresa mixta igualmente desde el punto de vista operacional e impositivo; iv) la comparación entre la modalidad de convenio operativo versus empresa mixta; v) la determinación de cual de estas dos modalidades es más rentable para el país desde el punto de vista impositivo; y por último vi) el establecimiento de las consecuencias de la terminación de los Convenios Operativos.

Esta investigación pretende evaluar desde un punto de vista técnico si realmente fue necesario migrar al esquema bajo Empresas Mixtas, o si sólo bastaba realizar un cambio en el esquema fiscal aplicable, particularmente en materia tributaria, específicamente de impuesto sobre la renta, incrementando la alícuota impositiva aplicable y, o aplicando otros tributos o ajustando la regalía (antes, impuesto de explotación), a los fines de incrementar la correspondiente recaudación.

La metodología utilizada en esta investigación parte de la búsqueda de conocimientos en forma ordenada, coherente, de reflexión analítica y confrontación continua de la información recolectada, a fin de elaborar un marco teórico conceptual para formar un cuerpo de ideas sobre el objeto de estudio, precisando los antecedentes del tema, al igual que sus elementos a través de la investigación en la normativa y doctrina, analizando los diferentes aspectos que de ellos se desprenden, considerando los criterios que al respecto ha desarrollado la doctrina y las diferentes leyes sobre la materia.

La recopilación de información se realizó a través de documentos que corroboran el conocimiento inmediato de la investigación, tales como: libros, revistas, leyes, sentencias, diarios de debates de la Asamblea Legislativa, artículos publicados en Internet, entre otros.

El trabajo se presenta bajo la modalidad de investigación documental, a nivel de descriptivo, lo que consiste en “medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a los que se refieren” (Hernández et al, 2003), para así especificar las características y rasgos del fenómeno analizado.

La innovación del estudio a efectuar fue en torno al enfoque, criterios, conceptualizaciones, conclusiones, lo cual fue producto del análisis de los antecedentes y el contenido del tema a tratar, así como la comparación de las contradicciones presentadas durante el análisis de los documentos consultados, para así dar adecuada respuesta a los objetivos planteados a lo largo del proyecto.

En el presente trabajo se estudiaron cada una de las modalidades de participación de la empresa privada nacional y extranjera en la actividad petrolera, consta de seis capítulos. En el Primer Capítulo se hace una reseña histórica que muestra la evolución de la legislación en materia de hidrocarburos, desde la Ordenanza de Minería de la Nueva España hasta la Ley de Hidrocarburos vigente, así como un recuento de la evolución de la propiedad de los hidrocarburos desde el punto de vista constitucional. En el Segundo Capítulo se exponen las razones que motivaron los Convenios Operativos su definición, se expone el mecanismo de producción de crudo bajo esta modalidad, así como el régimen fiscal aplicable en materia de impuesto sobre la renta y regalía. En el Tercer Capítulo se desarrolla un esquema igual al del segundo capítulo pero este versa sobre la modalidad de Empresa Mixta. En el Cuarto Capítulo se realiza una comparación entre cada una de estas modalidades para determinar las ventajas, desventajas y diferencias entre cada uno de los esquemas analizados. En el Quinto Capítulo se evalúa la rentabilidad fiscal

de los esquemas de participación de la empresa privada para determinar el aporte dado al fisco nacional bajo la modalidad de Convenio Operativo y Empresa Mixta. Por último, en el Capítulo Sexto se trata el tema de las trasnacionales que no migraron al modelo de Empresa Mixta, consecuencias y acciones legales tomadas en cada caso en particular.

Con esta investigación lo que se pretende es determinar si alguno de los modelos de participación de inversionistas privados es más rentable al país desde el punto de vista fiscal y cual de ellos lo es, y por vía de consecuencia, si el proceso de migración de los convenios operativos a empresas mixtas fue beneficioso o no para el país, así como los efectos impositivos de la mencionada migración.

## I. ANTECEDENTES DE LAS MODALIDADES DE PARTICIPACIÓN DE LA EMPRESA PRIVADA EN EL NEGOCIO PETROLERO.

Antes de entrar a desarrollar cada uno de los esquemas de participación de la empresa privada en las actividades de explotación de hidrocarburos, es conveniente pasearnos por la evolución histórica de los regímenes bajo los cuales se ha explotado el crudo, así como los diferentes instrumentos jurídicos que han determinado la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos.

Antes y durante la vigencia de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (LOREICH).

En Venezuela existieron algunas actividades destinadas al tratamiento del asfalto, operadas por algunas concesiones otorgadas a particulares en el año 1865, pero la historia industrial del petróleo venezolano que surgió en Venezuela, fue en el año 1875<sup>6</sup> en una hacienda cafetalera denominada La Alquitrana ubicada en el Estado Táchira al oeste de San Cristóbal.

Su propietario decidió explotar el flujo de un mene de petróleo y el 12 de octubre de 1878 constituyó la primera empresa dedicada a la explotación del petróleo con fines comerciales, la cual se denominó Petrolia del Táchira, pero la historia de la Petrolia no fue más allá de esfuerzos que no se hicieron realidad, dadas las circunstancias existentes para ese momento.

Se encontraron con un país 85% de población rural, sin vías de comunicación, con una economía agropecuaria, donde las zonas con posibilidades petroleras eran por lo general pantanos y selvas, con muchos obstáculos para desplazarse y para la investigación, abundaban las enfermedades tropicales como el paludismo, fiebre

---

<sup>6</sup>Biblioteca Nacional y Petróleos de Venezuela, S.A.. (2001). **Exploración búsqueda de petróleo. Temas Petroleros Programa de Educación Petrolera**, 13-15.

amarilla y bilharzia, la ayuda médica era casi inexistente, es decir durante mucho tiempo la búsqueda de petróleo se realizó bajo grandes dificultades.

No fue hasta 1914 con la perforación de un pozo exploratorio ubicado en la costa oriental del Lago de Maracaibo, el pozo Zumaque I, descubridor del campo Mene Grande, que comenzó la industria petrolera venezolana a gran escala.

Para el año 1783<sup>7</sup> según la Ordenanza de Minería para la Nueva España<sup>8</sup> los hidrocarburos se consideraron propiedad de la Corona Real de España pudiéndose otorgar concesiones a quienes las solicitaran para descubrir y explotar todo lo concerniente a las minas no metálicas identificadas como fósiles, bitúmenes o jugos de la tierra.

La concesión es una figura mediante la cual se otorga, de manera temporal y bajo ciertas condiciones, el derecho de realizar determinadas actividades, que un ente público en principio debe realizar o velar por que se realice en beneficio de la colectividad, en consecuencia el ente público que otorga la concesión debe fiscalizar y controlar las realización de las actividades concedidas.

Durante la etapa Republicana comprendida entre 1824 y 1864, la propiedad de los hidrocarburos pasó a ser de la República de conformidad con el Decreto de fecha 24 de octubre de 1829<sup>9</sup> el cual establece que las minas de cualquier clase (en los inicios el petróleo se rigió por las leyes que rigen la materia de minas, posteriormente se desarrolló un conjunto de Leyes y Reglamentos que rigen la materia específica del petróleo separándose de la legislación minera) corresponden a la República y el gobierno las concederá en propiedad y posesión a quienes las

---

<sup>7</sup> La legislación aplicable desde 1783 hasta 1955 fue obtenida de la Obra de Ruesta, I. (2002). **La Actividad Petrolera y la Nueva Ley de Hidrocarburos**. Caracas: Funeda.

<sup>8</sup> Ordenanzas de Minería para la Nueva España (1783). Mayo 22 de 1783. “aplicables en Venezuela desde 1874” (Ruesta, 2002,51).

<sup>9</sup> Decreto que establece el Reglamento de Minas (1829), Octubre 24 de 1829. Decreto publicado en Caracas con el N° 202.de la Gaceta de Venezuela, correspondiente al año 1834. Información que aparece en la obra de González Miranda, Rufino: Estudios acerca del Régimen Legal del Petróleo en Venezuela. Publicaciones de la Universidad Central de Venezuela. 1958. Pág. 49. Nota 32.(Ruesta, 2002, 37).

pidan y se registrarán por las Leyes y Ordenanzas de Minas y por el Decreto antes señalado.

La propiedad de las minas y los hidrocarburos, a lo largo de la historia ha sido otorgada a las personas naturales o jurídicas bajo un sistema denominado de Acceso Minero, o la propiedad la detenta el Estado y este como propietario de los yacimientos de hidrocarburos puede disponer explotarlos bajo dos modalidades, a saber: el Sistema Regalista y el Sistema Dominial, a los cuales nos referiremos de seguidas.

La propiedad de los yacimientos de hidrocarburos y las minas se le atribuyen a las personas naturales y jurídicas bajo un sistema denominado de Acceso Minero, el cual está vigente en los Estados Unidos de América (USA), establece que son dueños de los minerales y de los hidrocarburos contenidos en el suelo, quienes detentan la propiedad del suelo, así son dueños de los bienes que forman parte del mismo, bajo el principio que lo accesorio sigue a lo principal. Por esta razón en USA quienes explotan el petróleo son las personas naturales y jurídicas. El sistema de acceso minero ha perdido vigencia en muchos países del mundo considerando la importancia que han adquirido las minas y los hidrocarburos.

Con respecto al Sistema Regalista, en este el Estado ejerce la propiedad de los hidrocarburos pero no los explota directamente, está obligado a dar la concesión a cualquier persona que se considere hábil según la Ley de Minas, que realice el denuncia minero y cumpla con las formalidades requeridas, estas concesiones pueden ser perpetuas o temporales.

Bajo este sistema el Estado no tiene oportunidad de seleccionar los concesionarios o aspirantes a explotar el recurso y tampoco puede establecer ventajas para la República, sencillamente el derecho de concesión es otorgado a aquellas personas que hagan el descubrimiento y realicen el denuncia, se transfiere la propiedad de la mina al particular de forma tal que este puede venderla, permutarla, arrendarla,

heredarla, donarla, en fin se puede disponer de ellas ya que estos detentan la propiedad de la mina.

Estuvo vigente en el país desde 1784 cuando entraron en vigencia las Ordenanzas de Minería de Nueva España, el cual se ratifica en el primer Código de Minas de 1854 así como en los Códigos de Minas de 1885, 1891 y 1893 y se mantiene tanto en la Ley de Minas de 1883 como en la de 1887.

A partir del Código de Minas promulgado el 23 de enero de 1904 este régimen queda derogado y con la entrada en vigencia de la Ley sobre Hidrocarburos de 1920 se restituye en cierta forma el sistema regalista al establecer en su artículo 2 que *“el permiso de exploración no podrá, negársele a quien para obtenerlo llene oportunamente todas las formalidades que ella pautó”* (Boscán, 2002, 58). Con la promulgación de la Ley sobre Hidrocarburos y demás Minerales Combustibles de 1922 queda derogado el sistema regalista.

Otra de las modalidades bajo las cuales El Estado detenta la propiedad de los hidrocarburos es a través del Sistema Dominial, en el cual este explota directamente el recurso u otorga concesiones a terceros obteniendo mayores beneficios para el país. Cuando el Estado otorga una concesión lo hace en forma facultativa, es decir el beneficiario de esta no obtiene la propiedad de la mina o del yacimiento de hidrocarburo, solo obtiene un derecho real de explotación de estos.

El sistema dominial comienza a regir con el Código de Minas de 1904, el cual señala en su artículo 5° que *“No podrán explotarse las minas ni aún por el propietario del suelo, sin que preceda una concesión del ejecutivo Federal...omissis...”* (Boscán, 2002, 53). Con la promulgación de la primera Ley de Hidrocarburos en 1920 es derogado el sistema dominial y se restituye nuevamente a partir de 1922 con la Ley sobre Hidrocarburos y demás Minerales Combustibles estableciendo la vigencia del Sistema Dominial en Venezuela hasta nuestros días.

En el primer Código de Minas de fecha 20 de mayo de 1864 no queda claro quién tiene la propiedad de los hidrocarburos (para esa época se refiere al petróleo como un mineral) ya que en la Ley I: De la Propiedad de las Minas no existe una declaración expresa sobre que persona si la República o los beneficiarios de las concesiones van a detentar la propiedad del mineral. Esta situación se corrige con la promulgación del Decreto de fecha 4 de enero de 1865 contentivo del Reglamento de las Leyes del Código de Minas el cual señala expresamente que será al Estado (la República) a quién le corresponda la propiedad de las sustancias inorgánicas que serán explotadas.

Posteriormente con la promulgación de la Constitución de los Estados Unidos de Venezuela de 1864, la propiedad de los hidrocarburos pasa a ser de los Estados en la cual se señala que cada Estado es libre para Administrar los recursos naturales que posee. Las primeras concesiones se otorgaron bajo la vigencia de la Constitución en comentarios.

Bajo la Constitución de 1881, los Estados ceden la administración de las minas al Gobierno de la Federación y se les reconoce tener como renta propia las dos terceras partes de lo que produzcan las minas, dicha renta se distribuyó entre los Estados de la Federación en proporción a la población que poseía cada Estado. Esta disposición se mantiene en las Constituciones de 1891, 1893, 1901, 1904, 1909, 1914 y 1922.

El Código de Minas de 1891 establece que la propiedad de las minas le corresponde a los Estados, su Administración al Poder Federal y su explotación a los beneficiarios de concesiones obtenidas de conformidad con el Código en comentario. No es sino hasta la promulgación de la Ley de Minas del 26 de junio de 1915 que se hace una distinción entre la explotación de los hidrocarburos de la explotación de las minas y en la ley de Minas del 26 de junio de 1920 se establece que los hidrocarburos y demás sustancias minerales combustibles se regirán por

una legislación especial, la Ley de Hidrocarburos a la cual nos referiremos más adelante.

En la Constitución de 1925 se mantiene el régimen previsto bajo las Constituciones que van de 1891 a 1922 y adicionalmente señala que las concesiones no serán perpetuas, asimismo se señala que los títulos de concesiones mineras serán expedidos por el Ministro competente y éstas no estarán sujetas a la aprobación del Congreso. Esta disposición se mantuvo en las Constituciones de 1929, 1931, 1936 y 1945.

A partir de la Constitución de 1947 se hace la distinción entre minas e hidrocarburos y se mantiene la administración de las minas e hidrocarburos en manos del poder nacional, no obstante, la propiedad de los mismos sigue en manos de los Estados.

En la constitución de 1953 se mantiene la propiedad de los Estados sobre los yacimientos de hidrocarburos, pero la competencia para otorgar concesiones y administrar los hidrocarburos pasa a ser del Poder Nacional a través del Poder Ejecutivo. Igualmente la constitución de 1961<sup>10</sup> señala que el régimen y administración de los hidrocarburos será competencia del Poder Nacional. La Constitución de 1999<sup>11</sup> elimina la propiedad de los Estados sobre los yacimientos de hidrocarburos y establece como principio fundamental la propiedad de la República sobre los yacimientos de hidrocarburos, a saber:

“Artículo 12. Los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles. Las costas marinas son bienes del dominio público.”

---

<sup>10</sup> Constitución de la República de Venezuela. (1961). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 662 (Extraordinario), Enero 23 de 1961.

<sup>11</sup> Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. (2000). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 5.453 (Extraordinario), Marzo 24 de 2000.

La primera Ley de Hidrocarburos fue promulgada en 1920, posteriormente se promulgaron la de 1921, 1922, 1925, 1928, 1936, 1938 y 1943, esta última reformada en 1955 y 1967, donde se establece que los beneficiarios de las concesiones no son los propietarios de los yacimientos, la propiedad de los yacimientos es del Estado, sólo tienen el derecho de explotarlos por un tiempo limitado de conformidad con las condiciones establecidas en la Ley, se prohíbe el otorgamiento de concesiones a gobiernos extranjeros o a empresas de su propiedad, se creó el impuesto de explotación (regalía) que fue el vehículo por medio del cual el Estado accedía a la riqueza generada por la explotación de los hidrocarburos por parte de los concesionarios. La Ley de Hidrocarburos de 1936 establece que el estado puede participar a través de empresas de su propiedad en las actividades petroleras. La Ley de 1943 aumenta el impuesto de explotación o regalía a 16,½% y establece una prórroga de 40 años para las concesiones existentes contados a partir de la fecha de promulgación de esta Ley.

Igualmente, a partir del 1º de enero de 1943 entra en vigencia la primera Ley de Impuesto sobre la Renta<sup>12</sup> promulgada en Gaceta Oficial N° 28.851 el 17 de julio de 1942, con el objeto de aprovechar en forma efectiva la renta petrolera que ayudaría al desarrollo de la capacidad productiva del país, la cual fue objeto de sucesivas reformas que se tradujeron en un mayor gravamen a la renta petrolera.

El Régimen de concesiones mantenido hasta la fecha de la entrada en vigencia de la Ley que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos<sup>13</sup>, conocida como “Ley de Nacionalización” (en adelante LOREICH), no eran más que actos emanados del Ejecutivo nacional que facultaban a un sujeto (persona natural o jurídica) para realizar las actividades propias de la industria de los hidrocarburos a saber: exploración, explotación, recolección, transporte, almacenamiento y comercialización, lo que se conoce hoy en día como actividades primarias

---

<sup>12</sup>Ley de Impuesto sobre la Renta (1942). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 20.851, Julio 17 de 1942.

<sup>13</sup>Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (1975). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.769 (Extraordinario), Agosto 29 de 1975.

reservadas al Estado. La concesión no confiere la propiedad de los yacimientos, confiere a su titular el derecho real inmobiliario de explotar el área concedida, éste derecho puede ser objeto de hipoteca.

A partir de la entrada en vigencia de la LOREICH se procede a la Nacionalización de la industria petrolera, ello trae consigo la terminación del régimen concesionario, donde se reserva al Estado la Industria y el comercio de los hidrocarburos, tanto lo relativo a la actividad de exploración y explotación de los yacimientos como a la manufactura o refinación, transporte, almacenamiento, comercio exterior e interior de los hidrocarburos y a las obras que su manejo requiera. Con ello, las actividades antes realizadas por los concesionarios pasan a ser ejecutadas por empresas propiedad del Estado atribuyendo a una de ellas la coordinación, supervisión y control de las actividades realizadas por las otras filiales, para ello fue creada Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)<sup>14</sup> y se adelantó la reversión al Estado de todos los activos existentes sin esperar el vencimiento de los contratos de concesión. Este período ha sido denominado de reserva absoluta, ya que durante diecisiete años sólo el Estado a través PDVSA y sus empresas filiales desarrollaron las actividades reservadas.

La nacionalización perseguía que todas las decisiones relacionadas con la actividad petrolera pasaran al dominio nacional, el máximo rendimiento económico de la exportación en función del desarrollo nacional, la reducción de las relaciones de dependencia, optimización del valor fiscal petrolero y el ejercicio del derecho de propiedad.

Con esta Ley no se estableció un monopolio cerrado a la empresa privada, dejando una puerta abierta a través del artículo 5, el cual previó la posibilidad de asociación del Estado con el capital privado y por medio del cual se sentaron las bases para 20

---

<sup>14</sup> Decreto N° 1.123 por el cual se crea la Empresa Petróleos de Venezuela y se dictan su Acta Constitutiva y Estatutos en la forma que en él se expresa (1975). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.770 (Extraordinario), Agosto 30 de 1975.

años después dar pie a la llamada Apertura Petrolera a la cual nos referiremos más adelante.

- Durante la vigencia de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH)

El 13 de noviembre de 2001 fue publicado el Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos<sup>15</sup>, en el cual se introduce el régimen relativo a las Empresas Mixtas y desaparece la figura del convenio operativo, y establece que la participación de la empresa privada en la realización de las actividades primarias de exploración y explotación será a través de Empresas Mixtas, donde el Estado tiene una participación mayor al cincuenta por ciento (50%), los conflictos se dirimen en tribunales venezolanos, se mantiene el control de decisión en las operaciones y en todos los negocios en los cuales actúen dichas empresas, así como en la adjudicación de las zonas a explotar y explorar, se les confiere derecho a veto para ciertas decisiones determinantes, los artículos comprendidos entre el 33 al 37 establecen las condiciones y requisitos que se deben cumplir para la constitución de esas empresas y para la realización de las actividades reservadas, las cuales serán desarrolladas más adelante.

Así las cosas, la propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos en un principio fue de la Corona, luego de la República en la época de la independencia, posteriormente pasó a manos de los Estados que conformaban el Estado Federal de Venezuela y en los actuales momentos la propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos se rige por el principio que establece que la República es dueña de los recursos naturales que yacen en el subsuelo. El Estado, propietario de los yacimientos de hidrocarburos, ha explotado el crudo a lo largo de la historia bajo diferentes regimenes de explotación que van desde la concesión, la explotación directa a través de empresas estatales o mediante contratos o asociaciones con participación de la empresa privada. A continuación nos referiremos a los Convenios

---

<sup>15</sup> Ley Orgánica de Hidrocarburos. (2001). *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*, 37.323, Noviembre 13 de 2001.

Operativos, una de las modalidades bajo las cuales ha tenido participación la empresa privada nacional y extranjera.

## II. CONVENIOS OPERATIVOS

Una de las formas jurídicas que se utilizaron para permitir la participación de la empresa privada nacional y extranjera en la explotación de los yacimientos de hidrocarburos fueron los Convenios Operativos, los cuales estuvieron vigentes por más de una década, a partir de la firma de los convenios en comentarios surgen nuevos sujetos tributarios que tienen impacto en el ámbito tributario, los cuales se analizarán en este Capítulo.

### Apertura Petrolera

En la década de los 90 comenzó la apertura petrolera que permitió la entrada al país de los capitales extranjeros y nacionales al negocio del petróleo, época en la cual los precios del crudo estaban por debajo de 15 dólares el barril, ante esta situación y considerando la demanda petrolera internacional que se proyectaba para ese momento, en el entendido que se requería crudos livianos para alimentar las refinerías de los países consumidores e importadores, se requería realizar una gran inversión y contar con nuevas tecnologías para incrementar la producción de petróleo en el país si se pretendía captar parte de esa demanda energética mundial.

La apertura petrolera fue vista como la forma de aprovechar oportunidades de desarrollo y crecimiento económico para Venezuela, ya que contaba con gran cantidad de reservas de hidrocarburos que permitía desarrollar una política de exploración a largo plazo pero no contaba con los recursos necesarios, con la captación de la inversión privada nacional y extranjera se vio la posibilidad de atraer recursos tecnológicos, financieros y humanos que permitirían explotar gas natural costa afuera, reactivar campos abandonados para la explotación de crudos livianos y medianos de alta complejidad geológica y geofísica y producir crudos en la Faja del Orinoco. Con la apertura petrolera se pretendía eliminar el costo asociado al riesgo exploratorio, ya que dicho riesgo sería asumido por la empresa privada nacional o extranjera y en caso de resultar exitosa la fase de exploración, se

procedería a la asociación con PDVSA o sus empresas filiales. Asimismo se pretendía dejar de lado áreas con perfiles de explotación secundaria o terciaria.

Los procesos de apertura petrolera traían inmersos una cuota de sacrificio fiscal, en opinión de la Administración Tributaria ya que las Contratistas petroleras tributaban en base a una tarifa de 34% y no de 67,7% que es la tarifa aplicable a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas en materia de impuesto sobre la renta, así como una reducción de la regalía de 16,67% a 1%, que fue compensado con la fuerte inversión que las empresas nacionales e internacionales realizaron para impulsar el negocio petrolero, no obstante, no podemos hablar de tal sacrificio fiscal si no se tenía previsto realizar inversión alguna por parte de PDVSA en los campos seleccionados, considerando que estos no eran generadores de renta, lo que estaba previsto era que continuara la declinación natural del yacimiento hasta llegar a su límite económico. Los planes para realizar la apertura petrolera ofrecían la oportunidad de mantener la industria en el competitivo mercado energético internacional.

Es una práctica habitual que los países productores de petróleo busquen inversionistas cuando los precios del petróleo están bajos, con el objeto de compartir los costos en las labores de exploración y producción del crudo, tal como se hizo en su oportunidad cuando se crearon estos esquemas de asociación. Se desarrollaron formas contractuales que permitieron la participación privada nacional y extranjera en las actividades en materia de hidrocarburos de conformidad con la LOREICH, la cual en su artículo 5 permite la participación de la empresa privada nacional o extranjera en la actividad petrolera bajo las siguientes modalidades:

- a) Asociaciones Estratégicas para proyectos integrados en la Faja del Orinoco.

Son convenios que se realizaron para la explotación de los recursos energéticos de la Faja del Orinoco específicamente para i) la producción y conversión de crudos extrapesados y ii) para la explotación de bitumen natural y la construcción de tres

módulos de producción y emulsificación del bitumen para la elaboración de la Orimulsión®; así como para el desarrollo de los yacimientos de gas natural libre costa afuera. Se realizó a través de vía asociativa, donde el Estado participó manteniendo el control de la sociedad mediante la vía accionaria a través de acciones doradas o preferidas ó por medio del veto en las decisiones fundamentales de ésta, se requería la aprobación del Congreso Nacional en sesión conjunta de sus Cámaras, tal como lo exige el artículo 5º de la LOREICH y la asociación debía tener una duración determinada.

- b) Convenios de Asociación para la Exploración a Riesgo de nuevas Áreas y Producción de Hidrocarburos bajo el esquema de Ganancias Compartidas.

La característica particular de este tipo de esquema es que reducen el riesgo de las inversiones exploratorias, el inversionista asume el riesgo que conlleva la fase exploratoria y de ser ésta exitosa, el Estado se reserva el derecho de participar en la fase de explotación del petróleo encontrado. Esta modalidad de asociación encaja perfectamente con la figura de asociación establecida en el artículo 5º de la LOREICH y bajo este marco legal se desarrollaron, con la autorización de sus términos y condiciones por las Cámaras en sesión conjunta. Generaron la entrada de divisas al país por la vía de la inversión directa. Estos convenios establecieron la obligación de adquirir bienes y servicios nacionales, siempre y cuando éstos cumplieran con la calidad, precios y tiempo de entrega requeridos.

- c) Convenios Operativos en Campos Marginales, siendo estos últimos objeto de esta investigación.

#### - Definición y motivación

Los convenios operativos son un vehículo creado para la reactivación de campos petroleros inactivos, marginales o con baja producción que en el pasado fueron productivos, no obstante, el abandono ocurre por el agotamiento de la producción y

en el caso de utilizarse modernas tecnologías podrían ser reactivados, para ello se requería un alto nivel de inversión con el cual PDVSA y sus filiales no contaban, comprenden desde campos petroleros totalmente abandonados hasta yacimientos con baja o mediana producción de crudos livianos o medianos, a través de ellos se prestó un servicio de operación mediante el cual la empresa contratista realizaba, a su riesgo y costo, por cuenta de PDVSA la explotación comercial de estos campos, la producción se entregaba a PDVSA siendo esta la única propietaria de los hidrocarburos producidos, tal como se desprende de la Consideraciones Generales del contrato de convenio operativo de las diferentes Rondas realizadas, entre ellas:

*“LA CONTRATISTA realizará por cuenta de LA FILIAL, pero a riesgo y costo de LA CONTRATISTA, todas aquellas actividades de rehabilitación, desarrollo, producción y otras que se requieran con el fin de lograr el desarrollo comercial continuo de los Hidrocarburos que se encuentran en el Area del Convenio, según se establece más específicamente en este Convenio y en los Programas de Trabajo aprobados por LA FILIAL.”* (Convenio de Servicios de Operación propuesto por Maraven, S.A, II Ronda, 1995, 2)

*“Los Contratistas han convenido en realizar por cuenta de la Filial, pero a costo y riesgo de los Contratistas, las actividades de rehabilitación, reactivación, explotación, producción, exploración y otras actividades que sean necesarias para continuar el desarrollo comercial de los Hidrocarburos ubicados en el Area, en la forma prevista en este Convenio y conforme se establezca en los Planes de Desarrollo y en los Programas de Trabajo y Presupuestos Anuales aprobados por la Filial.”* (Convenio Operativo Modelo III Ronda, 1997, 5).

De los párrafos antes mencionados se desprende que estos acuerdos propiciaron la participación de la inversión nacional y extranjera en las actividades directas de producción de hidrocarburos de exploración y producción, con el objeto de lograr una explotación petrolera con alta eficiencia operacional que aumentara la producción de los hidrocarburos, mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos o mejorando el factor de recobro a través del uso de las mejores prácticas e incorporación de nuevas tecnologías, donde los inversionistas invierten recursos financieros para la rehabilitación de éstos yacimientos, se realizaron tres rondas o

procesos de licitaciones para la adjudicación de estos campos marginales para un total de 32 convenios firmados con la empresa privada nacional y extranjera y tres (3) convenios firmados con las universidades. Las empresas participantes tenían que demostrar su capacidad financiera, competencia técnica y habilidades profesionales para desarrollar este tipo de convenios.

Cabe señalar que los campos seleccionados no tenían ninguna inversión prevista hasta su declive. Para hacer rentable estos proyectos, los enriquecimientos producto de los servicios fueron gravados con un impuesto del 34% sobre el enriquecimiento obtenido que se consideraba distinto a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, los cuales eran gravados con una alícuota de 67,7%, es decir, como si fuese obtenido por realizar cualquier otra actividad económica.

En 1991, Diario de Debates de la Cámara de Diputados alocución del Ministro de Energía y Minas Dr. Celestino Armas explicó que para el año 1992 se plantea una demanda de 25 millones de barriles diarios contra una oferta ligeramente inferior a los 24. Por otro lado, se mantiene el déficit de las exportaciones kuwaitíes e iraquíes y por otra parte tenemos la situación dramática que está viviendo la Unión Soviética a través de un proceso de desintegración política y económica que ha tenido como resultado una declinación sostenida, tanto de la producción como de las exportaciones de la unión Soviética. Plantea que Venezuela debe aprovechar ese momento histórico para darle un impulso definitivo a la industria petrolera y elevar la posibilidad de oferta energética que permita mantener a la industria en posición de primera línea en lo que se refiere a suministro petrolero internacional. Manifestó que la demanda petrolera crecería en esa década en alrededor de unos ocho millones de barriles diarios. Las metas fijadas en el Plan de expansión de la industria se mantienen en 3,25 millones de barriles diarios para 1993 y 3,5 millones de barriles para 1995, con posibilidades de estar por encima de los cuatro millones de barriles para el año 2000. Ahora bien, para alcanzar una meta de esa magnitud se plantea la necesidad y la conveniencia de que se recurra a diferentes esquemas que están

siendo analizados por la Comisión Asesora en materia Petrolera del Presidente de la República.

Asimismo, el Dr. Armas manifestó que el programa de reactivación de campos marginales podía dar un aumento adicional por el orden de los 200 o 250 mil barriles diarios los cuales ya bajan un tanto la presión sobre la industria propiamente dicha, así como explorar las posibilidades de desarrollo aguas arriba dentro de los mecanismos que encuadren en las restricciones planteadas en el artículo 5° de la Ley de Nacionalización. Mecanismos creativos que no impliquen necesariamente copropiedad de los activos ni en las reservas de las áreas nuevas que se puedan desarrollar con este propósito, pero que llenen el mismo objetivo de obtener financiamiento adicional y tecnología apropiada, de manera tal que nos ayude a aliviar la carga financiera que estos nuevos desarrollos implican. Todos los países de la OPEP se encuentran en la búsqueda de capitales, de diseños de nuevos mecanismos, de nuevas formulas de exploración y explotación y cada uno dentro de sus esquemas legales que permitan no solamente recuperar y modernizar su industria petrolera, sino también llevarla a nuevos niveles de producción.

De la alocución del Dr. Armas se desprende que la intención de los convenios operativos fue tratar de aprovechar el contexto histórico internacional para elevar la capacidad de producción de crudo que permitiera enfrentar la demanda energética que no iba a ser cubierta en la totalidad por los países del medio oriente, a través de nuevos enfoques que permitieran la participación de la empresa privada nacional e internacional dentro del marco legal existente para ese momento que permitiera lograr apalancamiento financiero y transferencia de tecnología para modernizar la industria petrolera e incrementar sus niveles de producción, no obstante, en la sección relativa al régimen legal aplicable evaluaremos si los mismos se realizaron dentro de la legalidad que se requería.

Obviando el aspecto legal, los Convenios Operativos generaron una inversión de más de 13 millardos de dólares entre 1992 y 2005, lograron recuperar, rehabilitar y

reacondicionar 32 campos maduros cuya producción llegó a estar cerca de los 550 mil barriles de petróleo diarios. Asimismo generaron la creación de empleos y permitieron la generación de capital nacional a través de la contratación de obras, bienes y servicios a la industria nacional obligando así al parque industrial nacional a generar bienes y prestaciones de servicios que cumplieran los niveles de calidad requeridos por la industria, así como, permitieron el crecimiento de la industria beneficiándonos del apalancamiento financiero de las empresas nacionales e internacionales, éstas últimas realizaron programas de inversión social en las diferentes regiones del país donde se desarrollaron. Adicionalmente ¿Hubiese podido Venezuela adelantar tal inversión en dinero y tecnología de su propia cuenta?.

#### Régimen legal aplicable:

En Venezuela la propiedad sobre todas las riquezas del subsuelo siempre se ha regido por el principio de que todas las riquezas contenidas en el subsuelo son bienes del dominio público propiedad del Estado de conformidad con el artículo 12<sup>16</sup> de la Constitución de la República Bolivariana<sup>17</sup> de Venezuela, bajo esta premisa se promulgó la LOREICH, diecisiete años después de la Nacionalización de los hidrocarburos, se le dio participación a la empresa privada nacional y extranjera sobre la base de lo establecido en el artículo 5 ejusdem, el cual según la interpretación dada permitió a PDVSA la celebración con la empresa privada de convenios operativos que permitirían reactivar campos abandonados por baja rentabilidad, a saber:

*“Artículo 5. El Estado ejercerá las actividades señaladas en el artículo 1º de la presente Ley directamente por el Ejecutivo Nacional o por medio de entes de su propiedad, pudiendo celebrar los convenios operativos necesarios para la mejor realización de sus funciones, sin*

<sup>16</sup>“Artículo 12. Los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles. Las costas marinas son bienes del dominio público.

<sup>17</sup> *Ibíd.*, pág. 17.

que en ningún caso estas gestiones afecten la esencia misma de las actividades atribuidas.

*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.”*  
(subrayado nuestro).

La Exposición de Motivos de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (1975, 4) señala que:

*“En el artículo 5º antes transcrito se establece que las actividades reservadas sólo podrán ser ejercidas por el Ejecutivo nacional, forma tradicional mantenida en nuestras leyes de hidrocarburos, y por entes de la propiedad del Estado. Si bien a tales entes les estará permitido crear empresas de su exclusiva propiedad, para realizar una o varias de las indicadas actividades, e igualmente celebrar los convenios operativos necesarios para la mejor realización de dichas actividades 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 éstas 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.”* (subrayado nuestro).

De lo antes expuesto se evidencia que los convenios operativos en referencia en ningún caso deben afectar la esencia misma de las actividades atribuidas, es decir, no deben corresponderse con actividades reservadas: exploración, explotación, transporte, almacenaje, comercialización, refinación y las obras que su manejo requiera sino a contratos de obras o de servicios, ya que de lo contrario se desdibuja la figura del contrato de servicio u operación puro y simple y se

desnaturalizaría la reserva, la cual consiste precisamente en excluir a los particulares del desarrollo de las actividades primarias o reservadas en comentarios.

En ese sentido, Padrón (1998,28) señala: “La reserva de la industria y el comercio de los hidrocarburos puede en consecuencia ser gestionada o ejercida, como se aseveró precedentemente, directamente por el Ejecutivo Nacional o indirectamente, por medio de entes de su propiedad, a cuyo efecto se permite la celebración de cualquier tipo de convenios operativos necesarios para la mejor realización de sus funciones, sin que por medio de estos convenios operativos se pueda afectar la esencia de las actividades atribuidas.” (Subrayado nuestro).

Existen distintos tipos de contratos de servicios, entre ellos tenemos i) los Contratos Simples de Servicios y ii) los Contratos de Servicios Directos o también llamados Convenios Operativos, a los cuales nos referiremos a continuación:

i) El Glosario de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, del Consejo Mundial de Petróleo y de la Asociación Americana de Geólogos, define un contrato simple de servicio en los siguientes términos: “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 de la 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 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. (Ramírez, 2006, Documento en línea).

De lo antes expuesto se desprende que los contratos de servicios se utilizan para coadyuvar la actividad petrolera en la realización de sus funciones en sus diversas fases y en los cuales no se contempla el riesgo por cuenta del contratista, tales como: los contratos celebrados para prospección geofísica, la apertura de un camino, estudios geológicos, perforación y mantenimiento de pozos, entre otros.

Por otra parte se encuentran los ii) Contratos de Servicios Directos o también llamados Convenios Operativos que inciden directamente en las actividades primarias o reservadas, donde la contratista tiene a su cargo la exploración y explotación del área asignada por su cuenta y riesgo, los cuales se suscribieron sin aprobación del Congreso en pleno (Cámaras en sesión conjunta), con la característica de que la contratista deberá realizar por cuenta de la empresa estatal que la contrate todas las actividades necesarias para la rehabilitación de las áreas asignadas en el convenio hasta lograr su desarrollo comercial, ésta última figura de convenio operativo son a los que se refiere la LOREICH en su artículo 5° y tiene su antecedente basado en una figura creada bajo la Ley de Hidrocarburos de 1967 denominada “Contratos de Servicio” al cual nos referiremos de seguidas.

Estos contratos de servicios suscritos bajo la Ley de 1967, tienen su origen en la política de no más concesiones, se consideraron una fórmula intermedia que por una parte permitía al Estado Venezolano el desarrollo de la Corporación Venezolana de Petróleo y por la otra permitía la participación de la inversión extranjera en la realización de las actividades primarias o reservadas una vez hubiese ocurrido la reversión, era visto como una prolongación del régimen de concesiones con la diferencia que estos convenios no conferían derechos reales sobre los yacimientos.

Asimismo las operaciones de venta estaban a cargo de la contratista y la distribución de las ganancias se regía por un esquema convenido.

La Exposición de Motivos de la Ley de Reforma Parcial de la Ley de Hidrocarburos (1967, pp. 4-5), señala que el artículo 126<sup>18</sup> de la Constitución Nacional<sup>19</sup> prescribe que los contratos de interés nacional<sup>20</sup> deben ser aprobados por el Congreso, estableciendo dos excepciones: la de aquellos necesarios para el normal desarrollo de la Administración pública y los permitidos por la Ley. Al consagrar el párrafo anterior la facultad que tiene el Ejecutivo Nacional para celebrar los convenios previstos en dicho párrafo, configura la segunda excepción mencionada, es decir, que esos convenios no requieren la aprobación del Soberano Congreso; más, tratándose de la materia trascendental que habrán de abarcar, tendiendo a una mayor seguridad jurídica en la contratación y en virtud de iniciarse una modalidad tan importante, se ha considerado como sana política administrativa la conveniencia de la intervención del Congreso y en ese sentido el párrafo 2º contempla la manera como habrá de hacerlo aquél. Es decir, se estipula en él que las Cámaras en sesión conjunta debidamente informadas por el Ejecutivo Nacional de todas las circunstancias pertinentes, aprobarán las bases y normas generales de contratación. ...omissis... Se emplea una fórmula similar a la contemplada por el artículo 126 de la Constitución Nacional para el otorgamiento de las concesiones, ...omissis... el Congreso, por una especie de autorización general, aprueba las

---

<sup>18</sup> “Artículo 126.- Sin la aprobación del Congreso, no podrá celebrarse ningún contrato de interés nacional, salvo los que fueren necesarios para el normal desarrollo de la administración pública o los que permita la Ley. No podrá en ningún caso procederse al otorgamiento de nuevas concesiones de hidrocarburos ni de otros recursos naturales que determine la Ley, sin que las Cámaras en sesión conjunta, debidamente informadas por el Ejecutivo Nacional de todas las circunstancias pertinentes, lo autoricen, dentro de las condiciones que fijen y sin que ello dispense del cumplimiento de las formalidades legales.

Tampoco podrá celebrarse ningún contrato de interés público nacional, estatal o municipal con Estados o entidades oficiales extranjeras, ni con sociedades no domiciliadas en Venezuela, ni traspasarse a ellos sin la aprobación del Congreso.

La Ley puede exigir determinadas condiciones de nacionalidad, domicilio o de otro orden, o requerir especiales garantías, en los contratos de interés público.”

<sup>19</sup> Ibid., pág. 8

<sup>20</sup> Al respecto Fuenmayor, N. define los contratos de interés nacional como aquellos que son “celebrados por una persona jurídica estatal de derecho público, es decir, por la República, por un Instituto Autónomo Nacional o por una empresa del Estado...omissis... Por su importancia, por su magnitud económica, por sus consecuencias.”

bases y normas de contratación que son de obligatorio cumplimiento por parte del ente contratante.

Llama la atención que los contratos de servicios a los que hace mención el artículo reformado (3º) en la Ley de 1967, en su párrafo tercero establece una serie de requisitos mínimos de obligatorio cumplimiento para los negociadores, adicionales a la aprobación del Congreso en sesión conjunta, entre los cuales destacan los siguientes:

- a) Para la validez del convenio se requerirá la autorización del Presidente en Consejo de Ministros.
- b) Una vez celebrados los convenios, el organismo público contratante remitirá el documento al Ministerio de Minas e Hidrocarburos a los fines de su publicación en Gaceta Oficial.
- c) Las dudas y controversias que se susciten son de la competencia de los Tribunales venezolanos, de conformidad con la legislación aplicable en Venezuela, sin que pueda existir derecho a reclamación extranjera alguna.
- d) Por último, los contratos de servicios estarán sometidos al régimen impositivo establecido en la Ley de Hidrocarburos y relativos a otros impuestos, contribuciones y otras leyes del régimen fiscal. El objetivo era que todo el régimen fiscal gravara las actividades objeto de los contratos.

Cabe señalar que los contratos de servicios a los que se refiere la Ley de Hidrocarburos de 1967 pretendían sustituir la figura de las Concesiones y éstas últimas representaban una producción de gran magnitud de interés nacional ya que toda la producción de petróleo se realizaba bajo esta figura, no obstante, los convenios operativos no son de gran magnitud, la producción de yacimientos maduros que se estimaba recuperar para la fecha en que se firmaron los convenios apenas correspondía a 120<sup>21</sup> mil barriles de petróleos diarios que comparado con la

---

<sup>21</sup> Grisanti, L. (2004) Auge, caída y reactivación de la inversión petrolera. **Economía y Petróleo** (Revista en Línea) Consultado el 6 de febrero de 2007 en: <http://www.analitica.com/va/economia/opinion/5828733.asp>

producción diaria a mediados de 1992 la cual era de 2.600.000<sup>22</sup> barriles diarios, se estaba hablando de que lo que sería la producción bajo la modalidad de convenio operativo representaba el 4,6% de la producción total de barriles diarios, cifra que no era de gran magnitud como para expresar que se refería a contratos de interés nacional.

La legislación venezolana vigente para la fecha en que se firmaron los Convenios Operativos en materia de hidrocarburos preveía esta figura en la Ley de Hidrocarburos de 1967, la cual presenta una diferencia sustancial respecto de los Convenios Operativos que se firmaron entre 1992 y 1997 y es que los mismos eran aprobados por las Cámaras en sesión conjunta, debidamente informadas por el Ejecutivo Nacional de todas las circunstancias pertinentes y contaban incluso con su aprobación en Consejo de Ministros.

Adicionalmente los Convenios Operativos celebrados entre 1992 y 1997, no requerían la aprobación del Congreso, tal como lo expresa la extinta Corte Suprema de Justicia en pleno (sin voto salvado), en la Sentencia del caso Lagoven S.A. que resuelve la colisión entre el artículo 5° de la LOREICH y el artículo 3° de la Ley de Hidrocarburos de 1967, en la cual declara que “la regla general es la explotación por parte del Ejecutivo Nacional, directa o indirecta, y la excepción la participación de los particulares (sólo mediante convenios de asociación o convenios operativos), ...omissis... el artículo tercero de la Ley de Hidrocarburos está derogado totalmente por el artículo 5° de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, ...omissis... así se declara.”

De lo antes expuesto se desprende que los particulares pueden participar en la explotación de los hidrocarburos utilizando como vehículo a los Convenios Operativos por vía de excepción. Asimismo queda derogado el artículo 3° de la Ley de Hidrocarburos, en consecuencia la Ley vigente para el momento en que se

---

<sup>22</sup>Rodríguez, M. (2000) La Política Petrolera para el Desarrollo. **Economía y Petróleo** (Revista en Línea) Consultado el 20 de agosto de 2009 en: <http://www.analitica.com/va/economia/opinion/8656476.asp>.

firmaron los Convenios Operativos era la LOREICH, la cual permitía la participación de la empresa privada en las actividades de explotación de hidrocarburos y los requisitos que debían cumplir los contratos de servicios bajo la Ley de 1967 tales como la aprobación del Congreso en sesión conjunta, bajo la LOREICH no son requeridos y la sentencia en comentarios así lo reafirma cuando expresa:

“...omissis... el artículo 5° de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, regula igualmente tal forma de explotación indirecta de los hidrocarburos, “por medio de entes de su propiedad (del Ejecutivo Nacional)”, pero, por ejemplo, en lo referente a los “convenios operativos necesarios para la mejor realización de sus funciones”, que puedan celebrar tales entes, no se requiere, como ocurría con los antiguos contratos de servicios denominados directos que sus bases de contratación fueran aprobadas previamente por las Cámaras en sesión conjunta, sino que ahora, según el citado artículo 5°, tales “convenios operativos” no están sujetos a esta aprobación.”

Así las cosas, la interpretación jurídica debe corresponder a la interpretación dada por el legislador y lo que declare el máximo Tribunal del país en su momento, llámese Tribunal Supremo de Justicia ó Corte Suprema de Justicia (caso que nos ocupa), en consecuencia los convenios operativos celebrados bajo la vigencia de la LOREICH no requerían la aprobación del Congreso para su celebración.

El objetivo de la Ley de Nacionalización de 1975 fue reservar al Estado por razones de conveniencia nacional, la industria y el comercio de los hidrocarburos, en todas sus fases, a saber: exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, comercialización interna y externa, así como las obras que requiera el manejo de la industria, es claro que la intención era que el Estado Venezolano a través de sus empresas holding y filiales quedaran a cargo del manejo de la industria.

El período posterior a la nacionalización fue conocido como de reserva absoluta, y por razones estratégicas y de conveniencia a los intereses del país se decidió que

las actividades básicas que son el corazón o la razón de ser de la industria petrolera nacionalizada, vale decir Petróleos de Venezuela, quedaran en manos de esta última.

Otra forma de participación de los particulares en las actividades de explotación de hidrocarburos prevista en el artículo quinto fue a través de convenios de asociación, cuando se justifique en razón de los intereses que convengan al interés público nacional, donde el Estado tenga una participación mayoritaria que garantice el control de las decisiones que se adopten y una duración determinada. La exposición de motivos de la LOREICH, (1975, 5) señala que “para revestir tales casos excepcionales de la mayor seguridad jurídica y de extremo control, dichos convenios de asociación requerirán para su validez la aprobación de las Cámaras en sesión conjunta, dentro de las condiciones que estas fijen, una vez que el Ejecutivo Nacional las haya informado suficientemente de todo lo relativo a la negociación que se trata.” (subrayado nuestro).

Los Convenios de Asociación se incluyeron en la LOREICH como una forma de tener alguna salida si cuando se efectuara la nacionalización no iban a poder llevar la industria adelante, en última instancia se recurriría a la ayuda de la empresa privada nacional o internacional. Por supuesto son dos situaciones diferentes y dos situaciones históricas distintas; el momento en el que se nacionaliza y el momento en que se promueve la apertura petrolera. Para el momento de la nacionalización se aproximaba el vencimiento del plazo de las concesiones, las trasnacionales no realizaban inversiones porque no se le iba a ver un beneficio a futuro, no tenía sentido invertir si no se iban a renovar las concesiones, por el contrario estaba el tema de la reversión.

Por otra parte estaba la situación financiera por la que estaba pasando PDVSA en el momento en que se promueve la apertura petrolera, queriendo participar como oferente en una demanda mundial de energía, en la cual contaba con el recurso natural (hidrocarburo) pero no con los recursos financieros y tecnológicos para su

extracción; pero en definitiva el objetivo de la LOREICH fue que el Ejecutivo Nacional junto con las Empresas del Estado llevaría a cabo el proceso de Nacionalización y asumiría efectivamente las riendas y el control de las diversas fases de la industria y el comercio de los hidrocarburos y de sus actividades conexas.

Por último, la remuneración se calculaba en base a los volúmenes de producción. A tales efectos Guevara (1991, citado por Rondón de Sansó 2008, pp. 338-339) explicó que los convenios operativos no deben considerar en las fórmulas de pago parámetros basados en la producción y en los precios del petróleo diciendo:

“...aparecen el borrador de Convenios, Parte I –Remuneración del Contratista y Apéndice Constitución, conceptos, definiciones de pagos y método de cálculos para el pago al Contratista que, a juicio de este Despacho, desvirtúan el Concepto de Convenios Operativos y lo convierten en un “convenio de participación”, en el cual la producción y los beneficios que dicha producción genere para la filial de (PDVSA) son compartidos con el Contratista. La participación en la producción y los beneficios generados por esa producción se desprende de la “Base Teórica Total BTT”... equivalente al 70% del valor acordado por cada barril de crudo producido. Valor acordado que a su vez es equivalente al precio cotizado para un petróleo de características y calidad similares al crudo producido en el área del Convenio.

El Viceministro rechazó el último borrador de “convenios operativos” propuesto por PDVSA expresando lo siguiente:

*“...la última versión presentada por (PDVSA)... establece como parámetro para la formulación de pago al contratista, el precio promedio de una cesta de crudo de acuerdo a las cotizaciones publicada en PLATTS. ...Aún cuando se le denomina “base Teórica Total”, este parámetro de pago al contratista, es el precio estimado de venta del crudo producido en ese campo para el momento del pago y constituye, igual que en la versión de Agosto, una participación del contratista en el crudo producido y en los ingresos obtenidos por la filial por la venta del crudo producido.*

*En consideración a las observaciones anteriores, **no es posible incluir en los convenios operativos para la reactivación de campos, fórmulas para el pago al contratista que utilicen parámetro basados en precios del petróleo.** (subrayados nuestros).”*

Cabe señalar que la fórmula de precio de los convenios operativos no estipula un porcentaje fijo de la producción de crudo de un determinado campo ni la entrega de una cantidad sustancial de la producción de petróleo, estos dos requisitos son a los que hace referencia la exposición de motivos de la LOREICH como los que pudieran considerarse un motivo para pensar que se está desdibujando la figura del contrato de servicio u operación.

Así las cosas, los “Convenios Operativos” se asemejan al tipo de “Contratos de Servicios Directos” que se autorizaron bajo la Ley de Hidrocarburos de 1967, pero no requerían la aprobación del Congreso en pleno para su celebración, de conformidad con lo establecido por la extinta Corte Suprema de Justicia, lo que significa que revistieron toda la legalidad del caso.

#### Mecanismo de producción de crudo bajo esta modalidad.

Los Convenios de Servicios de Operación se realizaron entre La Contratista y una Filial de PDVSA e implicaron la producción de crudos por cuenta de la empresa estatal pero a riesgo y costo de La Contratista, sin que esta última tuviese los derechos de propiedad sobre los hidrocarburos encontrados o producidos en el área del Convenio, la única persona que podía disponer de los mismos era la Filial quien tenía la propiedad y participación en el producto de la venta de los hidrocarburos, la duración era de veinte años contados a partir de la fecha en que se firma el Convenio.

La Contratista debía elaborar los Programas de Trabajo y Presupuestos Anuales los cuales serían aprobados por la filial, y para los primeros 36 meses del Convenio debía presentar un Programa Mínimo de Trabajo, el cual era de obligatorio cumplimiento y estaba garantizado con una Carta de Crédito de Garantía “Stand By” irrevocable, emitida por un banco de primera clase aprobado por la filial o avalado por un compromiso financiero emitido por la casa matriz de la Contratista. En caso de incumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo la filial podía proceder a

ejecutar la garantía. El Programa de Trabajo se realizaría de conformidad con las normas y practicas aplicables a la industria petrolera, tanto nacional como internacional.

Antes de dar inicio a las operaciones, tanto la Filial como la Contratista debían efectuar una auditoria ambiental en el Área de Convenio, en un plazo no mayor a cuatro meses contados a partir de la fecha de la firma del convenio, para determinar las condiciones ambientales preexistentes a la fecha de inicio de las operaciones. Asimismo debía presentar Programas de Prevención de Accidentes, de Protección Ambiental, Plan de Emergencia, Plan de Contingencias o circunstancias especiales tales como incendios, explosiones, derrames de crudo, entre otros. Así como la entrega de informes geofísicos, geológicos, de perforación de pozos, de producción u otros datos que requiera la Filial.

La remuneración de la Contratista incluye todos los costos y honorarios de acuerdo con los términos del Convenio, se basó en formulas que varían dependiendo de la ronda a la que corresponda cada uno de los contratos, así para la I y II Ronda la remuneración de la contratista estaba constituida por dos conceptos: a) Honorarios de Operación y b) Honorarios de Capital.

Los primeros son la remuneración obtenida por la prestación de los servicios de rehabilitación, desarrollo, extracción, producción, tratamiento, transporte, mantenimiento y otras operaciones autorizadas en el convenio; incluyen tanto los honorarios por servicios como la recuperación de los costos operacionales basado en los Procedimientos Contables, los volúmenes de hidrocarburos transferidos a la filial, comprende una cantidad única designada por la filial, la cual se ajusta por inflación.

Los Costos de Capital son recuperados como Honorarios de Capital y se corresponden con los desembolsos razonables y necesarios efectuados por la Contratista para renglones con una vida útil mayor a un año, siempre y cuando

estos desembolsos estén previstos en el Presupuesto del año respectivo como Costo de Capital, cuando se trate de equipos o instalaciones éstos deben estar ubicados en el área del Convenio, entre los desembolsos que califican como costos de capital tenemos: equipos y/o instalaciones, personal, materiales y servicios directamente afectos a la ejecución de los siguientes trabajos: Perforación y rehabilitación de pozos, Construcciones de servicios (costos de muelles y anclajes petroleros, plantas y equipos de tratamiento, sistemas de recuperación secundario y/o mejorada, plantas de gas, entre otros), Instalaciones de producción (costos de combustible, transporte y suministro para la fabricación dentro y fuera del área del convenio, costos de construcción para montar plataformas, equipos de superficie de pozos, entre otros), Equipos (herramientas de perforación y producción de superficie y subsuelo, gabarras, equipos flotantes y de oficina, automotriz, entre otros), personal, materiales, equipos y servicios utilizados en levantamientos aéreos, geológicos, topográficos, geofísicos, y sísmicos, entre otros. Dichos costos de capital acumulados en cada trimestre que se factura, se amortizaban por el método de línea recta en diez (10) años, menos cualquier monto ya recuperado de Costos de Capital. Los costos incurridos después del décimo año iban a ser recuperados por el método de línea recta en el plazo restante de vigencia del convenio, siempre que no superara el Honorario Máximo total.

La remuneración relativa a Honorarios de Operación y Honorarios de Capital no debía ser superior al Honorario Máximo Total (MTF) que se indexaba en base al alza o baja del precio de una cesta de productos aplicables al crudo producido en el área del convenio. Cualquier Honorario de Capital o de Operación puede ser recuperado en trimestres subsiguientes si el Honorario Máximo Total lo permite.

Adicionalmente se cancelaba un Incentivo por Incremento de Producción por cada barril producido y entregado a la Filial, que estuviese por encima del nivel fijado como producción base, sujeto a indexación en la misma forma que se indexa el Honorario Máximo Total.

Para la III Ronda, en relación a la remuneración se estipuló el pago de un “Estipendio por Servicios” por concepto de a) Reembolso de los anticipos realizados por los Contratistas para la adquisición de bienes y servicios en nombre de la filial y b) retribución por la prestación de los servicios operativos. El Estipendio por Servicio se calculaba y pagaba por separado para cada campo. Los pagos se realizaban trimestralmente y estaban compuestos por dos conceptos: a) Producción Base: Es el producto de multiplicar el precio en dólares por barril (US\$/B) por el mínimo entre la Producción Real y la Producción Base de Hidrocarburos Líquidos en barriles entregados en un punto de entrega, el pago de la producción base aplicaba solamente para el campo inicial, al resto de los campos no se le pagaba producción base y b) Producción Incremental: Es toda la producción de hidrocarburos líquidos que excede la producción base de cada trimestre, no incluye el gas asociado y se determina en base al menor valor entre el Valor Neto de los Hidrocarburos, en adelante NHV, (valor de la producción incremental del campo en cuestión que sea entregado en dicho trimestre, deducida la regalía sobre aquellos hidrocarburos líquidos producidos que se entregaron en el punto de entrega y que hayan sido utilizados o perdidos de forma que se conviertan en gravables y deducidos los Costos o Desembolsos Cargables) y el valor de los Costos de la Producción o Desembolsos Cargables más un porcentaje comprendido entre el 30% y el 100% aplicable a la diferencia entre el NHV y los Costos.

De lo antes expuesto se desprende que la fórmula de precio no representa un porcentaje fijo de la producción de un determinado campo, ni la entrega de cantidad alguna de crudo (menos aún una cantidad sustancial), sencillamente se basa en volúmenes de producción y precios de mercado del barril de petróleo e incluye otras variables.

La Contratista debía mantener la custodia del crudo extraído en el área del convenio hasta su transferencia a la Filial, en los correspondientes Puntos de Transferencia, así como mantener la guarda y custodia de las propiedades plantas y equipos

utilizados en la realización de las actividades sometidas a este convenio, los cuales serían entregados a la Filial al vencimiento del mismo.

Los contratos de servicios operativos exigían confidencialidad por parte de las partes, compañías asociadas a estas, subcontratistas y empleados de éstas, para divulgar cualquier información producida u obtenida en el área del convenio, con excepción de aquella información que debía ser suministrada a entes gubernamentales o a instituciones financieras, no obstante, estas últimas debían suscribir el mencionado acuerdo de confidencialidad, se requería autorización de la Filial para publicar cualquier información relacionada con los servicios prestados en el área del convenio.

Características de los Convenios Operativos a grandes rasgos:

A continuación presentamos un cuadro comparativo que señala cada una de las características más resaltantes de cada una de las Rondas, a saber:

Cuadro N° 1: Características de los Convenios Operativos de la I, II y III Ronda

I y II Ronda	III Ronda
La selección era realizada considerando el oferente que ofreciera el menor monto relativo al honorario de operación y el mayor monto que ofrecían a ejecutar como programa Mínimo de Trabajo.	La selección era realizada considerando el monto del Factor de Valorización, el cual no es más que el pago por el derecho a ganarse el puesto de operador, dicha cantidad sería recuperada por los operadores como un costo amortizable en materia de ISLR.
El plazo de duración del convenio era de 20 años prorrogables.	La duración del convenio era de 20 años desde la fecha de vigencia hasta la terminación del período de operación de cada campo en particular.
Está prevista la reducción de la	Prevé la reducción de la producción

<p>producción cuando ocurre una disminución de la cuota OPEP o por las condiciones del mercado.</p>	<p>como consecuencia de medidas adoptadas por el gobierno en cumplimiento de tratados internacionales suscritos por la República en forma proporcional a la participación que tenga la contratista en la cuota de producción del país.</p>
<p>La remuneración está comprendida por los Honorarios de Operación y los Honorarios de Capital, la suma de ambos no puede ser mayor al Honorario Máximo Total (cantidad US\$/barril fijada por la filial).</p>	<p>La remuneración consiste en el pago de un estipendio por servicio para cada campo, el cual incluye inversión, costos operacionales y la ganancia.</p>
<p>Se abriría la posibilidad de exploración <b>dentro</b> del área del convenio, sujeta a la aprobación de la Filial por cuenta y riesgo de la contratista. En caso de descubrir hidrocarburos diferentes a los yacimientos explotados que pudiera ser explotable comercialmente, la filial decidiría los términos en los cuales se llevaría a cabo la explotación.</p>	<p>Permitían la exploración de nuevos yacimientos <b>fuera</b> de los límites del campo inicial del convenio y en algunos casos se reembolsaba el costo de exploración como parte del estipendio por servicios, a saber:</p> <p>“(i) los Desembolsos de Pozo de los pozos que tengan la zona objetivo dentro de los Límites de Campo de un campo que se defina posteriormente siempre que tales pozos sean completados como pozos productores o pozos de inyección de dicho Campo.</p> <p>(ii) Los Desembolsos de Exploración que no sean Desembolsos de Pozos</p>

	para el cual la Filial apruebe el Plan de Desarrollo” <sup>23</sup> siempre que tales desembolsos no correspondan al campo inicial .
Las compañías licitaron por campos marginales, inactivos o con baja producción, en los cuales muchos pozos estaban cerrados sin ningún tipo de producción, totalmente abandonados.	En esta Ronda las Compañías Licitaron por reservas probadas y campos en producción.
La contratista será responsable por el abandono y taponamiento de todos los pozos existentes en el área del convenio en la oportunidad de la terminación.	La Contratista puede seleccionar los pozos a reactivar para la producción o para otro fin, si decide no ejercer el derecho de utilizar tal pozo, la única obligación que tendrá con respecto al resto de los pozos del área del convenio será el de efectuar el taponamiento y abandono de al menos 50 pozos inactivos existentes a la fecha de inicio de operaciones
Las disputas se dirimen a través del arbitraje, según las Reglas de la Cámara de Comercio Internacional en Venezuela y de conformidad con la legislación venezolana	Las controversias se resuelven a través del Arbitraje Internacional conforme a las Normas de Conciliación y Arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio en la ciudad de Nueva York o de la opinión de una terna de expertos en la materia (arbitraje).

<sup>23</sup> Convenio Operativo Modelo III Ronda, 1997, 21-22.

## Régimen Fiscal

- En materia de Impuesto sobre la Renta

El 17 de julio de 1942 fue promulgada en la Gaceta Oficial N° 20.851 la primera Ley de Impuesto sobre la Renta con vigencia a partir del 1° de enero de 1943, en la cual se evidenció una preocupación por el aprovechamiento del recurso petrolero por parte del Estado, a medida que la renta petrolera se fue incrementando se fueron desarrollando políticas de desarrollo hacia la industria petrolera y se fue incrementando el gravamen a ese tipo de renta con el objeto de obtener una mayor participación en la actividad petrolera, medida la cual va acompañada de una reforma integral a la Ley de Hidrocarburos, con la finalidad de uniformar el régimen de las concesiones otorgadas previo y desde la sanción de la primera Ley de Hidrocarburos de 1920; en particular estableciendo un régimen fiscal generalmente aplicable a todas las concesiones, incluyendo en especial la regalía o impuesto de explotación.

Se creó todo un marco normativo que regula la actividad petrolera en el país, en dos etapas distintas a saber:

1) Desarrollo de concesiones y contratos de servicios: la Ley de Hidrocarburos de 1943<sup>24</sup> reformada en 1955 y posteriormente en 1967<sup>25</sup>, la Ley sobre Bienes Afectos a la Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos de 1971<sup>26</sup>.

2) Estatización: la Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural de 1971<sup>27</sup>, la Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos

---

<sup>24</sup> Ley de Hidrocarburos (1943). **Gaceta Oficial de los Estados Unidos de Venezuela**, 31 (Extraordinario), Marzo 13 de 1943.

<sup>25</sup> Ley de Hidrocarburos (1967). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.149 (Extraordinario), Septiembre 15 de 1967.

<sup>26</sup> Ley sobre Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos (1971). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 29.577, Agosto 6 de 1971.

Derivados de Hidrocarburos de 1973<sup>28</sup> y la LOREICH de 1975 antes identificada, con la cual se produce la nacionalización de la industria petrolera y finaliza el régimen de otorgamiento de concesiones para darle paso al Estado a través de sus empresas filiales a la realización de las actividades petroleras.

En ambas etapas se producen cambios para incrementar la renta petrolera, junto a este ordenamiento jurídico surgen las reformas a la Ley de Impuesto sobre la Renta, para gravar la renta proveniente del sector petrolero con mayor intensidad considerando que las concesiones otorgadas a las empresas extranjeras o la actividad realizada por las Empresas propiedad del Estado, debían aportar una renta justa conforme a las riquezas obtenidas al realizar este tipo de actividad.

Inicialmente el gravamen en materia de impuesto sobre la renta se basó en un sistema cedular mixto o complementario; fue en parte cedular sobre enriquecimientos comerciales, industriales y mineros gravados con una tarifa de 2,5%; dentro de esta cédula estaban incluidos los enriquecimientos provenientes de la explotación de hidrocarburos que en un principio se regía por las regulaciones mineras. El impuesto cedular se combinó con un impuesto complementario que gravaba la renta global con una tarifa de 9,5%, éste sistema se basó en el principio de la territorialidad, en esta etapa la renta petrolera no era considerada especial, pero en la medida en que los beneficios obtenidos por la explotación del crudo se hacían más importantes, se trató de preservar la equidad en la distribución de las ganancias que le corresponden al propietario del crudo y a quién lo explota, considerando que el concesionario no puede tener una renta mayor que la renta que obtiene el propietario del crudo extraído, en este caso el Estado. Bajo estos argumentos, en 1948<sup>29</sup> se incorporó un impuesto adicional para los beneficios mineros y de hidrocarburos del 50% sobre el excedente de las ganancias, si

---

<sup>27</sup> Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural (1971). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 29.594, Agosto 26 de 1971.

<sup>28</sup> Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos (1973). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.591 (Extraordinario), Junio 22 de 1973.

<sup>29</sup> Ley de Impuesto sobre la Renta (LISLR) (1948). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 216 Extraordinario (22.768), Noviembre 12 de 1948.

después de deducir el impuesto sobre la renta (determinado conforme al sistema mixto) las ganancias restantes son superiores a la suma del impuesto en comentario, el excedente estaba sujeto a un impuesto del 50% sobre las ganancias remanentes, es lo que se denominó el “fifty-fifty”.

Surgen nuevas reformas y es en 1955<sup>30</sup> cuando se crea el Capítulo V sobre los Beneficios Mineros, de Hidrocarburos y Actividades conexas, el cual separa por primera vez la renta que se origina por la explotación de minas e hidrocarburos y sus actividades conexas (siendo estas últimas las actividades de refinación y el transporte bien sea por la vía del oleoducto o fluvial) de las actividades comerciales e industriales. Se incorpora un mecanismo de control fiscal a los precios de exportación de hidrocarburos en el cual la Administración Tributaria podía estimar de oficio los Valores de Exportación si consideraba que los ingresos declarados por el contribuyente no se corresponden a los valores de mercado de dichos productos en el extranjero o con el valor de las mercancías exportadas en puerto venezolano, se podría decir que estamos en presencia de una determinación presuntiva de los ingresos. En 1961<sup>31</sup> se establece la presentación de la declaración estimada sobre los beneficios obtenidos por la explotación de los hidrocarburos y actividades conexas en el primer trimestre de cada año.

Asimismo, en 1966<sup>32</sup> se deroga el sistema cedular mixto y se establece un sistema global progresivo donde no se grava en función de la fuente productora de la renta sino que grava la renta de las personas naturales y jurídicas globalmente considerada, el cual entra en vigencia a partir del 1° de enero de 1967, se enfoca en gravar las actividades de hidrocarburos y actividades conexas, considerando la importancia que tiene esta actividad económica en el país y el hecho que se trata de la explotación de un recurso natural no renovable, dicha categoría de renta es gravada con una tarifa especial para actividades mineras, hidrocarburos y

---

<sup>30</sup> LISLR (1955). *Gaceta Oficial de la República de Venezuela*, 24.816, Agosto 08 de 1955.

<sup>31</sup> LISLR (1961). *Gaceta Oficial de la República de Venezuela*, 669 Extraordinario (26.483), Febrero 17 de 1961.

<sup>32</sup> LISLR (1966). *Gaceta Oficial de la República de Venezuela*, 1.069 Extraordinario (28.218), Diciembre 23 de 1966.

actividades conexas con varios tramos que van desde el 20% hasta el 52%. Se mantiene el impuesto adicional del 50% sobre las rentas excedentarias después de aplicar el impuesto global progresivo sobre los enriquecimientos gravables. Se modifica la determinación de los valores fiscales de exportación, ahora se fijan por Convenio entre el contribuyente y el Ejecutivo Nacional con una vigencia de cinco años, pero si los valores de exportación acordados son inferiores a los precios de venta del crudo y demás minerales, el contribuyente pagaría la diferencia de conformidad con el procedimiento establecido en el convenio.

Posteriormente con el alza que sufrieron los precios del crudo producto de la crisis del Medio Oriente se adoptó la decisión de determinar los valores de exportación directamente por el Ejecutivo Nacional, considerando que los precios establecidos en los convenios no reflejaban la realidad actual y se realiza la reforma a la Ley de Impuesto sobre la Renta en el año 1970<sup>33</sup>. Se establece un impuesto complementario del 60%, sobre la diferencia entre los valores de exportación fijados por el Ejecutivo Nacional y los ingresos por ventas de exportación declarados por el contribuyente, siempre y cuando los primeros sean superiores a los segundos.

En el año 1974<sup>34</sup> se realiza otra reforma a la Ley de Impuesto sobre la Renta, a través de una Ley Habilitante, en la cual se aumenta la tarifa impositiva a los enriquecimientos provenientes de las actividades petroleras a 63,5%.

Con la nacionalización de la industria de los hidrocarburos en el año 1975, los sujetos pasivos del impuesto sobre la renta en materia petrolera pasan a ser PDVSA (como accionista) y sus empresas filiales las cuales van a ser gravadas de conformidad con las normas aplicables a las empresas privadas que se dedican a la explotación de los hidrocarburos con el objeto de equipararlas a una concesionaria, así el artículo 7 de la LOREICH establecía:

---

<sup>33</sup> LISLR (1970). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.448 Extraordinario, Diciembre 18 de 1970.

<sup>34</sup> Decreto 440 Reforma de la LISLR (1974). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.702 Extraordinario, Octubre 31 de 1974.

*“...omissis... quedarán sujetas al pago de los impuestos y contribuciones nacionales establecidos para las concesiones de hidrocarburos, así como, en cuanto les sean aplicables, a las otras normas que respecto a éstas contengan las leyes, reglamentos, decretos, resoluciones, ordenanzas y circulares, y a los convenios celebrados por los concesionarios con el Ejecutivo Nacional. No estarán sujetas a ninguna clase de impuestos estatales ni municipales.”*

De lo antes expuesto se desprende que PDVSA y sus empresas filiales quedaron sometidas al régimen del impuesto sobre la renta aplicable a los enriquecimientos provenientes de los hidrocarburos, para ese momento se encontraba vigente la LISLR de 1975<sup>35</sup> la cual preveía una tarifa de 72% para este tipo de rentas, independientemente de que quien las ejecutara fuese una persona natural o jurídica.

Con relación a los impuestos municipales se entiende que la materia de los hidrocarburos es potestad del Poder Nacional y por lo tanto los municipios carecen de potestad tributaria para gravar a estas empresas en particular de conformidad con el numeral 8 del artículo 136<sup>36</sup> de la Constitución Nacional de 1961.

En el año de 1976 nuevamente ocurre una reforma a la Ley de ISLR<sup>37</sup> para reducir la tarifa aplicable a las actividades petroleras y llevarla a 67.7%; estableció que las rentas provenientes de las actividades de explotación de las ex-concesionarias que tenían convenios de operación o de participación, así como quienes se dediquen a la compra o adquisición de hidrocarburos derivados para la exportación se gravarían

<sup>35</sup> Decreto 172 Reforma Parcial de la LISLR (1975). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.720 Extraordinario, Enero 25 de 1975.

<sup>36</sup> “Artículo 136.- ...omissis... 8º- La organización, recaudación y control de los impuestos a la renta, al capital y a las sucesiones y donaciones; de las contribuciones que gravan la importación, las de registro y timbre fiscal y las que recaigan sobre la producción y consumo de bienes que total o parcialmente la ley reserve al Poder Nacional, tales como las de alcoholes, licores, cigarrillos, fósforos y salinas; las de minas e hidrocarburos y los demás impuestos, tasas y rentas no atribuidos a los Estados y a los Municipios, que con carácter de contribuciones nacionales creare la Ley; ...omissis...”

<sup>37</sup> LISLR (1976). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.895 Extraordinario, Agosto 20 de 1976.

con una tarifa de 72% hasta el 31 de diciembre de 1975. Asimismo, el enriquecimiento neto global anual obtenido en el ejercicio 1976 sería gravado con una tarifa de 65,5%.

A partir de 1976, con la nacionalización nacen los contratos de comercialización a través de los cuales las ex-concesionarias se dedicaban a la compra-venta de hidrocarburos y sus derivados para la exportación, es decir, vendían la producción de crudo venezolano en el mercado mundial, estos convenios eran gravados con una tarifa de 65,5% aplicable a los enriquecimientos obtenidos durante el ejercicio 1976 y a partir de 1977 se gravaron con una tarifa de 67,7%. Estos convenios son catalogados como contratos de servicios del tipo directo, los cuales fueron los primeros contratos de este tipo que se celebraron bajo la vigencia de la LOREICH, nótese que tributaban igual que PDVSA y sus filiales ya que realizaban actividades aguas arriba o primarias, específicamente la comercialización. Este tipo de contrato no fue sujeto a aprobación del extinto Congreso Nacional ya que como se mencionó anteriormente bajo la vigencia de la LOREICH estaba permitida la suscripción de este tipo de contrato sin la aprobación del Congreso en comentarios.

En 1978<sup>38</sup> Venezuela acoge el sistema global puro que es el que prevalece hasta nuestros días (año 2009), el cual grava los enriquecimientos de las personas naturales y jurídicas con una tarifa progresiva y establecen tarifas proporcionales para las rentas petroleras, se mantiene la alícuota de 67,7% para las actividades de hidrocarburos, desaparece el impuesto adicional de 50% aplicado a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, siguen vigentes los valores fiscales de exportación.

Con la reforma a la LISLR realizada en 1981<sup>39</sup> se establece que en ningún caso el valor de exportación promedio por barril de crudo y sus derivados, resultantes de la fijación de los valores de exportación por parte del Ejecutivo Nacional, podrá ser

---

<sup>38</sup> LISLR (1978). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 2.277 Extraordinario, Junio 23 de 1978.

<sup>39</sup> LISLR (1981). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 2.894 Extraordinario, Diciembre 23 de 1981.

mayor al 20% del ingreso promedio por barril de crudo y sus derivados resultante de los ingresos por ventas de exportación declarados por el contribuyente, con esta reforma se logra poner un límite a la discrecionalidad del Ejecutivo para la fijación de los precios.

A través de las sucesivas reformas hemos visto un tratamiento especial y con mayor gravamen dirigido a este tipo de renta ya que el sector petrolero es la principal fuente de recaudación de este impuesto, básicamente las reformas se realizaron para incrementar la tarifa impositiva aplicable a los hidrocarburos con el objeto de asegurar ingresos fiscales y afianzar el sistema de industrialización o actividad, el cual consiste en asumir el riesgo de la actividad de que se trate, en nuestro caso la explotación de los hidrocarburos, este régimen es contrario a un sistema fundamentado esencialmente en regalías.

Cabe señalar que desde la implantación del impuesto el objetivo por el cual se creó y así se expresa en la exposición de motivos de 1942, es el de tener una mayor participación en las ganancias obtenidas por la explotación del crudo para compensar al país por el agotamiento de estos recursos naturales no renovables y mantener control sobre el exceso de las ganancias obtenidas por lo particulares, a saber: *“El desideratum consignado expresamente por el Ejecutivo Federal de que Venezuela obtenga la mayor participación posible en la riqueza de su subsuelo conjuntamente con el mayor desarrollo a que las actividades petroleras están llamadas, da base firme para esperar que aumente dicho ingreso”*. (Parra, J. et al. (1964-1965, 410)

A partir de 1991 con el motivo de hacer atractivas las invitaciones que se estaban realizando por el tema de la apertura petrolera comenzaron a hacerse reformas en materia de impuesto sobre la renta ya que resultaba poco atractivo para los inversionistas participar en un proyecto que iba a quedar sometido al régimen

tributario de las empresas petroleras en Venezuela, se reforma la LISLR en 1991<sup>40</sup>, esta no fue una reforma integral, su objetivo no era la participación privada en general en la explotación de hidrocarburos sino en mega-proyectos en áreas no tradicionales (Faja y Gas Costa Afuera) y se realiza una disminución selectiva al impuesto proporcional de los hidrocarburos pasando de 67,7% al 30% aplicables a las empresas petroleras que suscriban convenios de asociación para la explotación y refinación de crudos pesados y extrapesados y para la explotación y procesamiento de gas natural costa afuera, los cuales se estaban negociando para esa fecha.

Existían negociaciones para explotar gas natural no asociado existente en las áreas de Patao, Dragón y Mejillones, costa afuera en la Península de Paria en el Estado Sucre, así como negociaciones para explotar y mejorar crudos pesados y extra pesados en la Faja del Orinoco, en ambos casos la viabilidad de los proyectos requería un régimen fiscal más favorable, incluyendo la eliminación de la discrecionalidad del Ejecutivo nacional para determinar los valores fiscales de exportación ya que a través de ello se incrementaba la carga tributaria por vía de este impuesto complementario.

Como parte de la política establecida por el Estado con el objeto de impulsar la posibilidad de incrementar la oferta energética y posicionarnos como suplidor internacional de crudo, PDVSA comienza el proceso de apertura petrolera debido a que carecía de recursos propios para participar en la satisfacción de la demanda mundial energética prevista para ese momento, la cual no era cubierta por los productores de crudo, considerando la situación de Kuwait la cual sólo estaba produciendo 400 Mil barriles diarios para satisfacer su demanda interna, aunado a esto se encuentra la situación de la anterior Unión Soviética la cual ya comentamos con anterioridad.

---

<sup>40</sup> LISLR (1991). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 4.300 Extraordinario, Agosto 13 de 1991.

PDVSA contaba con recursos para invertir en la recuperación de la declinación de campos explotados bajo tecnologías tradicionales, es decir, son inversiones que se realizan para mantener los niveles de producción existentes, más no para aumentar la producción actual. Si bien es cierto que la recuperación de la declinación es una actividad que debe realizarse con recursos propios, también es cierto que en la medida en que se aumenten los niveles de producción la presión y gravedad de los yacimientos va cediendo, el crudo ya no sale por si mismo, es en ese momento en el que se aplican tecnologías tales como inyección de vapor, inyección de gas o instalación de bombas que ayuden a extraer el crudo, cuando se trata de crudos pesados o extra pesados se requiere refinarlos, para que puedan ser colocados en mercados internacionales a precios que generen rentabilidad en la operación de comercialización, para ello es necesario invertir en el parque refinador, de lo contrario se colocarían en el mercado a precios muy bajos.

Asimismo en la medida en que se produce se requiere aumentar las reservas y esto se logra a través de la exploración, ya que no es conveniente dedicarse a la producción de crudo hasta agotar su existencia y dejar de lado las reservas, para mantener o aumentar el nivel de reservas existentes se requiere explorar áreas prospectivas.

Para llevar a cabo este Plan de inversión y llegar a un acuerdo en las negociaciones que se estaban planteando en aquel momento, era necesario eliminar los valores fiscales de exportación, así lo manifestó el Dr. Andrés Sosa Pietri Presidente de PDVSA en su alocución a la Cámara de Diputados el 5 de diciembre de 1991, señalando que para llevar a cabo la política que tiene Petróleos de Venezuela en materia de Plan de Inversiones se podía lograr de dos maneras, en asociación con terceros a través de Empresas Mixtas, no obstante, eso sería ir en contra de la decisión tomada en 1975 cuando se decidió que era estratégicamente conveniente a los intereses del país, que ciertas actividades de la industria petrolera fueran realizadas por una empresa venezolana, en este caso por una empresa propiedad del Estado, que era el único ente venezolano que tenía el poder adquisitivo

suficiente para tomar esos bienes de las empresas concesionarias que antes venían explotando el petróleo en el país. Eso sería regresar a la etapa de 1975 cuando las actividades básicas de nuestra industria, vale decir la exploración, la recuperación de la declinación, la producción, la comercialización, etc., estaban en manos de compañías extranjeras. De todas formas los socios exigirían que se les baje el Impuesto sobre la Renta.

El autor en referencia señala, que la otra consideración sería el financiamiento, pero ciertamente no se va a adquirir deuda o se van a solicitar préstamos para invertir en recuperación de la declinación porque esa no es una actividad que va a agregar más renta, eso lo que va a hacer es mantener la renta existente. En ese sentido, la actividad de recuperación de la declinación y de exploración que está asociada a la producción anual, tiene que ser financiada con recursos propios y para poder ser financiada con recursos propios es necesario que el Valor Fiscal de Exportación sea eliminado, sin embargo, como este no puede ser reducido de una vez dada la dependencia del Estado de los ingresos petroleros se propone una reducción progresiva y gradual.

Precisa el autor que PDVSA tenía un déficit estructural de flujo de caja y con ese déficit no podía solicitar financiamiento, si ese déficit se iba a solucionar por la vía de la eliminación de la sobre carga fiscal, se podrían adquirir obligaciones financieras mientras se reduce el Valor Fiscal de Exportación (VFE) porque cada punto de VFE produce un pequeño punto de déficit en el Flujo de Caja de PDVSA. La solución es permitirle a PDVSA un esquema que durante la transitoriedad de la rebaja progresiva del VFE, le permita generar los recursos que necesita para poder acometer las inversiones que son indispensables. De no hacer esas inversiones, lo que va a suceder en el tiempo es que con la producción va a bajar la renta de PDVSA y también la renta fiscal.

Cabe señalar que para ese momento los precios del petróleo eran muy bajos, la faja era una interrogante y el mercado de gas recién crecía desde la segunda mitad de

la década de los 80 (hasta bien entrados los 70 se consideraba que el valor transable del gas a nivel internacional era cercano a cero<sup>41</sup>). Fundamentalmente si Venezuela quería atraer recursos para dicho tipo de actividades, la misma estaba compitiendo con otros países en búsqueda de ellos y de allí la necesidad de revisar el esquema fiscal.

Ante esta situación planteada, se produce una reforma en 1993 que elimina los Valores Fiscales de Exportación y se promulga la Ley Sobre la Eliminación Gradual de los Valores Fiscales de Exportación<sup>41</sup> aplicable a la exportación de hidrocarburos, la cual estableció una eliminación gradual de 16% para 1993, de 8% para 1994, de 4% para 1995 y su eliminación total en 1996.

Podemos decir que la eliminación de los VFE fue un punto positivo que atrajo inversionistas nacionales y extranjeros en la participación del proceso de apertura petrolera, considerando que para 1993 se estaba hablando de un proceso de apertura hacia el sector privado para realizar actividades reservadas en materia de gas, tal es el caso del Proyecto Cristóbal Colón, no obstante los inversionistas consideraron el proyecto inviable de continuar determinándose los precios de exportación del crudo a discrecionalidad del Ejecutivo Nacional a través de la aplicación de los VFE. Con la derogatoria de los VFE y las constantes reformas en materia de impuesto sobre la renta dirigidas a hacer atractivas las inversiones en el país se logró atraer capitales privados que permitieron la expansión de la industria, así nuevamente ocurre una reforma en septiembre de 1993<sup>42</sup> en la cual se gravan con una tarifa máxima de 30% los enriquecimientos obtenidos de las empresas que se constituyan bajo convenios de asociación para la ejecución de proyectos integrados verticalmente que se dediquen a la explotación, refinación, industrialización, emulsificación, transporte y comercialización de petróleo crudo extrapesado, bitúmenes naturales y gas natural costa afuera.

---

<sup>41</sup> Ley sobre la eliminación gradual de los Valores Fiscales de Exportación aplicables a las Exportaciones de Hidrocarburos (1993). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 35.243, Junio 30 de 1993.

<sup>42</sup> LISLR (1993). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 4.628 Extraordinario, Septiembre 09 de 1993.

En 1994<sup>43</sup> tiene lugar otra reforma, se modifica la tarifa 2 con la cual se gravan los enriquecimientos obtenidos por las empresas que se constituyan bajo convenios de asociación para la ejecución de proyectos integrados verticalmente que se dediquen a la explotación, refinación, industrialización, emulsificación, transporte y comercialización de petróleo crudo extrapesado, bitúmenes naturales y gas natural costa afuera, pasando de 30% a una tarifa máxima de 34%.

Con el objeto de disminuir la presión fiscal sobre los convenios de asociación iniciados por PDVSA y sus Filiales y de que tributen bajo el régimen ordinario de las compañías anónimas y los contribuyentes asimilados a estas se realiza la reforma de 1995<sup>44</sup> en la cual se excluye del régimen tarifario de 67,7% para tributar bajo el régimen ordinario de las personas jurídicas con tarifa de 34% a las empresas ya constituidas y domiciliadas en Venezuela que realicen actividades integradas de producción y emulsificación de bitumen natural y se mantiene la exclusión a las empresas que se constituyan bajo convenios de asociación para la ejecución de proyectos integrados verticalmente en materia de explotación, refinación, industrialización, emulsificación, transporte y comercialización de petróleos crudos extrapesados, bitúmenes naturales y gas natural costa afuera.

La reforma de 1999<sup>45</sup> incorpora en el régimen ordinario de las personas jurídicas con tarifa de 34% a las empresas que se dediquen a realizar actividades integradas o no, de exploración o explotación del gas no asociado en general, de procesamiento o refinación, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y exportación del gas y sus componentes, con lo que no se limitarían las actividades aguas afuera. Se mantiene la exclusión del régimen que grava las actividades de explotación de hidrocarburos y actividades conexas a las actividades realizadas bajo los negocios concretados en la apertura petrolera relativos a Faja y Orimulsión.

---

<sup>43</sup> LISLR (1994). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 4.727 Extraordinario, Mayo 27 de 1994.

<sup>44</sup> LISLR (1995). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 5.023 Extraordinario, Diciembre 18 de 1995.

<sup>45</sup> LISLR (1999). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 5.390 Extraordinario, Octubre 22 de 1999.

Al mismo tiempo que se iniciaron las negociaciones de los mega proyectos en la Faja Petrolífera del Orinoco y de gas natural costa afuera, lo cual tuvo lugar en el año 1991, se inician las negociaciones para adjudicar campos marginales inactivos o abandonados con el objeto de rehabilitar y reactivar la producción de crudo en estos campos, los cuales requerían nuevas inversiones para reactivar o aumentar el nivel de extracción, la producción obtenida era propiedad de la Filial de PDVSA. Estas Actividades eran llevadas a cabo por el inversionista o contratista por cuenta de PDVSA y para regular la actividad se suscribieron contratos denominados “Convenios Operativos”

Los Convenios Operativos tributaban en materia de impuesto sobre la renta de conformidad con el artículo 53 de la Ley de Impuesto sobre la Renta vigente para aquel momento, es decir, 34% sobre el enriquecimiento neto global anual, considerando que las empresas operadoras prestaban un servicio de operación por cuenta de PDVSA o de sus filiales con el objeto de explorar y extraer el crudo, cabe aclarar que en ningún momento la operadora se hacía propietaria del crudo extraído, éste era levantado por PDVSA para su comercialización.

Se consideró que las empresas que prestaban servicios operativos tributaban bajo el régimen de la tarifa 2, partiendo de la premisa que sus ingresos no se originaban de la explotación directa de los hidrocarburos, sino de un servicio de operación que se le presta al propietario de los hidrocarburos, siendo este último quien se queda con el enriquecimiento. Anzola en una entrevista realizada el 10 de marzo de 2009 señala que PDVSA siempre defendió la tesis de que eran contratos de servicios porque ella nunca se desprendió de la propiedad del crudo. Precisó que los servicios fueron ejecutados bajo la figura jurídica del mandato y era válido, donde la contratista actuaba por cuenta y nombre de PDVSA, no era una actividad realizada por cuenta propia sino por cuenta de PDVSA.

Sin embargo, los contratos celebrados entre la Filial y la Contratista no se corresponden a simples prestaciones de servicios a los efectos fiscales los cuales

fueron gravados con tarifa no petrolera, tal como se ha tratado de hacer ver, en realidad se está en presencia de contratos que evidencian la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, entendiendo como tal la realización de actividades relacionadas con la exploración en todo el territorio nacional en búsqueda de yacimientos, para su correspondiente explotación (extracción de crudo del yacimiento), transporte, almacenamiento, comercialización, manufactura o refinación y las obras que su manejo requiera, tal como lo establece el artículo 1<sup>46</sup> de la LOREICH.

Antes de referirnos a los Convenios Operativos, se hará una referencia a los Convenios de Comercialización para luego realizar una comparación entre ambos tipos de contrato que se suscribieron bajo la vigencia de la LOREICH.

A partir de 1976 se suscriben los convenios de comercialización, mediante los cuales las Filiales vendían el noventa por ciento (90%) de la producción a las ex-concesionarias y estas últimas se encargaban de comercializar el petróleo crudo y sus productos en los mercados internacionales, son clasificados como contratos de servicios del tipo directo, a través de los cuales se realizaba la actividad de comercialización, catalogada como reservada al Estado según la LOREICH, a través de la cual se obtienen los más altos beneficios del negocio petrolero, nótese que tributaban igual que PDVSA y sus filiales, ya que realizaban actividades aguas arribas, específicamente la comercialización.

La actividad de comercialización del crudo era gravada para el año 1975 con una alícuota de 72% tal como lo establece la Ley de Impuesto sobre la Renta vigente para ese ejercicio antes identificada, a saber:

---

<sup>46</sup> “Artículo 1°- 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...omissis...”

“Artículo 58.- El enriquecimiento neto global anual determinado de acuerdo con las normas establecidas en el Título III de la presente Ley, obtenido por toda persona jurídica o comunidad que se dedique a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, tales como la refinación y el transporte, o a la compra o adquisición de hidrocarburos y sus derivados para la exportación, se gravará con una tasa del setenta y dos por ciento (72%).

Igual tasa de impuesto se aplicará a los enriquecimientos derivados de las actividades señaladas en el encabezamiento de este artículo, cuando sean obtenidos por personas naturales...omissis...” (subrayado nuestro).

Asimismo la reforma del año 1976, señala en sus artículos 26 y 58, que las empresas que se dediquen a la compra o adquisición de hidrocarburos y sus derivados para la exportación están sujetas a la tarifa petrolera de 67,7%, a saber:

“Artículo 26.- Las personas jurídicas y las comunidades que se dediquen a la explotación de minas, de hidrocarburos y de actividades conexas, tales como la refinación y el transporte, serán sujetos del impuesto a que se contrae el presente Título por todos sus enriquecimientos netos aunque provengan de actividades distintas a las de tales industrias. Igual régimen se aplicará a las sociedades y comunidades que se dediquen a la compra para la exportación de minerales e hidrocarburos y sus derivados.” (subrayado nuestro).

“Artículo 58.- El enriquecimiento global neto anual determinado de acuerdo con las normas establecidas, en el Título III de la presente Ley obtenido por toda persona jurídica que se dedique a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, tales como la refinación y el transporte, o a la compra, o adquisición de hidrocarburos y sus derivados para la exportación se gravará con una tasa del sesenta y siete, setenta por ciento (67,7%)...omissis...” (subrayado nuestro).

El artículo 159 de la LIRLR de 1976 establece una alícuota aplicable para los enriquecimientos obtenidos en el ejercicio correspondiente a 1976 de 65 ½%, lo que

significa que la tarifa de 67,7% sería aplicable para el ejercicio 1977 y siguientes, artículo que reza así:

“Artículo 159.- El enriquecimiento global neto anual obtenido durante el ejercicio correspondiente a 1976, por los contribuyentes a que se refiere el encabezado del artículo 58 de la Ley, se gravará con una tasa del sesenta y cinco y medio por ciento (65,5%).”

De la misma manera, en las disposiciones transitorias y finales de la LISLR de 1976 se reitera la alícuota del setenta y dos por ciento (72%) para los enriquecimientos obtenidos en el ejercicio 1975 según el artículo 161 de la LISLR en comentarios, a saber:

“Artículo 161.- Los enriquecimientos obtenidos en las actividades realizadas hasta el 31 de diciembre de 1975, por las empresas ex concesionarias de hidrocarburos, las que tenían celebrados convenios de participación o de operaciones mancomunadas, así como las que se dedicaron a la compra o adquisición de hidrocarburos o derivados para la exportación, se gravarán con una tasa de setenta y dos por ciento (72%). ...omissis...” (subrayado nuestro).

Así las cosas, la actividad de comercialización de hidrocarburos y sus derivados son subsumibles dentro del supuesto establecido en la norma del artículo 26 antes mencionado y esta actividad realizada a través de los contratos de comercialización eran gravados con una tarifa de 65,5% aplicable a los enriquecimientos obtenidos durante el ejercicio 1976 y a partir de 1977 se gravaron con una tarifa de 67,7%, es de destacar que este tipo de contrato siempre fue gravado con tarifa petrolera ya que a pesar de que era considerado un contrato de servicio de tipo directo, la actividad realizada era la comercialización de crudo, la cual era reservada al Estado.

Por otra parte, el artículo 4<sup>47</sup> de la LOREICH permitía la utilización de medios y formas, entre estos los contratos de comercialización para la captación de mercados donde se pudiera ubicar el crudo producido y sus derivados, siempre y cuando el Ejecutivo Nacional a través de PDVSA y sus empresas filiales se reservase el derecho de comercialización.

Tal como se ha mencionado anteriormente, los convenios de comercialización nacen bajo la vigencia de la LOREICH al igual que los Convenios Operativos, estos últimos se configuraron bajo la vigencia de la LISLR de 1991, la cual en su artículo 9 establece lo siguiente:

“Artículo 9° Los contribuyentes distintos de las personas naturales y de sus asimilados, que se dediquen a la explotación de hidrocarburos y de actividades conexas, tales como la refinación y el transporte, o a la compra o adquisición de hidrocarburos y sus derivados para la exportación, estarán sujetos al impuesto previsto en el literal b) del artículo 56 de esta Ley por todos los enriquecimientos obtenidos, aunque provengan de actividades distintas a las de tales industrias.

Se gravarán con el impuesto previsto en el artículo 55, los enriquecimientos provenientes de las nuevas actividades que, para la ejecución de proyectos en materia de explotación y refinación de crudos pesados y extrapesados, y de explotación y procesamiento de gas natural libre, se realicen bajo convenios de asociación celebrados conforme a la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, o mediante contratos de interés nacional previstos en la Constitución.”

El artículo 55 corresponde a la tarifa máxima de 30% con la cual serán gravados los contribuyentes cuyos enriquecimientos obtenidos correspondan a actividades

---

<sup>47</sup> “Artículo 4°.- En las negociaciones para vender hidrocarburos en el mercado exterior, el Ejecutivo Nacional o los entes estatales podrán utilizar, reservándose los derechos de comercialización, diversos medios y formas, orientados preferentemente a establecer transacciones regulares con los Estados o entes estatales de los países consumidores, para la captación y conservación de mercados directos de los hidrocarburos venezolanos.”

distintas a la explotación de hidrocarburos y el artículo 56 se refiere a la tarifa de 67,7% aplicable a los enriquecimientos tipificados en el artículo 9 antes citado.

De lo antes expuesto se desprende que los Convenios Operativos se dedican a la explotación de hidrocarburos, tal como lo establece el artículo 9 de la LISLR, específicamente desarrollan actividades de exploración, explotación, almacenaje y transporte inicial hasta el punto de entrega a la filial de los crudos producidos, realizando actividades reservadas al Estado de conformidad con el artículo 5° de la LOREICH, el cual le permite al Ejecutivo Nacional, por medio de sus empresas filiales, realizar este tipo de contratos donde participa la empresa privada por vía de excepción (tal como fue expuesto en el régimen legal aplicable a este tipo de contrato), convenios que son necesarios para la mejor realización de las funciones de PDVSA y sus filiales.

Al igual que los contratos de comercialización, los convenios operativos nacen bajo la vigencia de la LOREICH, y realizan actividades reservadas al Estado, los primeros desarrollan la comercialización de los hidrocarburos y sus derivados en el mercado internacional y los segundos desarrollan actividades de exploración, explotación, almacenaje y transporte inicial hasta el punto de entrega donde los crudos producidos son entregados a la filial, ambos tipos de contratos son considerados contratos de servicios del tipo directo, y tienen su base legal en la LOREICH, los primeros están previstos en el artículo cuatro y los segundos están previstos en el artículo quinto de la norma en comentarios y ambos tipos de contratos deben ser gravados, como de hecho fueron gravados los contratos de comercialización, con la tarifa petrolera establecida en la LISLR, ya que ambos contratos se dedican a “ejercer la industria y el comercio de los hidrocarburos”, entendiendo por esta la explotación de la industria estratégica fundamental para el desarrollo económico del país, la cual incluye las actividades esenciales que identifican la industria petrolera en todas sus fases, a saber: exploración, explotación (extracción de crudo), transporte, almacenamiento, refinación y comercialización.

Así las cosas, vemos que a partir de 1991 y de las reformas posteriores, se aplicó el régimen de tributación ordinario de las compañías anónimas las cuales tributan con una tarifa máxima de 30%, que posteriormente con la reforma de 1994 se incrementa a 34%, a los enriquecimientos relacionados con la ejecución de los proyectos que se realicen bajo la modalidad de convenios de asociación en materia de:

- Explotación y refinación de crudos pesados y extrapesados.
- Explotación y procesamiento de gas natural libre.
- Ejecución de proyectos integrados verticalmente que se dediquen a la explotación, refinación, industrialización, emulsificación, transporte y comercialización de petróleo crudo extrapesado, bitúmenes naturales y gas natural costa afuera.
- Realización de actividades integradas o no, de exploración o explotación del gas no asociado en general, de procesamiento o refinación, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y exportación del gas y sus componentes, con lo que no se limitarían las actividades aguas afuera.

De lo anteriormente expuesto se observa que en ningún momento se excluyeron los contratos de convenios operativos de la aplicación de la tarifa petrolera, solamente se excluyen los convenios de asociación celebrados para explotar crudos pesados y extrapesados, gas natural costa afuera y bitúmenes naturales, en consecuencia los contratos de convenios operativos deben ser gravados con la tarifa petrolera de 67,7%, la cual cambió con la reforma de 2001<sup>48</sup> a 50%.

Considerando lo antes expuesto y tal como se observa de los hechos como sucedieron, en definitiva quién realizaba la exploración, extracción, transporte y almacenaje del crudo hasta el punto de entrega era la Contratista y el mandato no

---

<sup>48</sup> LISLR (2001). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 5.566 Extraordinario, Diciembre 28 de 2001.

era sino un subterfugio de mera forma que se utilizó para disminuir la carga tributaria de ésta, que bajo un escenario de prestación de servicio tributaría bajo el régimen tarifario de las compañías anónimas y asimilados a estas gravada con un 34%, mientras que si su realidad económica subyacente es la explotación de hidrocarburos, que de hecho lo es tal como ha sido expuesto, ésta actividad debe ser gravada con una tarifa de 67,7%.

Así se realice la actividad de hidrocarburos por cuenta de la filial, lo que en realidad se está realizando es la actividad de explotación de hidrocarburos y actividades conexas. No es lo mismo instalar un taladro, que es una actividad conexas, a realizar la extracción del crudo a través del taladro, lo primero estaba permitido porque se está prestando el servicio de instalar el taladro, más no de extraer el crudo con el taladro, este último constituye una explotación de un yacimiento que está tipificado como actividad reservada exclusiva de PDVSA y sus filiales.

Ahora bien, las operaciones llevadas a cabo por las Contratistas consisten en la rehabilitación, reactivación de la producción, explotación (extracción de crudo), mantenimiento de los campos de crudo que se encuentran dentro del área asignada, transporte y almacenaje inicial hasta los puntos de entrega, así como la exploración dentro de las mismas áreas y tratamiento del crudo que se encuentra en cada campo (refinación) y cualquier otra actividad que sea necesaria para continuar el desarrollo comercial de los hidrocarburos, de allí que los hechos hablan por sí mismos y demuestran claramente que los convenios operativos no realizan actividades distintas a las reservadas, al contrario realizan las actividades reservadas al Estado, quien de conformidad con el artículo 1º de la LOREICH se reserva por razones de conveniencia nacional 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.

Los propios convenios operativos reconocen que realizan actividades reservadas por cuenta de la filial, tal como se desprende del Capítulo II Objeto en el cual se expone: “las partes reconocen que el desarrollo, la explotación, el Transporte y Manejo y la exploración de los hidrocarburos constituyen actividades reservadas en los términos previstos en la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (LOREICH) y que, en consecuencia, los Contratistas llevarán a cabo los Servicios Operativos previstos en este Convenio, no por cuenta propia, sino únicamente por cuenta de la Filial, con sujeción a los términos y condiciones previstos en este Convenio” (subrayado nuestro) (Convenio Operativo Modelo III Ronda, 1997, 15).

Cabe señalar que la Administración Tributaria (2005) en los reparos efectuados a las Contratistas señala que el objeto de los Convenios Operativos suscritos en la I Ronda es la rehabilitación y reactivación de la producción de crudo de algunos campos marginales o inactivos que requerían nuevas inversiones para aumentar o reactivar su nivel de extracción, en los contratos de III Ronda además de lo antes expuesto, establecían la exploración de campos vírgenes que se encontraban dentro del “área asignada” por su potencial de producción. Estas actividades se corresponden con el ejercicio de la explotación y exploración de los hidrocarburos tipificadas como actividades primarias dentro del proceso de explotación de los hidrocarburos según el artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2001.

Asimismo la Administración Tributaria no se pronuncia sobre la legalidad o ilegalidad de los contratos a la luz de la LOREICH, sólo se pronuncia sobre la interpretación del artículo 11 (anteriormente 9) de la LISLR, y en la totalidad de los casos eximió de sanciones por error excusable a los contribuyentes.

Precisa la Administración Tributaria que la cuantía de los ingresos depende de la cantidad de barriles de petróleo que la contribuyente entrega a PDVSA y del precio del barril de petróleo a nivel internacional, es decir, que no se le factura a PDVSA un

determinado precio por servicio prestado, sino que se cobra en función de la producción y del precio del producto. En la práctica la Contratista realiza actividades intrínsecas a la explotación de hidrocarburos, cuyo beneficio aumenta en la medida en que se incrementa la producción de petróleo crudo, siendo afectado por las variaciones del precio a nivel internacional.

Considera la Administración Tributaria que el artículo 11 de la LISLR vigente para el ejercicio fiscalizado (01-01-02 al 31-12-2002) prevé la aplicación de la Tarifa 3 (alícuota de 50%) para el caso de los convenios operativos ya que la norma refiere a los contribuyentes distintos de personas naturales y de sus asimilados que se dediquen a la explotación de hidrocarburos y de actividades conexas, señala que **la norma atiende a la actividad ejecutada y al tipo de sujeto que la realiza**, con independencia de su forma conceptual, efectuando una exclusión para el caso de las asociaciones estratégicas y otras actividades señaladas expresamente en el Parágrafo Único que no incluyen a los Convenios Operativos.

En virtud de lo antes expuesto se considera que las empresas Contratistas deben tributar en materia de impuesto sobre la renta en base a la tarifa que grava la explotación de hidrocarburos y de actividades conexas, tales como la exploración y extracción de crudo, cuya alícuota aplicable para la fecha en que firmaron los convenios era de 67,7% y se mantuvo vigente hasta la reforma de 2001, fecha en la cual se disminuye la tarifa aplicable a 50%, y no deben tributar en base a la Tarifa 2 cuya alícuota aplicable es de 34%, ya que ésta alícuota grava actividades distintas a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas.

- En materia del Régimen de Regalía

La Ley de Hidrocarburos de 1943 establece la participación del Estado en lo relativo a la explotación de los hidrocarburos a través de un canon denominado impuesto de explotación, conocido como regalía, el cual se aplicó en un principio a los concesionarios, cuando se produjo la nacionalización bajo la vigencia de la Ley que

Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, este canon fue aplicado a las empresas propiedad del Estado y hoy en día sigue vigente bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2001.

La Regalía es el pago que recibe el Estado por ser titular y propietario de los yacimientos que se están explotando, en otras palabras, es la participación del Estado sobre el producto bruto de las explotaciones y se paga en virtud de una estipulación contractual, donde cada barril tiene que generar una justa remuneración para el dueño de los yacimientos de hidrocarburos, entendiendo como tal una remuneración que no favorezca ni al que explota los yacimientos de hidrocarburos ni a su dueño.

La alícuota aplicable bajo la vigencia de la Ley de Hidrocarburos de 1943 y de la LOREICH de 1975 (esta última previo aplicar el impuesto de explotación a la industria estatizada) fue de 16 2/3%, o lo que es lo mismo 16,67% sobre el petróleo crudo extraído de cualquier yacimiento, medido en el campo de producción a valor de mercado, o el precio convenido por las partes y en su defecto el que dicte el Estado como valor fiscal de referencia, el pago puede ser realizado en dinero o en especie a elección del Estado.

Es de señalar que si se obtenían precios de ventas superiores a los considerados en el cálculo de la regalía, se debía pagar el 16 2/3% sobre la diferencia. Bajo la vigencia de la Ley de Hidrocarburos de 2001 el valor fiscal a efectos del cálculo de la regalía puede ser fijado por un liquidador y el Ministerio de Energía y Minas liquidará la planilla que debe ser cancelada en un plazo de cinco días hábiles siguientes a la recepción de la misma, la alícuota aplicable es de 30% pudiendo ser rebajada hasta un límite de 20% si se demuestra que un yacimiento maduro o de crudo extrapesado en la Faja del Orinoco no es económicamente explotable con esa regalía, igual situación ocurre en los casos de mezclas de bitúmenes con la particularidad que de en este último caso la regalía se disminuiría hasta un 16 2/3%,

sin embargo, una vez que la explotación del crudo sea rentable el Estado puede restituir total o parcialmente la regalía.

De lo antes expuesto observamos que el Ejecutivo Nacional tiene la facultad de modificar la alícuota en caso que se demuestre que la misma afecta la explotación comercial y llevarla a los términos originales o restituir la regalía en forma parcial cuando la situación se haya normalizado, esta característica es la que creaba el debate relativo a si la regalía era o no un tributo. De considerarse un tributo estaríamos en presencia de una exacción realizada a la riqueza del contribuyente, sin embargo, la exacción que se realiza es sobre el crudo extraído, el cual es propiedad del Estado indiferentemente de que quien lo extraiga sea una empresa propiedad del Estado o un particular.

Asimismo el ejercicio del poder tributario por parte del Estado, no está condicionado a un acuerdo de voluntades entre las partes, los tributos surgen del poder de imposición que tiene el Estado para efectuar el cobro compulsivo del tributo y este debe estar tipificado en la Ley, y sólo a través de ésta puede ser modificada, a diferencia de lo que ocurre con la alícuota aplicable en materia de regalía que puede ser modificada si un contrato no es rentable y una vez que lo sea se puede restituir total o parcialmente a su alícuota original.

En consecuencia no puede considerarse tributo a la contraprestación denominada regalía ya que la misma no cumple con lo establecido en el COT en su artículo 3° el cual señala que sólo a las leyes corresponde regular la creación, modificación o supresión de tributos, definir la alícuota aplicable y su base imponible, así como indicar los sujetos pasivos del impuesto.

Adicionalmente mal podría calificarse como impuesto, debido a que la exacción que se realiza es voluntaria, es decir, que se establece con independencia de la voluntad del particular. En el caso de la explotación de los hidrocarburos son los particulares los que deciden si explotan o no el crudo y aceptan efectuar el pago como

contraprestación por la obtención del derecho de explotar el hidrocarburo, por lo tanto existe espontaneidad en la realización del supuesto de hecho, tanto la empresa privada como el Estado deciden si explotan el crudo y llegan a un acuerdo para realizar tal explotación que se configura bajo un contrato. Esta situación se aclara con la Ley de Hidrocarburos de 2001, la cual señala en su exposición de motivos que la regalía no es un impuesto, es la parte que le corresponde al Estado por ser propietario del recurso. La Ley en comentarios 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.

De conformidad con el contrato de Convenio Operativo la filial de PDVSA que contrate los servicios operativos relativos a la explotación de hidrocarburos por parte de la empresa privada, pagará todos los impuestos de explotación correspondientes a la producción que los Contratistas estén autorizados a extraer, es decir, la Filial era la responsable por el pago de todas las regalías y los impuestos relacionados con la producción, sobre la base de que las Contratistas realizaban las actividades reservadas por cuenta de la Filial y ésta nunca se desprendía de la propiedad de los hidrocarburos, al contrario mantiene todos los derechos e intereses sobre los hidrocarburos producidos por la contratista.

La regalía se paga en razón del beneficio derivado de la titularidad que adopte el particular sobre el hidrocarburo extraído, para el caso de los convenios operativos el criterio manejado fue que la propiedad del crudo era de la Filial y el único pagador de la regalía es el titular del hidrocarburo extraído, en consecuencia quién pagaba la regalía era la Filial y no la Contratista que era quién extraía el crudo y se quedaba con parte del precio del crudo como remuneración por haber realizado la extracción del mismo.

Cuando se firmaron los Convenios Operativos el precio del petróleo estaba en niveles muy bajos, por el orden del los US\$15 el barril, aplicar una regalía a campos

maduros, es decir, de explotación secundaria o terciaria, igual a la de campos productivos de 16,67% hacía el convenio financieramente inviable. Tal situación ocurre porque la regalía se aplica sobre el valor de la producción sin imputar costo alguno, a diferencia del impuesto sobre la renta que se determina deduciendo los costos de producción del ingreso bruto.

Con la Ley de Hidrocarburos de 2001, vigente a partir del 1° de enero de 2002 se establece una regalía del 30%, aplicable a los Convenios Operativos ya que los mismos realizan actividades de exploración y explotación, catalogadas como actividades primarias y no toma en cuenta si las mencionadas actividades son realizadas por cuenta propia o por cuenta de la Filial, basta realizar la extracción del crudo para estar en el supuesto previsto en la norma que origina el pago de la regalía.

Bajo la figura de los Convenios Operativos quien pagaba la regalía no era la persona que realizaba la extracción del crudo (Contratista) sino la Filial, amparados bajo un contrato de mandato, no obstante, si el proyecto en un inicio no era viable se entiende que la regalía aplicable no fuese con la alícuota aplicable a campos productivos, pero una vez que el convenio se haya hecho rentable se ha debido ajustar la alícuota a términos normales de 16,67% para el caso de los convenios operativos de I Ronda, ya que en los contratos de II y III Ronda la alícuota aplicable era 16 2/3% y en estos convenios no hubo reducción de la alícuota aplicable en materia de regalía. Por otra parte en materia de impuesto sobre la renta ocurre lo mismo, la tarifa aplicable no es la que corresponde por la realización de actividades de explotación de hidrocarburos, en su defecto los Convenios en comentarios tributaban en base a una tarifa no petrolera de 34% en lugar de aplicar 50%. Tal como se evaluó y se expuso lo concerniente a los Convenios Operativos, asimismo evaluaremos el tema tributario bajo la figura de Empresas Mixtas en el capítulo que se desarrolla a continuación.

### III. EMPRESAS MIXTAS.

Las Empresas Mixtas fueron el vehículo creado por el actual gobierno para permitir la participación de la empresa privada en la realización de las actividades primarias, antes reservadas, bajo el corolario que con esta figura se obtiene un mayor control sobre los negocios que el Estado realiza con participación privada, las cuales traen consigo una serie de ventajas especiales a las cuales nos referiremos en el desarrollo de este capítulo.

#### Definición y Motivación

Las razones que motivaron al Ministerio de Energía y Petróleo a promover la migración de convenios operativos a Empresas Mixtas fueron expuestas por el Ministro Ramírez (2005), el cual señaló que “de acuerdo con el artículo 5° de la LOREICH los contratos de servicios no debían desnaturalizar la esencia misma de las actividades que estaban siendo reservadas al Estado, manifestó que la empresa privada no puede operar sobre el objeto mismo de las reservas de la Ley. Tal como quedó demostrado en los hechos, con estos Convenios, PDVSA simplemente entregó a terceros las actividades de exploración y producción, reservadas por la Ley de Nacionalización a las empresas del Estado”.

Al respecto, cabe mencionar que el Ejecutivo Nacional a través de PDVSA y sus empresas filiales estaba facultado para celebrar convenios operativos con los particulares, necesarios para la mejor realización de sus funciones, los cuales no requerían aprobación del Congreso Nacional, en consecuencia los particulares podían realizar actividades reservadas por vía de una explotación indirecta de los hidrocarburos, tal como lo señala la extinta Corte Suprema de Justicia en pleno y sin voto salvado en la sentencia de Lagoven, S.A. de fecha 23 de abril de 1991, antes identificada.

Precisa Ramírez (2005) que “en la práctica, terminaron siendo empresas no de servicios sino productoras de petróleo, y los operadores se hicieron partícipes de los

derechos sobre los volúmenes, reservas y precios petroleros muchos de estos convenios tienen las reservas de hidrocarburos correspondientes en sus libros con la aprobación de Securities and Exchange Comisión (SEC), de modo que con cada adjudicación los convenios se hicieron más ilegales. Justifica tal migración como medio para salir de la ilegalidad jurídica en la que estaban inmersos los mencionados contratos. Señala que las ganancias de estas compañías varían con la producción y los precios del petróleo, en consecuencia para fines del ISLR son productores de petróleo”, sin embargo el hecho de que bajo la LISLR sean tratados bajo Tarifa 3, no conlleva la ilegalidad de los mismos.

Por otra parte Ramírez (2005) deja claro que “no se podrá migrar a la figura de Empresa Mixta hasta tanto no se llegue a un acuerdo con el SENIAT, es decir, la Contratista debe reconocer y allanarse a los reparos formulados por la Administración Tributaria”. Es evidente que no se le dio alternativa de no migrar a las Contratistas, ya que de no hacerlo esta decisión implicaba la terminación unilateral del contrato, tampoco se respetó el debido proceso que ha debido seguirse cuando sucedió la ola de reparos realizados por la Administración Tributaria, en su lugar se aplicó una política de terrorismo fiscal por parte del Ejecutivo Nacional, donde si no se allanaban a los reparos fiscales no iban a negociar el cambio a Empresa Mixta, política que a todas luces es arbitraria.

Ramírez (2005) se refirió al manejo interesado de los denominados campos “marginales”. Dijo que “cuando se entregó por adjudicación directa el Campo Boscán en 1995, éste producía cerca de 80 mil barriles diarios, por ende no podía ser considerado “inactivo”. Hoy día, este campo está produciendo cerca de 110 mil barriles, lo que quiere decir que además era un campo con buena proyección”. El campo Boscán es una excepción en materia de convenios operativos y no encuadra en ninguna de las tres rondas, ya que el objetivo de dicho proyecto conllevaba la participación de PDVSA tanto en Venezuela como en la ulterior refinación en el exterior.

Los convenios operativos produjeron 499 mil barriles diarios, con un valor promedio de mercado de 34,67 dólares por barril. En este caso, explicó, las Contratistas facturaron para sus servicios un promedio de 18, 17 dólares por barril, o sea el equivalente al 52% del valor, mientras que los barriles producidos por PDVSA como esfuerzo propio le costaron a la industria 4 dólares por unidad”. Comparación que no es válida, ya que se está asimilando un caso excepcional de producción de un campo de producción primaria<sup>49</sup> con costos de operación primaria con campos petroleros de recuperación secundaria<sup>50</sup> o terciaria cuyos costos de producción son significativamente más elevados.

---

<sup>49</sup> “PRODUCCIÓN PRIMARIA La mayoría de los pozos petrolíferos se perforan con el método rotatorio. En este método, una torre sostiene la cadena de perforación, formada por una serie de tubos acoplados. La cadena se hace girar uniéndola al banco giratorio situado en el suelo de la torre. La broca de perforación situada al final de la cadena suele estar formada por tres ruedas cónicas con dientes de acero endurecido. La roca se lleva a la superficie por un sistema continuo de fluido circulante impulsado por una bomba. El crudo atrapado en un yacimiento se encuentra bajo presión; si no estuviera atrapado por rocas impermeables habría seguido ascendiendo debido a su flotabilidad hasta brotar en la superficie terrestre. Por ello, cuando se perfora un pozo que llega hasta una acumulación de petróleo a presión, el petróleo se expande hacia la zona de baja presión creada por el pozo en comunicación con la superficie terrestre. Sin embargo, a medida que el pozo se llena de líquido aparece una presión contraria sobre el depósito, y pronto se detendría el flujo de líquido adicional hacia el pozo si no se dieran otras circunstancias. La mayor parte del petróleo contiene una cantidad significativa de gas natural en disolución, que se mantiene disuelto debido a las altas presiones del depósito. Cuando el petróleo pasa a la zona de baja presión del pozo, el gas deja de estar disuelto y empieza a expandirse. Esta expansión, junto con la dilución de la columna de petróleo por el gas, menos denso, hace que el petróleo aflore a la superficie. A medida que se continúa retirando líquido del yacimiento, la presión del mismo va disminuyendo poco a poco, así como la cantidad de gas disuelto. Esto hace que la velocidad de flujo del líquido hacia el pozo se haga menor y se libere menos gas. Cuando el petróleo ya no llega a la superficie se hace necesario instalar una bomba en el pozo para continuar extrayendo el crudo. Finalmente, la velocidad de flujo del petróleo se hace tan pequeña, y el coste de elevarlo hacia la superficie aumenta tanto, que el coste de funcionamiento del pozo es mayor que los ingresos que se pueden obtener por la venta del crudo (una vez descontados los gastos de explotación, impuestos, seguros y rendimientos del capital). Esto significa que se ha alcanzado el límite económico del pozo, por lo que se abandona su explotación.” Incaugarat, M. (Fecha: información no disponible) **Hidrocarburos “El Petróleo”** (Documento en línea). Consultado el 15 de noviembre de 2009 en: <http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml#bi>

<sup>50</sup> Martínez, A. (2002). **Diccionario del Petróleo Venezolano** (2da. Ed.). Caracas: Los Libros de El Nacional (Minerva, N° 10): Se entiende por “**recuperación secundaria**. En su conjunto, los métodos térmicos y químicos que se utilizan para lograr el recobro de volúmenes adicionales de hidrocarburos, en uno o varios ciclos de programas diversos. La operación más sencilla y tradicional de recuperación secundaria es el mantenimiento de la presión del yacimiento por inyección de gas natural, otras técnicas usadas o por usarse en Venezuela envuelven la inyección de vapor de agua de forma continua o interrumpida, inyección alterna de fluido, combustión superhúmeda y otras. La recuperación secundaria contribuye a la producción con una cuarta parte del total. En 2001 la contribución al aumento de las reservas probadas de petróleo crudo por recuperación secundaria fue de 20 millones de metros cúbicos.”

Surge entonces una matriz de opinión, por parte del Gobierno, el cual considera que estos acuerdos permitían a las empresas extraer alrededor de 550 mil barriles de petróleo diarios pagando 34% de impuesto sobre la renta, provocándole pérdidas al país bajo el argumento de que la producción de un barril de petróleo le costaba a las empresas trasnacionales US\$ 22 mientras que a PDVSA le costaba US\$4.

Anzola (2009) manifestó que, los convenios operativos se firmaron para producir en los llamados campos marginales y éstos eran aquellos en los que los pozos con la tecnología que tenía PDVSA no podían extraer el crudo que allí había, para extraer el crudo hubo que hacer cuantiosas inversiones de capital, lo cual hacía que el costo de la extracción del crudo no fuese de US\$4. Al efecto, cuando se habla de un crudo que cuesta US\$4 su extracción se refiere al crudo del Lago de Maracaibo que fluye por gravedad o con mínima intervención, siendo que es más costoso producir en los campos marginales, por cuanto habría que invertir para poner estos pozos operativos, considerando que no pocos de ellos estaban cerrados, lo cual obviamente no es susceptible de resultar en un costo de US\$4 por barril.

De lo antes expuesto se desprende que la producción en campos marginales no es igual de rentable que la producción en pozos activos bajo métodos de explotación primaria, la comparación no es válida considerando que los convenios operativos se firmaron precisamente para la reactivación de dichos campos marginales, ya que de ser así no tenía sentido que PDVSA contrate los servicios de las operadoras cuando ella puede realizar la extracción a costos más rentables.

Otra de las razones alegadas para migrar a Empresas Mixtas fue que los Convenios no establecieron pagos de regalías, sobre la base de que el crudo producido no era propiedad de las Contratistas sino de PDVSA y era a esta última a quien le correspondía realizar el pago de la regalía por ser la propietaria del crudo extraído, como uno de los elementos de participación del Estado en el producido petrolero. Como en efecto se hizo, las filiales de PDVSA pagaban una regalía del 1%, bajo la Ley de Hidrocarburos de 1943 (artículo 41) vista la producción de dichas áreas, la cual permaneció en términos similares (al menos en lo que correspondía a I Ronda

de Convenios Operativos) al celebrarse los convenios operativos, manteniéndose la facultad del Ministerio de Energía y Minas para disminuir la regalía de 16 2/3% hasta el 1% con el objeto de hacer rentables los proyectos sobre los campos marginales.

Al efecto, en lo que refería a II y III Ronda la situación era diferente por cuanto en tales casos la regalía aplicable era de 16 2/3%, a saber, la prevista en la Ley de hidrocarburos, y, de hecho, en lo que correspondía a III Ronda, el efecto de la regalía se tomaba en cuenta a los fines del computo del valor neto de los hidrocarburos (NVH) para fijar el estipendio a ser pagado al contratista con lo que el mismo asumía desde el punto de vista económico el eventual impacto de la misma. Con la entrada en vigor de la Ley Orgánica de hidrocarburos la regalía para I, II y III Ronda se incrementó a 30%.

Adicionalmente, se utilizó como argumento el que en materia de impuesto sobre la renta las operaciones realizadas no eran pechados como actividades petroleras sino como empresas comerciales que realizaban actividades distintas a la explotación de crudo y actividades conexas, gravadas con una alícuota en principio de 30% y luego de 34% en lugar de ser gravadas con la alícuota de 67,7% en un inicio y luego con 50%, es decir, que pagaban impuesto igual que una arrocera, un central azucarero o una farmacia, cuando han debido pagar como una empresa petrolera productora de hidrocarburos, considerando que las rentas percibidas por estos últimos tenían un origen diferente al resto de los enriquecimientos obtenidos por contribuyentes que se dedican a actividades distintas a la explotación de hidrocarburos y es que la renta proviene de la explotación de un recurso natural no renovable, que se agota en la medida de su explotación y es propiedad del Estado, estos recursos se han puesto a disposición de la empresa privada para ser explotados bajo la supervisión del Estado a través de PDVSA y sus empresas filiales.

Los contribuyentes que se dedican a actividades distintas de la explotación de hidrocarburos, generan la renta con la utilización de recursos propios a diferencia de las Contratistas que se dedican a la explotación de hidrocarburos que generan la

renta con recursos del Estado, estos son los yacimientos y las inversiones de capital las cuales son reembolsadas a las mismas.

Con la aplicación de una tarifa severamente diferenciada en materia de impuesto sobre la renta se trata de ajustar el pago del impuesto a la intensidad del rendimiento de la explotación petrolera que permita controlar el exceso de las ganancias obtenidas por los particulares, lo que se quiere es que haya una justa participación en los beneficios de la industria ya que la súper renta petrolera debe quedar en un mayor porcentaje en manos del dueño de los yacimientos de hidrocarburos porque sin ellos no hubiese sido posible la generación del enriquecimiento.

Por último, alegaron que la remuneración se basó en los volúmenes de producción y en los precios del petróleo los cuales eran indexados por inflación, con lo cual quedaba claro que no eran simples contratos de servicios.

El cuestionamiento a los convenios viene dado por el régimen fiscal aplicado y la valoración del petróleo producido. Para la fecha en que se firmaron los convenios los precios del petróleo eran bastante bajos (US\$15). No obstante, no es sino hasta el 2005, año en el cual el crudo logró alcanzar precios inesperados que apuntaban a la continua alza, cuando el actual Gobierno manifiesta que los convenios operativos generan pérdidas al país.

Cabe preguntarse, ¿si en realidad estos contratos no eran rentables por que no se derogaron en el año 1999 cuando asume el poder el presidente recién electo en 1998. Llama la atención que el actual presidente inauguró en el 2004, el convenio operativo para el desarrollo de hidrocarburos en campos ubicados en el área de Zumano con CNPC Venezuela y el que vistos los precios del petróleo haya girado su apreciación en 180 grados.

Cuando los precios del crudo son elevados, como en el año 2005 y 2006, los gobiernos de naciones productoras aplican medidas para incrementar sus ingresos

y obtener mayores ganancias del negocio petrolero, tales como el incremento de los tributos, los cuales han podido modificarse sin necesidad de migrar los Convenios Operativos a la modalidad de Empresas Mixtas.

La conformación de Empresas Mixtas forma parte de la reestructuración legal de la industria petrolera que dio por terminados los convenios operativos, dando paso a una nueva modalidad de apertura petrolera, éstas son el vehículo creado para realizar las actividades primarias, reservadas, similares a las efectuadas por los Convenios Operativos, el Estado conserva la propiedad del recurso pero ahora PDVSA tiene una inversión por el orden del 60% con el objeto de obtener una mayoría accionaria en dichas empresas, representada por un aporte de capital mínimo (y activos de campo que respaldan la prima por emisión de acciones) a fin de balancear las participaciones, con características fundamentales, entre éstas el control de decisión por tener una participación accionaria mayor al 50% del capital social, se hizo hincapié en el control porque al tenerlo se puede determinar las condiciones de ejercicio de la actividad (quedando sin embargo la pregunta de si ello no podría lograrse por vía de la emisión de acciones privilegiadas o doradas). Las Empresas Mixtas resultantes de la migración de los Convenios Operativos son las operadoras y titulares de derechos a extraer crudo y le entregan toda la producción a CVP filial de PDVSA a cambio de una contraprestación (precio), ya que esta última es la que puede comercializar el crudo producido. Este modelo permite la participación de la empresa privada para explorar y explotar yacimientos de hidrocarburos en todo el territorio nacional al igual que los convenios operativos.

### Régimen legal aplicable

El actual gobierno desconoce los Convenios Operativos que el Estado venezolano firmó por medio de las filiales de PDVSA en la década del noventa con empresas nacionales y extranjeras por no estar contempladas explícitamente en la legislación vigente para ese momento, consideran que se hizo pasar por servicios actividades reservadas al Estado. Con la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) de

2001 se permite la inversión privada en la actividad petrolera nacional a través de las Empresas Mixtas, sin embargo, bajo la vigencia de la LOREICH también se permitió la participación de la empresa privada a través de los convenios operativos, y de los convenios de asociación, lo cual fue ratificado por la extinta Corte Suprema de Justicia.

El gobierno en cargo desde 1999, percibe la necesidad de migrar a otro esquema que considera el más idóneo con el objeto de “renacionalizar” o estatizar las actividades relacionadas con los hidrocarburos manteniendo el control de las mismas desde un punto de vista accionario por parte del Ejecutivo Nacional, ya que bajo la vigencia de la LOREICH existía reserva amplia y control, se realizó una reforma al ordenamiento jurídico vigente y se promulgó la LOH en el año 2001, en la cual se modifican los mecanismos de desarrollo de actividades reservadas y se ajusta el objeto de la reserva en las actividades de exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento inicial, ahora denominadas actividades primarias. Asimismo quedan reservados al Estado la refinación y con ello los equipos, propiedades, ampliaciones y mejoras de las refinerías.

La Ley de Hidrocarburos de 2001 señala que la única forma de participación de la empresa privada nacional o extranjera, es a través de la asociación con el Estado y constitución de la sociedad donde tendrán un capital accionario minoritario. Se prevé que esta forma de participación del Estado permita mantener el control y el poder de decisión en todos los negocios y operaciones relacionados con las actividades primarias o reservadas. El artículo 33<sup>51</sup> de la Ley en comentarios señala

---

<sup>51</sup> “**Artículo 33.** La constitución de empresas mixtas y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias, requerirán la aprobación previa de la Asamblea Nacional, a cuyo efecto el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Petróleo, deberá informarla de todas las circunstancias pertinentes a dicha constitución y condiciones, incluidas las ventajas especiales previstas a favor de la República. La Asamblea Nacional podrá modificar las condiciones propuestas o establecer las que considere convenientes. Cualquier modificación posterior de dichas condiciones deberá también ser aprobada por la Asamblea Nacional, previo informe favorable del Ministerio de Energía y Petróleo y de la Comisión Permanente de Energía y Minas. Las empresas mixtas se regirán por la presente Ley y, en cada caso particular, por los términos y condiciones establecidos en el Acuerdo que conforme a la ley dicte la Asamblea Nacional, basado en el Informe que emita la Comisión Permanente de Energía y Minas, mediante el cual apruebe la creación de la respectiva empresa mixta en casos especiales y cuando así convenga al interés nacional. Supletoriamente se aplicarán las normas del Código de Comercio y las demás leyes que les fueran aplicables.”

que este tipo de asociación requiere la aprobación de la Asamblea Nacional, la cual debe estar previamente informada por el Ejecutivo Nacional de las circunstancias pertinentes a su constitución, condiciones y ventajas especiales previstas.

El vehículo a utilizar es la Empresa Mixta que tendrá una duración máxima de 25 años, prorrogables por 15 años más, todos los activos, tierras y obras permanentes, instalaciones, equipos, o cualquier otro bien utilizado en las actividades de explotación de hidrocarburos deben conservarse en buen estado de manera que se garantice su funcionamiento en el momento de ser entregados a la República cuando venza el plazo de la asociación. Asimismo, el artículo 34<sup>52</sup> prevé que las dudas y controversias de cualquier naturaleza que no puedan ser resueltas amigablemente o a través del arbitraje, deben ser resueltas en los Tribunales venezolanos de conformidad con la legislación venezolana y no se aceptaran reclamaciones extranjeras de ningún tipo, esta condición se considerará incluida en el texto de la negociación aún cuando no lo diga expresamente el mismo, de conformidad con el artículo 151<sup>53</sup> de la Constitución Nacional vigente.

La Constitución Nacional (CN) amplió el sistema de justicia, incluyendo medios alternativos de solución de conflictos entre los cuales se encuentra los de naturaleza jurisdiccional tales como el arbitraje, las cortes o comités internacionales con competencia en determinadas materias y las de naturaleza diplomática o no jurisdiccional tales como la negociación, la mediación o conciliación; entre otros, para coadyuvar al sistema de justicia. Estos medios alternativos de justicia no privan unos sobre otros, ya que lo que se busca es precisamente solucionar las controversias a través de cualquier medio.

---

<sup>52</sup> “**Artículo 34.** ...omissis... b. Las dudas y controversias de cualquier naturaleza que puedan suscitarse con motivo de la realización de actividades y que no puedan ser resueltas amigablemente por las partes, incluido el arbitraje en los casos permitidos por la ley que rige la materia que rige la materia, serán decididas por los Tribunales competentes de la república, de conformidad con sus leyes sin que por ningún motivo ni causa puedan dar origen a reclamaciones extranjeras.”

<sup>53</sup> “En los contratos de interés público, si no fuere improcedente de acuerdo con la naturaleza de los mismos, se considerará incorporada, aun cuando no estuviere expresa, una cláusula según la cual las dudas y controversias que puedan suscitarse sobre dichos contratos y que no llegaren a ser resueltas amigablemente por las partes contratantes, serán decididas por los tribunales competentes de la República, de conformidad con sus leyes, sin que por ningún motivo ni causa puedan dar origen a reclamaciones extranjeras.”

El artículo 151 prevé la posibilidad de someter a arbitraje a los contratos de interés público, tal como lo expresa la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia en el caso Hildegard Rondón de Sansó y otros de fecha 17 de octubre de 2008, a saber:

“Sobre el alcance del mencionado artículo respecto de la posibilidad de someter a arbitraje a los denominados contratos de interés público, esta Sala comparte el criterio que asentó la Sala Político Administrativa de la extinta Corte Suprema de Justicia en la sentencia del 17 de agosto de 1999, en relación con el artículo 127 de la Constitución de 1961, conforme a la cual “(...) resulta evidente (...), que la redacción de la citada norma no deja la menor duda de que el constituyente al incorporar en los contratos de interés público la excepción si no fuera improcedente de acuerdo con la naturaleza de los mismos se acogió al sistema de inmunidad relativa que ya había establecido la constitución de 1947. Sistema que por lo demás impera en los países desarrollados, que permanentemente someten sus controversias internacionales a los árbitros que elijan uno u otro Estado, buscando con ello evitar que la jurisdicción interna de alguno de ellos tienda -como pareciera inevitable- a favorecer a su país en la disputa de que se trate (...)”.  
(Subrayado nuestro)

De lo antes expuesto se desprende que el legislador permitió la inclusión del arbitraje como una forma de asegurar a las partes involucradas, Estado y particulares (inversionistas extranjeros) que forman parte de la controversia, que sus diferencias se resuelvan de forma que tal que ninguna de las partes se vea favorecida por la jurisdicción de la otra parte. Asimismo, al incorporar al arbitraje dentro del sistema de justicia venezolano se permite que los contratos de interés general tengan la posibilidad de someter sus controversias a una jurisdicción arbitral.

Tanto la CN como la LOH reconocen el arbitraje como un mecanismo idóneo para solucionar conflictos y de hecho en ambas normas se prevé el arbitraje como un

medio a aplicar para solucionar conflictos amigablemente antes de recurrir a los Tribunales de la República. El ordenamiento jurídico venezolano ha desarrollado el desideratum constitucional en diferentes materias, incluso como ya se ha dicho en materia de hidrocarburos, haciendo referencia a ello en el artículo 34 de la LOH de 2001 antes mencionado.

Bajo este nuevo esquema, la empresa privada tendrá una participación minoritaria en la Empresa Mixta y pasa a ser socia del Estado, en consecuencia pareciera que pasa a ser propietaria de los yacimientos de hidrocarburos donde se desarrolla la actividad en el porcentaje de participación que tenga la entidad privada dentro de la Empresa Mixta, afirmación que no es cierta considerando que no tiene derechos distintos a los de un contratista ya que los yacimientos de hidrocarburos son propiedad del Estado de conformidad con lo establecido en la Constitución Nacional en su artículo 12 el cual señala que los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

En la actualidad, las Naciones Unidas reconocen el derecho de propiedad sobre los recursos naturales de cada nación<sup>54</sup>, propiedad que es común e indivisa, es decir, no se puede repartir como cuota parte del patrimonio de cada ciudadano en particular, sino que debe permanecer como un bien patrimonial común e indiviso de los venezolanos, que hoy, mañana y siempre conforman la nación venezolana. (Exposición de Motivos de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, 2001, 321.165). Cabe señalar que esta manifestación no tiene efectos vinculantes, es una mera declaración de soberanía sobre los recursos naturales “in situ” y no lidia con los mecanismos de desarrollo de la actividad.

---

<sup>54</sup> Resolución 1803 (XVII) de la Asamblea General de la Organización de Naciones Unidas del 14 de diciembre de 1962 sobre Soberanía Permanente sobre los Recursos Naturales.

Cabe destacar que el Estado venezolano otorga un derecho de explotación a las Empresas Mixtas, este derecho tiene un valor económico y es el que los inversionistas privados registran en sus Estados Financieros, si es una empresa que cotiza en alguna Bolsa de Valores en Estados Unidos de América tiene que consignar los mencionados Estados Financieros en la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) e incluye en estos la valoración del derecho de explotación, este derecho es uno de los tantos factores que hace que la acción de la entidad inversionista gane o pierda valor en la Bolsa de Valores, dependiendo del tamaño de las reservas de los yacimientos de hidrocarburos y de la participación que tenga el accionista minoritario dentro de la Empresa Mixta. Cabe señalar que el derecho de explotación es de la Empresa Mixta y no del accionista minoritario, este es propietario de un número de acciones de la Empresa Mixta y lo que debe reflejar en sus Estados Financieros es el monto de la inversión en la misma.

En otro orden de ideas, la explotación de los yacimientos de hidrocarburos será a riesgo de quién realice la actividad y la República no garantiza la existencia de crudos en el área asignada ni se obliga al saneamiento. El artículo 36 de la Ley en comentarios señala que en el Acuerdo mediante el cual se crea y establece el funcionamiento de la Empresa Mixta se podrán establecer Ventajas Especiales a favor del estado, tales como aumento de regalías, contribuciones u otras contraprestaciones, la cesión y el uso de nuevas tecnologías, becas, entrenamiento, entre otros. Por último, la selección de los accionistas minoritarios se hará por licitación, el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) creará Comités que establecerán las condiciones de las asociaciones, el Ministerio en comentarios puede declarar desierto el proceso de selección sin que medie indemnización alguna por parte de la República, sin embargo este procedimiento no fué aplicado bajo este régimen, lo que ocurrió fue que quienes operaban convenios operativos migraron a la figura de empresa mixta y se obvió el trámite de la licitación.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos sólo hace mención a la realización de actividades reservadas por parte de Empresas Mixtas con capital público mayoritario, obviando

los otros tipos de asociaciones y contratos existentes bajo la LOREICH, esta Ley no prevé la preservación de los acuerdos – negocios jurídicos – anteriores a la reforma, llámense convenios operativo, asociaciones estratégicas o Empresas Mixtas de capital privado mayoritario, originándose un vacío legal en la regulación de los entes privados que realizan actividades reservadas, lo lógico es darle continuidad a los contratos válidamente celebrados bajo la Ley anterior. Mazhar Al-Shereida (2005) quien estuvo en la comisión presidencial elaborando la nueva Ley de Hidrocarburos de 2001, señala que la intención de la reforma no fue que los convenios operativos se convirtieran en Empresas Mixtas, la intención era crear Empresas Mixtas para futuros acuerdos, sobre todo los relativos a la Faja del Orinoco.

Cabe señalar que la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos debe respetar los contratos en curso celebrados con anterioridad a su vigencia y regirá para efectos futuros, pero no puede afectar las condiciones pasadas en que se configuraron los mismos ni afectar las condiciones bajo las cuales se crearon para que se consideren válidos.

La Ley de 2001 no prevé una disposición expresa que le otorgue continuidad a los acuerdos suscritos por el Estado bajo la vigencia de leyes anteriores, situación que denota falta de seguridad jurídica, es retroactiva porque afecta hechos verificados antes de su entrada en vigencia, en contraste con el principio de irretroactividad de la Ley consagrado en nuestra Constitución Nacional en su artículo 24 cuando expresa que ninguna disposición legislativa tendrá efecto retroactivo, excepto cuando imponga menor pena, lo que conlleva a originar situaciones contradictorias que pueden terminar en procesos judiciales, como el caso de ENI contra Venezuela que afortunadamente pudo resolverse por medio de la negociación y en consecuencia se dió por terminado el proceso de arbitraje.

Ante esta situación la Asociación Venezolana de los Hidrocarburos manifiesta que para sentarse a negociar es necesario que exista seguridad jurídica, que esperan que con esta nueva Ley se sienten las bases definitivas para llegar a un acuerdo en

las negociaciones y que sea respetado en un futuro, para que no haya cambios en las reglas del juego más adelante. Cabe señalar que el Presidente de la República y Silva Calderón manifestaron públicamente que no hacía falta una disposición expresa en la Ley Orgánica de Hidrocarburos ya que se respetaban los derechos adquiridos por las Contratistas.

El proceso de migración de Convenios Operativos a Empresas Mixtas comienza con el lapso que fija el Ministerio de Energía y Petróleo de seis meses a partir del 12 de abril de 2005 para realizar la conversión a Empresa Mixta para estar en concordancia con lo previsto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos. El Ministerio en comentarios mediante instructivo enviado a PDVSA y a la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) en fecha 4 de noviembre de 2005 notificó que por cada convenio operativo debía conformarse un Comité Ejecutivo Transitorio (CETME) y en el cual se le dio plazo a las Contratistas para firmar el Convenio Transitorio hasta el 31 de diciembre de 2005, de no suscribirlo debían cesar sus operaciones a partir del 1° de enero de 2006 y PDVSA o la CVP debían hacerse cargo de las operaciones del convenio operativo y los Contratistas que hubiesen firmado el Convenio Transitorio tenían el derecho de participar en el Comité Ejecutivo Transitorio con una representación de dos (2) personas.

El proceso de migración continuó con la suscripción de un Contrato de Conversión preliminar, cuyos términos y condiciones se discutieron con los Contratistas y una vez aceptados se procedió a firmar los Memorandos de Entendimiento, los cuales debían ser aprobados por la Asamblea Nacional y el Consejo de Ministros, una vez obtenidas estas aprobaciones se celebró el Contrato de Conversión Definitivo y se procedió a constituir las Empresas Mixtas las cuales debían estar autorizadas por el Ejecutivo Nacional.

El 31 de marzo de 2006 se publicó Gaceta Oficial 38.410 Acuerdo mediante el cual se aprueban los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas reimpresso por error material del ente emisor en la Gaceta Oficial

N° 38.506 de fecha 23 de agosto de 2006 en el cual se incluye el modelo de contrato para la Conversión a Empresa Mixta

En el Contrato de Conversión se prevé la constitución de Empresas Mixtas con una participación accionaria mayoritaria por parte del Estado, en donde la empresa privada siempre será el socio minoritario tal como lo establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Establece los términos y condiciones bajo los cuales funcionará la Empresa Mixta. Establece la extinción de los Convenios Operativos sin derecho a recibir compensación alguna y sin la posibilidad de efectuar reclamo alguno relacionado con la extinción del convenio en comentarios, establece que la Empresa Mixta será la operadora del área delimitada, es decir, puede realizar actividades reservadas y contratar servicios petroleros específicos necesarios para realizar sus actividades, tales como, servicios de sísmica, perforación y mantenimiento, sin que a través de estos últimos se transfiera la función de operadora directa o indirectamente. La Empresa Mixta no asumirá responsabilidad alguna por reclamos ambientales derivados de las operaciones o eventos anteriores a la fecha del decreto de Transferencia. Establece que los accionistas minoritarios no podrán transferir sus acciones sin autorización del Ministerio de Energía y Petróleo, salvo que se trate de una transferencia de acciones exclusivamente a una entidad que sea poseída en un cien por ciento (100%) por su casa matriz. Las controversias que no puedan resolverse amigablemente serán dirimidas por los tribunales venezolanos Forman parte integrante de este contrato como anexos los siguientes documentos:

- Resolución publicada en Gaceta Oficial que delimita el Área donde operará la Empresa Mixta
- Resolución por la cual el Consejo de Ministros aprueba la escogencia directa de la Empresa Mixta que se constituirá en socio minoritario.
- Acuerdo publicado en Gaceta Oficial mediante el cual la Asamblea Nacional aprueba la constitución de Empresa Mixta y donde se establecen los términos y condiciones para su creación y funcionamiento, los cuales regirán la realización de las actividades primarias.

- Decreto publicado en la Gaceta Oficial mediante el cual se autoriza la creación de las Empresas Mixtas
- Proyecto de Acta Constitutiva y Estatutos Sociales de la Empresa Mixta.
- Decreto que transfiere a la Empresa Mixta el derecho a desarrollar las actividades primarias en el área delimitada, conocido como Decreto de Transferencia.
- Listado de activos tangibles transferidos a la Empresa Mixta por el accionista minoritario y por la empresa del Estado participante en la asociación, utilizados en las operaciones petroleras derivadas del convenio Operativos, así como los contratos, permisos y derechos cedidos a la Empresa Mixta (incluyendo servidumbres, derechos de agua, derechos de paso, derechos sobre tierras, entre otros).
- Plan de negocios a ser ejecutado por la Empresa Mixta.
- Políticas y Procedimientos que regirán las operaciones de la Empresa Mixta, en las áreas de seguridad, salud y medio ambiente, contratación. Mantenimiento de seguros, banca y tesorería, contabilidad y recursos humanos.
- Contrato de Compraventa de Hidrocarburos.

La Empresa Mixta debe cumplir con los términos y condiciones del Acuerdo de la Asamblea Nacional, con el Decreto de Creación, el Decreto de Transferencia y con la Ley Orgánica de Hidrocarburos y su Reglamento y toda la legislación aplicable

El 18 de abril de 2006<sup>55</sup> es promulgada una Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos la cual extingue los Convenios Operativos por considerarlos incompatibles con el régimen de nacionalización petrolera, tiene por objeto regularizar la participación privada en las actividades

---

<sup>55</sup> Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos. **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.419, Abril 18 de 2006.

primarias, establece que ningún nuevo contrato podrá otorgar participación en las actividades de exploración, explotación, almacenamiento y transporte inicial de hidrocarburos líquidos o en los beneficios derivados de la producción de dichos hidrocarburos, a persona alguna de naturaleza privada, natural o jurídica, salvo como accionista minoritario en una Empresa Mixta, constituida de conformidad con la Ley de Hidrocarburos vigente.

El proceso de migración logró conformar 27 Empresas Mixtas correspondientes a los convenios operativos que se firmaron bajo la apertura petrolera, una Empresa Mixta creada por el convenio operativo que se firmó en 2004 bajo el actual gobierno correspondiente al campo ubicado en el Área Zumano con CNPC Venezuela y tres (3) nuevas Empresas Mixtas que se formaron bajo este esquema (no provienen de convenios operativos).

Según informes publicados por el Dow Jones PDVSA ha adquirido una deuda de aproximadamente 8 mil millones de dólares con las empresas operadoras, ahora socias. Asimismo, Luis E. Giusti L. (2007) publica un artículo en el cual señala que *“el nuevo contrato establece el compromiso de cubrir mensualmente las necesidades financieras en las proporciones de participación. En ese sentido, se sabe oficiosamente que durante el tiempo transcurrido, que ya pasa de un año, PDVSA no ha pagado por sus compromisos y la deuda suma varios miles de millones de dólares.”*

Las Empresas Mixtas no cambiaron el fondo del asunto, en realidad siguen haciendo actividades reservadas igual que los convenios operativos, bajo este modelo la operación la maneja PDVSA y como las Contratistas ya estaban instaladas en el país, el Estado no necesitó hacer un sacrificio fiscal. No era necesario realizar el cambio de un esquema a otro, con realizar el cambio a la tarifa impositiva correspondiente (de 34% a 67,7%) era suficiente, ya que considerando lo expuesto por el constitucionalista Planchart Manrique, Gustavo (2001, citado por Isabel Boscán de Ruesta, 2002, 187) quien precisa que no es necesario mantener

una inversión mayor al 50%, debido a que si la inversión es riesgosa o cuantiosa no es conveniente para el Estado, se sugiere considerar mantener el control a través del veto en aquellas decisiones que la República considere conveniente o necesario para la protección del interés público.

Precisa Planchart, si la República piensa sostener las actividades de hidrocarburos, gas y petroquímica siempre con mayoría de capital, debe tener presente que más de una vez le será conveniente a la República, si así lo considera en interés público o nacional, invertir menos pero con salvaguardas jurídicos que le permitan tener controles importantes, los que considere necesarios, en esas empresas. Lo contrario puede llevar a un estancamiento de todas esas actividades en perjuicio precisamente del interés público.

Para el momento en que se efectuó la migración a Empresa Mixta estábamos en un régimen de explotación de hidrocarburos a precios muy altos (por encima de US\$70) y la Empresa Mixta era rentable y al mismo tiempo permitió realizar las inversiones que se requerían en ese momento, pero en un régimen de precios de hidrocarburos bajos (por debajo de US\$30) donde el Estado corre el riesgo, cabe preguntarse si las empresas mixtas generaran flujo de caja suficiente para cubrir sus egresos y en caso de que se requieran inversiones adicionales, si PDVSA y sus Filiales podrán enfrentar todos los compromisos relativos al aporte correspondiente al 60% en 31 Empresas Mixtas, sin olvidar que estos campos son de baja productividad.

Si la inversión es riesgosa porque como sabemos se va a invertir en campos que no son tan productivos, no vale la pena realizar una gran inversión financiera y de recurso humano en lo que es menos rentable de producir, lo lógico es dirigir mayores esfuerzos en la exploración y producción de los campos más productivos, ya que se corre el riesgo de descuidar estos campos, según Quiros Corradi (2006) con esa pesada carga en la operación de lo que genera menos ganancia, ya la nueva PDVSA ha descuidado la exploración y explotación de los campos más

productivos, hasta el punto de perder más de un millón de barriles diarios de capacidad de producción.

#### Mecanismo de producción de crudo bajo esta modalidad.

Bajo el esquema de producción de hidrocarburos a través de las Empresas Mixtas, las actividades primarias (exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, extracción de ellos en su estado natural, recolección, transporte y almacenamiento inicial) serán realizadas por el Estado representado por empresas de su exclusiva propiedad (PDVSA Petróleo, S.A. (PPSA) o por la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP) o mediante empresas filiales) en asociación con la empresa privada nacional y extranjera, para ello se constituyeron sociedades mercantiles bajo la forma de compañías anónimas o sociedades anónimas, con una duración máxima de veinticinco (25) años prorrogable por un lapso no mayor de quince (15) años, en el área delimitada por el MENPET.

La Empresa Mixta debe elaborar y ejecutar sus operaciones de conformidad con el Plan de Negocios. Asimismo el Programa de Trabajo y el Presupuesto anual debe ser congruente con el Plan de Negocios aprobado por la Asamblea de Accionistas, dicho Plan podrá ser modificado por la misma.

Tanto el Estado como la empresa privada de que se trate deben realizar una auditoria ambiental de conformidad con la normativa aplicable y las prácticas estándar de la industria petrolera para determinar las condiciones ambientales existentes en el área delimitada a la fecha de cierre, entendiendo ésta última como la fecha seleccionada dentro del plazo de diez (10) días calendarios siguientes a la fecha de publicación del Decreto de Transferencia. De surgir reclamos ambientales, la Empresa Mixta no asumirá responsabilidad alguna derivada de operaciones o eventos anteriores a la fecha del Decreto de Transferencia.

Si el área delimitada o cualquier otra área geográfica resultan afectadas por las actividades de la Empresa Mixta a la fecha del decreto que transfiera el derecho a realizar actividades primarias, se debe planificar y ejecutar las medidas necesarias para restaurar el área a las condiciones originales. Igualmente, antes de que concluya el período de duración de la Empresa Mixta se deberá remover y disponer los contaminantes originados por la realización de las actividades primarias atendiendo los procedimientos y normas de calidad establecidas por el Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales, o en su defecto por las admitidas científica y técnicamente de conformidad con los estándares de la industria petrolera.

Los accionistas minoritarios deben poner a disposición de la Empresa Mixta los derechos de uso de las tecnologías utilizadas para el desarrollo de las operaciones en el área delimitada, sin cobrar los derechos, regalías o cargos por licencias u otros derechos de uso de tecnologías a la Empresa Mixta, excepto por los gastos que se requieran para poner dichas tecnologías a disposición de esta. El accionista minoritario debe realizar el mayor esfuerzo por obtener los derechos contractuales que permitan la transferencia progresiva y aplicación de las tecnologías en el negocio de la Empresa Mixta y ésta debe mantener la confidencialidad de las mismas.

La Empresa Mixta puede mantener cuentas bancarias en moneda extranjera y utilizarlas para realizar todos los pagos a efectuarse en el exterior a sus proveedores y contratistas, incluso por concepto de reparto de dividendos, reducciones de capital, compras, servicios de deudas y honorarios profesionales. De conformidad con los términos y condiciones establecidos en el Contrato de Compraventa de Hidrocarburos<sup>56</sup>, la Empresa Mixta está obligada a vender y entregar a PDVSA o a cualquier otra filial de su exclusiva propiedad, todos los hidrocarburos que produzca y no consuma en la realización de sus operaciones dentro del área delimitada, con excepción de los hidrocarburos correspondientes al

---

<sup>56</sup> PDVSA Petróleo, S.A. (2006). **Anexo K: Proyecto de Contrato de Compraventa de Hidrocarburos**. Caracas

pago de la regalía en especie, y de ser el caso, el gas natural no asociado que el Estado o sus empresas filiales no haya aceptado recibir.

Dentro del plazo de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes la Empresa Mixta debe informar a PDVSA o alguna de sus filiales sobre el volumen de hidrocarburos a ser producidos y entregados en los puntos de entrega en el mes siguiente y las condiciones de entrega, cantidad y calidad (grados API y contenido de azufre) del crudo efectivamente entregado será determinado de conformidad con el Convenio de Regalía celebrado con el MENPET.

En el momento en que PDVSA o alguna de sus filiales recibe los hidrocarburos producidos en los puntos de entrega se considerará transferida la custodia de los mismos y la Empresa Mixta no se hace responsable por pérdidas ocurridas o contaminación de los hidrocarburos. Asimismo los costos incurridos por PDVSA o alguna de sus filiales aguas abajo por concepto de transporte, almacenamiento, procesamiento, comercialización, entre otros, son de su exclusiva responsabilidad.

La remuneración mensual de los hidrocarburos producidos por la Empresa Mixta se calculará de conformidad con las formulas de precios determinadas para (A) Pagos por el Petróleo Crudo entregado; (B) Pagos por el Gas Metano entregado y (C) Pagos por los Líquidos de Gas Natural entregado<sup>57</sup>, las cuales detallamos a continuación:

(A) Determinación de la remuneración por concepto de Petróleo Crudo Entregado:

La remuneración por el Petróleo crudo producido (PPC) por la Empresa Mixta es el producto de multiplicar el volumen de petróleo crudo producido, es decir, el número de barriles de petróleo entregados por la Empresa Mixta a PDVSA o a sus empresas filiales (VPC) por el precio determinado por una cesta de crudo que se

---

<sup>57</sup> PDVSA Petróleo, S.A. (2006). **Anexo A Cálculo de los pagos del Proyecto de Contrato de Compraventa de Hidrocarburos**. Caracas, pág. 1 – 9.

ajusta con el factor de ponderación del crudo Merrey 16, al que se va a pagar cada barril producido, tal como se muestra a continuación:

$$\text{PPC} = \text{VPC} * \text{Precio}$$

El precio del petróleo crudo viene determinado por el precio de referencia del crudo Merrey 16 cotizado en diferentes partes del mundo y ajustado por un factor de ponderación de los precios de referencia del crudo Merrey 16 cotizado en diferentes zonas del mundo, a saber:

$$\text{Precio} = \text{PRG} * \text{FPG} + \text{PRC} * \text{FPC} + \text{PRE} * \text{FPE} + \text{PRA} * \text{FPA}$$

Así, PRG es el precio de referencia para el petróleo crudo Merrey 16 destinado al Golfo de México en el mes de que se trate (US\$/barril), PRC es el precio de referencia para el petróleo crudo Merrey 16 destinado al Caribe en el mes de que se trate (US\$/barril), PRE es el precio de referencia para el petróleo crudo Merrey 16 destinado a Europa (US\$/barril) y PRA es el precio de referencia para el petróleo crudo Merrey 16 destinado a Asia, todos ellos calculados con la siguiente fórmula:

$$\text{PRG} = 0,60 * (\text{WTS} + \text{FO3}) - 0,20 * \text{WTI} + \text{AGA} - \text{ACC} + \text{K}$$

PRC = La misma fórmula de PRG, excepto por la constante K la cual refleja la diferencia en costos de transporte al Caribe Curazao (US\$/barril) en lugar de reflejar el costo del transporte al Golfo de México (Houston) que aplica para PRC.

$$\text{PRE} = 0,75 * (\text{BRD} + \text{FO3,5}) - 0,50 * \text{FRT} + \text{AGA} - \text{ACC} + \text{K}$$

$$\text{PRA} = 0,30 * \text{DUB} + 0,70 * \text{FO2} + \text{AGA} - \text{ACC} + \text{K}$$

Donde **WTS** es el promedio de los precios “spot” (precios de entrega inmediata) diarios “high” (alto) y “low” (bajo) correspondientes al mes de que se trate para el

petróleo crudo “West Texas Sour” entregado en Texas. **FO3** es el mismo promedio para “fuel oil” (petróleo o aceite combustible) con un contenido de azufre de 3% entregado en el Golfo de México. **WTI** es el mismo promedio para el petróleo crudo “West Texas Intermediate” entregado en Oklahoma. **BRD** es el mismo promedio para el petróleo crudo del Mar del Norte “Dated Brent” entregado en Sullom Voe, UK. **FO3,5** es el mismo promedio para “fuel oil” CIF (petróleo o aceite combustible) con un contenido de azufre de 3,5% entregado en Róterdam. **FRT** es el mismo promedio para petróleo crudo del Mar del Norte “Forties” entregado en Hound Point, UK. **DUB** es el mismo promedio para petróleo crudo “Dubai” entregado en Fateh, Dubai. **FO2** es el mismo promedio para “fuel oil” 180 CTS (petróleo o aceite combustible) con un contenido de azufre de 2% entregado en Singapur. Estos promedios de precios antes mencionados son publicados en Platt’s Oilgram Price Reports

**AGA** corresponde a la suma de los ajustes por variaciones en gravedad y contenido de azufre del petróleo crudo entregado con relación al crudo Merey 16 (16,5° API; 2,5% de azufre) del mes que se trate, su valor será publicado por el MENPET mensualmente. Tiene como propósito reflejar los valores de las variaciones en gravedad y azufre en el Golfo de México en el respectivo.

**ACC** son ajustes por costos de comercialización, los cuales consisten en sumar una cantidad por barril y por cada kilómetro, que para el 1° de abril de 2006 es de US\$ 0,00125, indexado conforme al índice de precios al consumidor de USA y multiplicado por la distancia entre el Punto de Entrega y el Puerto de Embarque; más una cantidad de costos adicionales por concepto de transporte marítimo de petróleo crudo comercializado como parte de mezclas cargadas en puertos del Lago de Maracaibo indexada en igual forma que la prevista anteriormente, más una cantidad por concepto de otros costos de manejo del petróleo crudo entregado hasta su embarque indexada tal como se indica al inicio del párrafo, más una cantidad por concepto de honorarios de comercialización , más cualquier impuesto o derecho aplicable a la exportación expresado en US\$ por barril.

**K** es una constante para el petróleo crudo Merey 16 en el Golfo de México publicada mensualmente por el MENPET que tiene como propósito neutralizar posibles distorsiones que puedan generarse dados los precios de referencia del petróleo crudo Merey 16 en el Golfo de México, en el Caribe Curazao, en Europa o Asia; por las condiciones de mercado imperantes, tales como competencia, refinación y otros factores que afecten la oferta o la demanda de dicho crudo.

Nótese que los precios de referencia (PR) para el petróleo crudo Merey 16 considera la cotización de diferentes tipos de crudo en diferentes zonas de entrega alrededor del mundo. Ahora bien, nos preguntamos si el precio determinado de esta manera favorece los pagos a la Empresa Mixta logrando un incremento en el precio, ya que el promedio de estos precios pudiera dar como resultado un precio promedio mayor a la cotización de la cesta venezolana de los crudos producidos en el país. Sin embargo, entendemos que la fijación de los precios requiere formalidad para más certeza y estabilidad entre las partes.

Así, **FPG** es el factor de ponderación del precio de referencia del petróleo crudo Merey 16 destinado al Golfo de México el cual es igual a 0,7097 para el año 2006, el mismo será publicado cada año por el MENPET con base en la participación del volumen de las exportaciones de este tipo de crudo y de otros tipos de petróleos crudos afines al Golfo de México. **FPC** es el factor de ponderación del precio de referencia del petróleo crudo Merey 16 destinado al Caribe calculado y publicado de la misma forma que se determina el FPG. **FPE** es el factor de ponderación del precio de referencia del petróleo crudo Merey 16 destinado a Europa calculado y publicado de la misma forma que se determina el FPG. **FPA** es el factor de ponderación del precio de referencia del petróleo crudo Merey 16 destinado a Asia calculado y publicado de la misma forma que se determina el FPG

Es de hacer notar que la formula de precio con la cual se determina el pago de los hidrocarburos producidos por la Empresa Mixta considera promedios de precios de

referencia de distintas zonas del mundo donde se cotiza el crudo y se ajusta con un factor de ponderación del crudo Merey 16 de diferentes mercados del mundo.

En caso de que una de las partes considere que la formula de precio ha dejado de reflejar el valor de exportación adecuadamente, puede solicitar el correspondiente ajuste de la formula. Las partes evaluarán la necesidad del ajuste solicitado y de ser procedente, se realizarán los ajustes necesarios. Ninguna solicitud de ajuste podrá basarse en el valor del crudo a corto plazo o en el hecho de considerar el Merey 16 como petróleo crudo de referencia

(B) Pagos por el Gas Metano entregado:

La remuneración del Gas Metano (PGM) producido por la Empresa Mixta es el producto de multiplicar el volumen de gas metano producido (VM) por el precio determinado al que se va a pagar cada metro cúbico de gas metano producido, a dicho valor (precio) se le restará un ajuste por concepto de costo de comercialización tal como se muestra a continuación:

$$\text{PGM} = \text{VM} * (\text{PM} - \text{AM})$$

Donde, **PMG** es la remuneración por el gas metano contenido en el gas natural asociado producido por la Empresa Mixta, pagadera en base a un precio mensual en bolívares.

**VM** es el volumen de gas metano contenido en el gas natural asociado producido por la Empresa Mixta en un mes, no incluye la regalía que el Ejecutivo nacional reciba en especie.

**PM** es el precio del gas metano en el centro de despacho más cercano al campo de producción, el cual será fijado por el MENPET y se publicará en una Resolución en la Gaceta Oficial mensualmente, ajustado para reflejar la diferencia entre el

contenido energético del gas producido y el especificado en la Resolución en comentarios.

**AM** son ajustes por costos de comercialización del gas metano, que consisten en la suma de los costos de separación, procesamiento y transporte desde el punto de entrega, expresado en Bolívares (Bs.)/m<sup>3</sup> indexado utilizando el índice de precios al consumidor de USA, a los cuales se les suma cualquier impuesto aplicable a las ventas de gas metano, expresado en Bs/m<sup>3</sup>.

(C) Pagos por los Líquidos de Gas Natural entregado:

La remuneración de los Líquidos de Gas Natural contenidos en el gas natural asociado (PGL) producido por la Empresa Mixta es la sumatoria de la remuneración por etano, propano, butano, gasolina natural y pentano producido en un mes, esta remuneración se obtiene de multiplicar el volumen extraído de líquidos del gas natural por el valor de mercado de los líquidos del gas natural calculado de conformidad con la fórmula que se detalla a continuación:

$$PGL = VE * (PE - AL) + VP * (PP - AL) + VB * (PB - AL) + VG * (PG - AL) + VN * (PN - AL)$$

Así, **PGL** es la remuneración por los líquidos de gas natural contenidos en el gas natural asociado producido en un mes por la Empresa Mixta y entregado a PDVSA o a cualquiera de sus empresas filiales, este pago es realizado en US\$.

**VE** es el volumen de etano contenido en el gas natural asociado producido en un mes por la Empresa Mixta (barriles), neto del volumen de regalía que se pague en especie. **VP** es el volumen de propano contenido en el gas natural asociado producido en un mes por la Empresa Mixta (barriles). **VB** es el volumen de butano contenido en el gas natural asociado producido en un mes por la Empresa Mixta (barriles). **VG** es el volumen de gasolina natural contenida en el gas natural asociado producido en un mes por la Empresa Mixta (barriles) y **VN** es el volumen

de pentano contenido en el gas natural asociado producido en un mes por la Empresa Mixta (barriles). Tanto VP como VB, VG y VN son resultados netos de la regalía que se pague al Ejecutivo Nacional en especie.

**AL** son ajustes de costos por comercialización de un mes en específico, los cuales son la sumatoria de los gastos por concepto de transporte terrestre y por concepto de transporte marítimo, más cualquier impuesto aplicable a las ventas de líquidos de gas natural, expresado en US\$ por barril. Con relación al transporte terrestre: a) si son líquidos de gas natural no fraccionados el pago será igual a US\$ 0,00125 por barril y por kilómetro, ajustado por inflación considerando el índice de precios al consumidor de USA, multiplicado por la distancia en kilómetros entre el punto de entrega y el puerto de embarque, pero si se trata de b) líquidos de gas natural fraccionados el pago será una cantidad de US\$ por barril, ajustado por inflación considerando el índice de precios al consumidor de USA. Respecto al transporte marítimo el ajuste será el que corresponda desde el Golfo de México hasta los puertos venezolanos, considerando una cantidad de US\$ por barril conforme a una tabla que será publicada por el MENPET.

**PE** es el promedio de los precios “spot” (precios de entrega inmediata) diarios “high” (alto) y “low” (bajo) correspondientes al mes de que se trate para el etano (Ethane Purity) entregado en Mont Belvieu, en Texas. **PP** es el mismo promedio para propano (Propane) entregado en. Mont Belvieu, en Texas. **PB** es el mismo promedio para butano (Normal Butane) entregado en. Mont Belvieu, en Texas. **PG** es el mismo promedio para gasolina natural (“Natural Gasoline TET”) entregado en. Mont Belvieu, en Texas **PN** tiene el mismo significado establecido en la definición del término PG. Estos promedios de precios antes mencionados son publicados en Platt’s Oilgram Price Reports, expresados en US\$ por barril.

En caso de que el Platt’s Oilgram Price Reports deje de ser publicado, las partes acordarán otra fuente alternativa de referencia para los precios.

La Empresa Mixta deberá enviar en los primeros quince días de cada mes la facturación correspondiente a los diferentes tipos de crudo producido en el mes inmediato anterior, indicando:

1. El volumen de cada tipo de hidrocarburos producido, neto de la regalía pagada en especie.
2. Detalle del pago en bolívares correspondiente a la producción de gas metano y del pago en US\$ correspondiente a la producción de petróleo crudo y líquidos de gas natural determinados de conformidad con las formulas de precios antes indicadas.
3. El monto total que se adeuda a la Empresa Mixta por los hidrocarburos producidos, sin incluir el monto de la regalía pagada en especie.

En caso de que ocurran errores en la determinación de la cantidad o calidad (grados API o contenido de azufre) de los hidrocarburos producidos ó en el cálculo de los pagos adeudados, se hará un ajuste y la parte hacedora del ajuste enviará a la otra parte una factura detallando la causa y el monto de dicho ajuste, indicando la cuenta bancaria donde debe realizarse el pago por dicho concepto y la parte deudora deberá pagar en un plazo de quince (15) días siguientes a la recepción de la factura.

Cualquier controversia que no pueda ser resuelta amigablemente entre las partes será dirimida en los tribunales competentes de la República de conformidad con la legislación venezolana. Asimismo, las partes pueden solicitar opiniones de expertos en la materia designados de mutuo acuerdo, si se decide resolver la controversia por esta vía debe quedar constancia por escrito del contenido de dicho acuerdo.

## Régimen Fiscal

- En materia de Impuesto sobre la Renta

La reforma de 2001<sup>58</sup>, introduce una nueva tarifa de cincuenta por ciento (50%) para los enriquecimientos netos provenientes de la explotación de hidrocarburos y actividades conexas. La alícuota de ISLR que pagaban las empresas filiales de PDVSA y convenios de asociación que no fuesen subsumibles en el régimen especial del párrafo único del artículo 11 de la LISLR (anteriormente artículo 9) se redujo de 67,7% a 50%. Con esta reforma se incorporan las Empresas Mixtas como contribuyentes que surgen en este proceso de migración, donde los accionistas minoritarios (antes Contratistas) pasaron de ser contribuyentes gravados con la Tarifa 2 de 34% bajo la figura de convenios operativos a tributar con la Tarifa 3 de 50% bajo la modalidad de Empresa Mixta.

La finalidad de esta reforma del impuesto sobre la renta es equilibrar a las entidades privadas que realizan actividades petroleras por el incremento de sus obligaciones fiscales en materia de regalía, que pasó de 16 2/3% a 30%. Así lo expresa la Exposición de Motivos de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. (2001, 321.166) que al respecto señala: *“...omissis... con la finalidad de reducir las referidas inestabilidad e incertidumbre, en beneficio de la programación nacional, este Decreto Ley establece una regalía mínima del 30% que, en armonía con una tasa de impuesto sobre la renta del 50%, la cual será fijada mediante un Decreto Ley dictado conforme a la Ley Habilitante y simultáneamente con el presente Decreto Ley, se aspira así la participación fiscal nacional en el mencionado rango promedio del 54%.”*

Con esta reforma se pretendió obtener la participación fiscal que se ha mantenido en promedio desde el año 1976 hasta el 2000, la cual fue de 54%. sobre la actividad petrolera. La combinación indicada contribuirá a reducir la inestabilidad e

---

<sup>58</sup> Ibid., pág. 13

incertidumbre en los ingresos fiscales petroleros, en beneficio de la programación del desarrollo del país. (Exposición de Motivos de la Ley de Impuesto Sobre la Renta, 2001, 1)

El cambio en la política fiscal que pasa de estar centrada en el impuesto sobre la renta a focalizarse en la regalía, obedece a que esta última es un mecanismo que se aplica sobre el ingreso bruto del sujeto pasivo, lo cual la hace de fácil fiscalización a diferencia del impuesto sobre la renta, que incorpora para objeto de la fiscalización además de los ingresos los costos y gastos. Asimismo, está el tema de la asunción de riesgo, si la política fiscal se basa en la regalía, el Estado no está asumiendo el riesgo de la actividad, que se asume con una política fiscal centrada en el ISLR, ésta es una visión del Estado netamente rentista y con el bemol adicional que si el Estado participa como socio mayoritario si asume el riesgo.

Cabe señalar que la reforma tiene un impacto sobre los inversionistas privados que migraron a empresas mixtas que realizaban actividades en los campos maduros bajo la figura de convenios operativos, los cuales tributaban con una tarifa de 34% y ahora al migrar a Empresa Mixta tributarán con una tarifa de 50%, aunado a esto está el incremento de la regalía a 30%, el objetivo aparente de la reforma es quedarse con la mayor parte de la súper renta petrolera, bajo el corolario de que los sectores de la economía que tienen mayor capacidad contributiva deben pagar más impuestos. Así, se vendió al público la reforma como una compensación entre el ISLR y la regalía, supuesto que aplicó para PDVSA y sus empresas filiales, ya que a éstas si se les rebajo la carga tributaria pasando de tributar con una alícuota de 67,7% a 50%, a diferencia de los contribuyentes que participaron en la apertura petrolera bajo la modalidad de convenio operativo y que migraron a empresas mixtas, que se vieron afectados con el incremento en la alícuota aplicable que grava los enriquecimientos netos obtenidos en materia de ISLR, pero para los cuales debe revisarse la incidencia de todos los elementos de participación del Estado en las ganancias a los fines de evidenciar si se ven más incididos.

La Empresa Mixta es la contribuyente encargada de la elaboración y presentación de las declaraciones de impuestos ante la Administración Tributaria competente, así como del pago de las tasas, impuestos y contribuciones aplicables conforme a la legislación vigente y lo relacionado con las solicitudes de reintegro a que hubiere lugar.

- En materia del Régimen de Regalía

La regalía sobre la explotación de recursos que pertenecen al Estado representa un ingreso patrimonial de importancia relevante en el régimen fiscal aplicable en el sector petrolero. La figura de la regalía se origina porque el Estado, dueño de los recursos que se encuentran en el subsuelo permite que terceros puedan explotar dichos recursos y apropiarse de ellos.

La regalía es la renta percibida por el hecho de explotar yacimientos de recursos naturales no renovables y de hacerse dueño del recurso extraído, de fácil liquidación puesto que lo que se requiere es la medición de precios y volúmenes de crudo producido, puede determinarse de distintas maneras pero en su forma más básica tiene la particularidad de que no permite la deducción de ningún gasto. El pago de la regalía se realiza sobre el valor del petróleo crudo extraído medido en el campo de producción.

La actividad petrolera exige un alto nivel de inversiones, la exploración y perforación son de difícil realización dependiendo de las características de la superficie y del subsuelo donde se realice, las cuales se profundizan si dichas actividades deben hacerse en espacios marítimos o fluviales. La probabilidad de descubrir un yacimiento altamente comercial está por el orden del 25%, probabilidad que consideramos relativamente baja por lo que el inversionista tiene una alta exposición al riesgo, pero de encontrar yacimientos altamente comerciales, puede generar ganancias exorbitantes al inversionista, que a su vez permiten la participación del propietario de los recursos en dichas ganancias.

El nivel de inversiones que se requiere para realizar las actividades petroleras demanda un contrato a largo plazo que permita recuperar la inversión realizada, manteniendo un ritmo de extracción razonable que responda a los intereses de ambas partes (inversionista y Estado). Cuando el inversionista es una empresa privada (nacional o extranjera) se corre el riesgo de la expropiación cuando se acelera la explotación del recurso o cuando el yacimiento es muy rentable. El riesgo asumido por el inversionista es inversamente proporcional al asumido por el dueño del recurso, así vemos que el inversionista que explota el recurso asume el mayor riesgo mientras que el Estado dueño del yacimiento, generalmente no asume riesgos en la etapa exploratoria.

En cuanto a los beneficios, el Estado puede recibir una suma de dinero al inicio de la relación contractual con el inversionista y este último a cambio recibe el derecho para explorar y explotar un área designada a sus expensas, en principio para el Estado esta situación es la más favorable ya que recibe un bono y no asume riesgos sobre la existencia o no de yacimientos comerciales, si no se descubren yacimientos comerciales el Estado estará en una situación más ventajosa, pero una vez que el inversionista descubre yacimientos comerciales atractivos, por ejemplo un yacimiento de crudo liviano con significativas reservas probadas, facilidad de extracción, transporte y comercialización que es altamente rentable para el inversionista, el Estado puede estar en desventaja ya que el bono recibido es mínimo comparado con las ganancias exorbitantes que produce el yacimiento, por esta razón y con el objetivo de preservar la estabilidad del contrato, el Estado debe participar en las ganancias que se obtengan a futuro independientemente de que haya recibido un bono inicial. Si el Estado observa que su participación en los resultados es minúscula puede renegociar su participación e incluso se puede llegar a la expropiación.

El riesgo minero (es cuando el inversionista tiene a su cargo la exploración y explotación de un área específica por su cuenta y riesgo) es asumido por el

inversionista nacional o extranjero, de forma que si la exploración no descubre yacimiento alguno, el inversionista debe soportar las pérdidas por los gastos incurridos. No obstante, si la exploración resulta exitosa, el Estado tendrá una participación para compensar el hecho de que haya cedido el derecho de explotar el yacimiento respectivo.

Cuando la regalía se incrementa y los ingresos bajan por una disminución de precios de la cotización del crudo ó por la declinación del yacimiento en consecuencia los costos de producción son más elevados, problemas de producción, y otros, el incentivo para invertir en el sector petrolero decrece y la viabilidad de la operación en particular se ve afectada y pudiera llegar a ser inviable. Esta situación puede mejorarse con un mecanismo de regalía variable que permita ajustar el porcentaje de la regalía cuando el nivel de ingreso que obtiene el inversionista no cubre los costos de producción. La motivación para invertir surge cuando estamos en presencia de una producción que permita cubrir los costos del inversionista y cuando la operación genera al menos márgenes mínimos de ganancia.

Al contrario, si los ingresos del inversionista se incrementan bien sea porque los precios del petróleo suben o porque la producción se incrementa ó porque los costos de extracción del crudo son mínimos debido a que el yacimiento se encuentra en tierra firme y no requiere perforación submarina ya que esta última implica mayores costos, puede referirse a un pozo de petróleo liviano con una producción de 50.000 barriles diarios, bajo un escenario de este tipo el Estado obtendría una participación que no sería justa, situación que podría evitarse cuando estamos en presencia de un mecanismo de regalía donde los costos son determinantes para fijar la alícuota o de un mecanismo de regalía variable donde el porcentaje se incrementa en forma proporcional al incremento de los precios ó del volumen de crudo producido, tal régimen es el aplicado en Ecuador donde las compañías pagan el 12% cuando la producción no pasa de 30 mil barriles. A su vez, si la producción mensual fluctúa entre los 30 y 60 mil barriles, se aplica el 14% de

regalías y si la producción supera los 60 mil barriles, la regalía que deben pagar las empresas privadas es una alícuota aplicable de 18,5%.

Lo relevante en el momento de acordar la alícuota de la regalía es evaluar si la alícuota aplicable hace rentable la explotación comercial del yacimiento, cuando se acuerda una rebaja en materia de regalía se hace con el objeto de prolongar la explotación económica del recurso de forma tal que se obtenga su máximo aprovechamiento, ya que para que la empresa privada realice una inversión el proyecto debe ser económicamente viable. De estimarse que se han modificado las causas que originaron la rebaja de la regalía el Estado procedería a realizar el ajuste correspondiente.

Así las cosas, con el alza de los precios del petróleo ocurrida a partir del año 2001, el Estado no estaba recibiendo una participación justa y el Gobierno de Venezuela anuncia que las condiciones económicas han cambiado, los precios del petróleo se han disparado, así como la producción de los pozos petroleros se ha incrementado. El aumento de la participación porcentual de la regalía ocurre porque no es negocio para un Estado petrolero que los beneficios caigan en manos de las operadoras o contratistas considerando que la riqueza del petróleo debe ser para los venezolanos y menos con el alza de los precios que pasaron de US\$15 cuando se firmaron los convenios operativos hasta alcanzar cifras superiores a los US\$50 por barril y posteriormente alcanzaron precios nunca antes pensados, razón por la cual se procede a realizar un ajuste al pago de la regalía, pasando de 1% en el caso de los convenios operativos de la I Ronda y de 16,67% en el caso de la II y III Ronda, para llevarla a 30%.

La Ley de Hidrocarburos de 1943 especificaba que tanto las empresas privadas como las que eran propiedad del Estado debían pagar un regalía equivalente a 16,67% del valor del petróleo producido. A partir del 1° de enero de 2002, esa alícuota se aumentó a 30% para los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier

yacimiento. En el caso de las reservas “maduras”<sup>59</sup> (es decir, marginales) y de la Faja bituminosa del Orinoco (petróleo extrapesado), la tasa puede variar entre 20% y 30%, dependiendo del grado de rentabilidad de los yacimientos. De igual forma, la regalía sobre los crudos extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco que se usan para producir Orimulsion® puede variar entre 16,67% y 30%, dependiendo, igualmente, de la rentabilidad del yacimiento. Cabe señalar que el Ejecutivo Nacional podía incrementar la regalía a las filiales de PDVSA en cualquier momento con el objeto de alcanzar la renta petrolera excedentaria.

Al respecto, Chelminski (2001) señala que el impuesto sobre la regalía debe tener un piso y un techo. Sería lamentable que un proyecto que pudiese ser rentable con una regalía de 10%, se tenga que descartar si la regalía es un inflexible 30%. No se puede estandarizar un costo tan importante para yacimientos con complejidades y riesgos tan distintos. Unos pozos son marginales, otros no, unos son de crudos livianos, otros de crudos pesados, y los precios de mercado son esencialmente volátiles.

Se introduce cierta flexibilidad hacia la baja respecto del 30% de regalía para rebajarla a 20% en el caso de los hidrocarburos líquidos, y en el caso de proyectos de mezcla de bitúmenes procedentes de la Faja Petrolífera del Orinoco se establece una regalía del 30% pudiendo disminuirla hasta 16,66% si la inversión en marcha tiene problemas de rentabilidad. No obstante, la regalía puede ser restituida a su

---

<sup>59</sup> LOH de 2001 **Artículo 44.** De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía.

El Ejecutivo nacional, en caso de que se demuestre a su satisfacción que un yacimiento maduro o de petróleo extrapesado de la Faja del Orinoco, no es económicamente explotable con la regalía del treinta por ciento (30%) establecida en este Decreto Ley, podrá rebajarla hasta un límite de veinte por ciento (20%) a fin de lograr la economicidad de la explotación y queda facultado igualmente para restituirla, total o parcialmente, hasta alcanzar de nuevo el treinta por ciento (30%), cuando se demuestre que la economicidad del yacimiento pueda mantenerse con dicha restitución.

El Ejecutivo Nacional, en caso que se demuestre a su satisfacción que proyectos para mezclas de bitúmenes procedentes de la Faja Petrolífera del Orinoco, no son económicamente viables con la regalía de treinta por ciento (30%) establecida en este Decreto Ley, podrá rebajarla hasta el límite de dieciséis dos tercios por ciento (16 ⅔ %), a fin de lograr la economicidad de tales proyectos y queda igualmente facultado para restituirla, total o parcialmente, hasta alcanzar de nuevo el treinta por ciento (30%), cuando se demuestre que la rentabilidad de los proyectos pueda mantenerse con dicha restitución.” (Subrayado nuestro).

alícuota original cuando el Ejecutivo Nacional considere que la rentabilidad del proyecto puede mantenerse con dicha restitución.

La regalía aplicable a los líquidos extraídos de los Hidrocarburos gaseosos no asociados será la establecida en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) de 2001 y no la regalía establecida en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos<sup>60</sup>.(en adelante, Ley de Gas). En este sentido, el artículo 44 de la LOH establece que el Estado tiene derecho a una participación de 30% de los volúmenes de hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento. De la misma manera, el Ministerio de Energía y Petróleo ha sostenido que la regalía aplicable a los gases que se encuentran asociados con yacimientos de hidrocarburos líquidos es del 30%, es decir, la establecida en la Ley de Hidrocarburos vigente y no la regalía del 20% establecida en la Ley de Gas.

La nueva modalidad de regalía no introduce una escala móvil de regalías, en la cual la alícuota aplicable varía en función del volumen de crudo producido. La LOH es clara cuando señala que la regalía se pagará sobre cada barril crudo extraído de cualquier yacimiento, independientemente del tamaño del área que se está explotando.

Ahora, según la LOH las contratistas deberán pagar 30% sobre el precio del crudo extraído y considerarlo como un costo adicional al costo técnico de producir el barril de petróleo, de la misma forma que lo viene haciendo PDVSA. Adicionalmente, este ingreso petrolero es fácil de fiscalizar y difícil de evadir, las regalías son mucho más fáciles de controlar y no crean problemas de incentivos, no puede producirse ningún barril sin pagar la regalía, en otras palabras, no existe barril gratis. Bajo el mecanismo de la regalía los intereses del dueño del recurso natural coinciden con los del inversionista, ya que ambos, ganan y pierden con precios y volúmenes. La regalía se paga independientemente de los costos, es decir, haya o no rentabilidad

---

<sup>60</sup> Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. (1999) Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 36.793, Septiembre 23 de 1999.

para el operador, no pecha las ganancias por eficiencia y productividad del inversionista tal como ocurre con el impuesto sobre la renta, que se paga con base en los costos de producción efectivos y una vez obtenido el resultado se comparten los mismos.

Al realizar el incremento de la regalía no se consideró que quienes financian los proyectos tienen que evaluar mayores riesgos a los actuales, lo que trae como consecuencia que las tasas de interés sean más onerosas y puede ser que la banca internacional se limite, en cuanto a proporcionar financiamiento para estos tipos de proyectos que implican un incremento en el riesgo.

Con la reforma lo que se pretende es poner un límite a la disminución que experimentó la regalía en los convenios operativos de la I Ronda (alícuota de 1%), ya que tal como se mencionó anteriormente en la II y III Ronda la regalía aplicable era de 16 2/3%. Se traslada todo el riesgo al inversionista y la rentabilidad de los proyectos no dependerá de la flexibilización del régimen fiscal.

El Estado se garantiza un ingreso patrimonial cuyo monto depende de los volúmenes de producción y del precio de venta de los hidrocarburos producidos. Para el inversionista privado el incremento de la regalía se vería compensada con los ingresos adicionales resultantes del alza en los precios del petróleo, lo que significaba que a pesar del incremento de la regalía todavía seguía siendo negocio invertir en el país dada la nueva situación de los precios en el mercado internacional.

Para la celebración de nuevos contratos de empresas mixtas y con un régimen de regalía del 30% la visión de la política petrolera era que ésta modalidad era viable y rentable para el inversionista privado dentro de las mencionadas condiciones de mercado, y ello, se ha indicado, se evidencia de hecho que accedieron al proceso de migración más del noventa por ciento (90%) de las empresas privadas que se encontraban operando bajo la figura de convenios operativos. Es importante

resaltar, sin embargo, que la situación de precios altos en el mercado no es necesariamente permanente en el tiempo y además el que las condiciones para distintas operaciones como a lo largo de la vida del yacimiento pueden variar radicalmente afectando la rentabilidad de las operaciones, aspecto que una contribución de carácter patrimonial como la regalía es in susceptible de ponderar (al menos la regalía como se prevé en la LOH).

Por otra parte, existen ingresos patrimoniales tipificados en la LOH de 1943 que se mantienen en la Ley de 2001 tal es el caso del Impuesto Superficial; el cual se encontraba en el artículo 40 de la LOH de 1943, estableciendo que todos los concesionarios que se dedicaran a la exploración y explotación y los de explotación solamente pagarían este impuesto a partir de la fecha en que el Ministerio de Fomento aprobara el plano topográfico del lote asignado en el cual se determinaban las parcelas de explotación o contados a partir de la fecha en que entraba en vigencia el título de la concesión otorgado, a razón de Bs. 5 anuales por cada hectárea o fracción de hectárea que mida la parcela o lote por los primeros diez años, el cual se incrementaba a Bs. 10, Bs. 15, Bs. 20 y Bs. 25 anual por los siguientes cuatro períodos de cinco años cada uno, respectivamente, y se incrementaba a Bs. 30 anuales por el resto del término que quedaba por consumirse hasta finalizar la concesión.

Este impuesto fue introducido en la LOH con el objeto de evitar que los titulares de derechos tuvieran en su poder grandes extensiones de tierras ociosas sin ser explotadas o fuesen devueltas a la Nación. Este impuesto se mantuvo durante la vigencia de la LOREICH ya que así lo estableció el artículo 7 de la Ley en comentarios.

El impuesto superficial fue modificado de manera substancial con la LOH de 2001, el numeral 1 del artículo 48 señala:

“...omissis...

1. **Impuesto Superficial.** Por la parte de la extensión superficial otorgada que no estuviere en explotación el equivalente a cien unidades tributarias (100 U.T.) por cada km<sup>2</sup> o fracción del mismo, por cada año transcurrido. Este impuesto se incrementará anualmente en un 2% durante los primeros cinco años y en un 5% en los años subsiguientes. ...omissis...”

De lo antes expuesto se desprende que el impuesto superficial que deben pagar las empresas privadas que realicen actividades primarias es de cien unidades tributarias (100 U.T.) por cada kilómetro cuadrado (km<sup>2</sup>) que no esté en explotación por cada año, lo cual es equivalente a Bs.F. 5.500 por cada km<sup>2</sup> considerando el valor actual de la unidad tributaria que es de cincuenta y cinco bolívares (Bs.F. 55,00), el cual se irá incrementando anualmente en un dos por ciento (2%) durante los primeros cinco años y posteriormente se irá incrementando en un cinco por ciento (5%) a partir del sexto año en adelante, con la particularidad de que este impuesto no tiene un tope.

Bajo la vigencia de la LOH de 1943 la recaudación de este impuesto no permitía cubrir los costos administrativos asociados al mismo. Con la reforma, la nueva Ley de 2001 permitió el pago de US\$ 42<sup>61</sup> millones de dólares en el año 2002 por parte de PDVSA que, comparados con lo pagado en el año anterior según la Ley derogada cuyo monto ascendía a US\$ 2.838<sup>62</sup>, pudiera llevarnos a pensar que el incremento ilimitado de este impuesto puede llegar a ser confiscatorio considerando lo establecido en el artículo 317 de la Constitución Nacional.

Por otra parte, la reforma de la LOH de 2006 estipula el Impuesto de Extracción en su artículo 48<sup>63</sup>, en el cual se determina una regalía adicional de 1/3 sobre el valor

---

<sup>61</sup> Bottome, R. (2003). Impuestos de PDVSA. VenEconomía Hemeroteca, vol. 21 N° 2, 2.

<sup>62</sup> Ibid., pág 2.

<sup>63</sup> “...omissis... **Impuesto de Extracción.** Un tercio (1/3) del valor de todos los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento, calculado sobre la misma base establecida en el Artículo 47 de esta Ley para el cálculo de la regalía en dinero. Este impuesto será pagado mensualmente junto con la regalía prevista en el artículo 44 de esta Ley, por la empresa operadora que extraiga dichos hidrocarburos. Al calcular el Impuesto de Extracción, el contribuyente tiene el derecho a deducir lo que hubiese pagado por regalía, inclusive la regalía adicional que esté

de los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento, pagadero mensualmente al precio de los volúmenes de hidrocarburos medidos en el campo de producción y a valor de mercado o al valor convenido o, en su defecto al valor fiscal determinado por el liquidador, en el plazo de cinco días hábiles siguientes a la fecha de recepción de la planilla de liquidación emitida por el MENPET, es decir, se pagará y se determinará igual que la regalía de 30% tipificada en el artículo 44 de la LOH de 2006.

Tiene la particularidad que se puede acreditar la regalía e incluso cualquier regalía adicional pagada como ventaja especial, así como se puede deducir lo pagado por cualquier otra ventaja especial, pero tiene como condición el que para deducir tanto la regalía como la ventaja especial tienen que haber sido pagadas previamente en el año anterior. Asimismo el Ejecutivo Nacional podrá rebajar la alícuota aplicable hasta un 20% cuando las condiciones del mercado lo indiquen o para incentivar proyectos de inversión de recuperación secundaria, entre otros. Pudiendo restituir la regalía a su porcentaje original cuando así lo estime conveniente.

Asimismo, la LOH de 2006 en el numeral 5 del artículo 48<sup>64</sup> introdujo el Impuesto de Registro de Exportación del 1 por mil (1 ‰) del valor de los hidrocarburos exportados desde cualquier puerto nacional, determinado sobre el precio de venta pactado con el comprador de los hidrocarburos. El exportador debe informar al MENPET acerca de las características de los hidrocarburos tales como grados API,

---

pagando como ventaja especial. El contribuyente también tiene el derecho a deducir del Impuesto de Extracción lo que hubiese pagado por cualquier ventaja especial pagable anualmente, pero solamente en periodos subsecuentes al pago de dicha ventaja especial anual.

El Ejecutivo Nacional, cuando así lo estime justificado según las condiciones de mercado, o de un proyecto de inversión específico para incentivar, entre otros, proyectos de recuperación secundaria, podrá rebajar, por el tiempo que determine, el Impuesto de Extracción hasta un mínimo de veinte por ciento (20%). Puede igualmente restituir el Impuesto de Extracción a su nivel original cuando estime que las causas de la exoneración hayan cesado. ...omissis...”

<sup>64</sup> “...omissis... **Impuesto de Registro de Exportación.** Uno por mil (0,1%) del valor de todos los hidrocarburos exportados de cualquier puerto desde el territorio nacional, calculado sobre el precio al que se venda al comprador de dichos hidrocarburos. A tal efecto, el vendedor informará al Ministerio de Energía y Petróleo, antes de zarpar, sobre el volumen, grado API, contenido de azufre y el destino del cargamento. El vendedor presentará copia de la factura correspondiente al Ministerio de Energía y Petróleo dentro de los cuarenta y cinco (45) días continuos a la fecha de haber zarpado el buque junto con el comprobante de pago del Impuesto de Registro de Exportación. ...omissis...”

volumen, contenido de azufre y puerto de destino. El impuesto deberá ser cancelado en el plazo de 45 días continuos posteriores a la fecha en que haya zarpado el buque, debiendo presentar tanto la factura como el comprobante de pago del impuesto al MENPET dentro del plazo antes mencionado.

- Ventajas Especiales

El Acuerdo mediante el cual se aprueban los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas (antes identificado) establece otro ingreso patrimonial denominado Ventaja Especial, la cual tiene dos propósitos fundamentales; uno de ellos es incrementar la participación fiscal del Estado en la renta petrolera, asegurándose la mitad de los ingresos brutos generados por la comercialización de los hidrocarburos y el otro es lograr el desarrollo y construcción de la región donde se encuentren ubicadas las Empresas Mixtas, con una parte de los beneficios generados por los recursos petroleros, confirmando el rol social que estas empresas van a cumplir tanto en los municipios donde están asentadas como en los municipios aledaños donde estén ubicadas las Empresas Mixtas.

La Empresa Mixta entregará como Ventaja Especial la diferencia entre A) el 50% de los ingresos brutos, es decir del valor de los hidrocarburos extraídos en el área delimitada durante cada año calendario (determinado de conformidad con los precios establecidos en el contrato de compraventa de hidrocarburos) y B) el total de los pagos de regalías (tanto la establecida en la LOH de 30% como el 3,33% de regalía adicional establecida en el numeral 6 de los Términos y Condiciones para el Funcionamiento de las Empresas Mixtas<sup>65</sup>), impuesto sobre la renta, cualquier otro impuesto o tributo calculado en base a ingresos brutos o netos y las inversiones en proyectos de desarrollo endógeno del 1% de las utilidades antes de impuesto sobre la renta.

---

<sup>65</sup> Acuerdo mediante el cual se aprueba la creación y funcionamiento del Contrato para las Empresas Mixtas entre la Corporación Venezolana de Petróleo S.A. y las Entidades Privadas (2006). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.506, Agosto 23 de 2006.

Cuando la sumatoria de los pagos señalados en el Literal B sean iguales o mayores al monto calculado conforme al Literal A, no habrá pago de Ventaja Especial, caso contrario si la suma de los pagos mencionados en el Literal B son menores que el monto calculado conforme al Literal A, la Ventaja Especial será la diferencia, la cual se cancelará el 20 de abril de cada año, comenzando el 20 de abril de 2007.

Al efecto como se evidencia de su computo, igualmente se prevé como ventajas especiales la entrega al Estado de una regalía adicional de 3,33% sobre los volúmenes de hidrocarburos extraídos en el área delimitada, para impulsar los proyectos de desarrollo social en los municipios donde se encuentran ubicadas y en las comunidades aledañas, distribuidos de la siguiente manera:

- Dos coma veintidós por ciento (2,22%) para los municipios que conforman el Área Delimitada, constituyéndose estos aportes, en la sustitución de los impuestos municipales que por actividades económicas venían pagando las empresas petroleras bajo el régimen de Contratos Operativos, dicho aporte será pagado directamente al Municipio de que se trate.
- Uno coma once por ciento (1,11%) para un fondo dedicado a financiar proyectos de desarrollo endógeno en concordancia con los lineamientos del Plan de Nacional de Desarrollo en la respectiva región.

Adicionalmente la Empresa Mixta debe aportar el 1% de las utilidades antes de impuesto sobre la renta obtenida en el año calendario, con el objeto de ejecutar proyectos de desarrollo endógeno basados en principios de diversidad cultural y biológica, minimización de impactos ambientales adversos y responsabilidad social. Estos proyectos están dirigidos al desarrollo de las comunidades vecinas de los campos petroleros a través de programas sociales, núcleos de desarrollo endógeno o Empresas de Producción Social (EPS).

A continuación presentamos un cuadro ilustrativo de la determinación de la ventaja especial, a saber:

Cuadro N° 2: Ventaja Especial

Diferencia Entre:	A	Vs.	B	Resultado de la Ventaja Especial
	50% de los Ingresos Brutos de un año calendario (valor de los hidrocarburos extraídos en el área delimitada)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regalía 30%</li> <li>• Regalía 3,33%</li> <li>• ISLR</li> <li>• Otros Impuestos Calculados en base a ingresos brutos o netos, como el Impuesto de Registro de Exportación uno por mil (1 ‰)</li> <li>• Desarrollo Endógeno 1%</li> <li>• Contribución Especial sobre precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos (50%/Exceso de US\$70 hasta US\$100) + (60%/Exceso de US\$100).</li> </ul>	
Sumatoria	Total Monto año 200X		Total Tributos año 200X	
Si	A	>	B	No aplica
Si	A	=	B	No aplica
Si	A	<	B	Se paga la diferencia

En o antes de cada fecha de pago se presentará al MENPET un informe que detalle el cálculo efectuado para determinar la ventaja especial. En caso de que se le reembolse impuesto sobre la renta a la Empresa Mixta y éste monto hubiese sido considerado para el cálculo de la Ventaja Especial, causando una disminución del pago, obligará a la Empresa Mixta a pagar el monto reembolsado en la medida en que este afecte la cantidad pagada por concepto de ventaja especial. No habrá reintegros por pagos indebidos, cualquier cantidad pagada en exceso por la Empresa Mixta podrá ser deducida del pago de esta ventaja especial en años posteriores.

Con la ventaja especial el Estado se garantiza el 50% de la participación en los ingresos brutos de las Empresas Mixtas. Se está restableciendo la política del "fifty-fifty", "cincuenta y cincuenta" (reminiscencia de los años 40), como la retribución mínima por la explotación de un recurso no renovable, con la diferencia de que se trata del 50% del precio obtenido por la venta del barril; es decir, la Empresa Mixta tendrá que hacer todos sus esfuerzos para cumplir al menos con un 50% de aportes fiscales al Estado venezolano por el derecho y por la explotación que se le esta concediendo sobre los hidrocarburos. Con esta Ventaja Especial se pretende evitar la inclusión de costos no asociados a la operación, tales como los gastos de "overhead" (gastos generales administrativos fijos).

- **Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos**

Con el alza en los precios del petróleo, el Estado no se hizo esperar para participar en las ganancias excedentarias recibidas por los productores petroleros originadas por el alza en la cotización del crudo a niveles nunca antes esperados, así entra en vigencia una contribución especial que tiene por objetivo incrementar la participación fiscal del Estado en los ingresos petroleros cuando estos alcancen niveles que se consideren extraordinarios.

Cabe señalar que el modelo de empresa mixta no era susceptible de capturar la renta excedentaria, razón por la cual se sancionó la Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos<sup>66</sup> la cual entró en vigencia el 15 de abril de 2008 para quienes exporten o transporten al exterior hidrocarburos líquidos, tanto naturales como mejorados y productos derivados. Adicionalmente, cabe señalar que las empresas mixtas resultantes del proceso de migración de convenios operativos no pagan este tributo ya que las

---

<sup>66</sup> Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos (2008) Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 38.910, Abril 15 de 2008.

mismas no exportan, quien paga este tributo es la CVP quien traslada el mismo por medio de un ajuste del precio.

El hecho imponible se configura cuando en cualquier mes, el precio promedio mensual del crudo Brent sea superior a setenta dólares de los Estados Unidos de América (US\$ 70) por barril. La contribución especial por barril es el cincuenta por ciento (50%) de la diferencia entre el precio promedio mensual del crudo Brent y el precio umbral de US\$ 70. Si el precio del barril del crudo Brent supera los cien dólares, el monto por barril de esta contribución es de sesenta por ciento (60%) sobre cualquier diferencia en exceso del precio promedio del crudo Brent que supere los cien dólares.

Por ejemplo, si el precio promedio del crudo Brent en un mes es de ciento treinta dólares US\$ 130, la contribución especial se calcularía tal como se muestra a continuación:

$$[(100 - 70 = 30) * 50\% = 15] + [(130 - 100 = 30) * 60\% = 18] = \text{US\$ } 33 \text{ por barril.}$$

El monto de la contribución por barril será multiplicado por la diferencia entre el volumen mensual de hidrocarburos líquidos, naturales o mejorados, y productos derivados exportados o transportados al exterior y el volumen mensual de los hidrocarburos líquidos, naturales o mejorados, y productos derivados importados para mezcla o transformación, de conformidad con los certificados de carga y descarga, respectivamente, tal como se muestra a continuación:

$$\text{CE} = \text{US\$ } 33 * [\text{VHE} - \text{VHI}]$$

Donde CE es la Contribución Especial; US\$ 33 es el monto de la contribución por barril obtenida en el ejemplo anterior; VHE es el volumen de hidrocarburos exportados y VHI es el volumen de hidrocarburos importados.

La contribución será liquidada por el MENPET, su pago será mensual y en divisas y deberá ser cancelado al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN).

Los pagos realizados por parte de las empresas operadoras de hidrocarburos al FONDEN en cumplimiento de lo establecido en la Ley del Banco Central de Venezuela podrán deducirse del pago de esta Contribución Especial. Asimismo, las cantidades pagadas por concepto de la Contribución Especial se consideran un costo deducible en materia de impuesto sobre la renta. La contribución en comentarios podrá incluirse en la determinación de la ventaja especial aplicable a las empresas Mixtas, ya que de conformidad con el numeral 6 de los Términos y Condiciones para la Creación de Empresas Mixtas esta contribución es un tributo calculado en base a ingresos brutos, por lo tanto los pagos efectuados por este concepto podrán acreditarse en el cálculo de la Ventaja Especial.

El mecanismo creado para la participación de la empresa privada denominado Empresa Mixta fue diseñado de forma tal que se mantuvo la regalía e impuesto sobre la renta aplicado a las filiales de PDVSA bajo la modalidad de Convenios Operativos, aplicándose la alícuota de 30% sobre la producción en materia de regalía y de 50% sobre los enriquecimientos netos obtenidos por el contribuyente en materia de impuesto sobre la renta desde la entrada en vigencia de la LOH y la LISLR en el año 2001, con la diferencia de que se crearon las ventajas especiales, con éstas el Estado se asegura el 50% por ciento de los ingresos brutos, es decir, la mitad del precio al cual se cotiza el barril de petróleo para el momento en que este se produce, estas últimas son más agresivas que el llamado fifty – fifty, en el cual el estado participaba del 50% sobre las ganancias netas del contribuyente. Asimismo se creó la contribución especial como mecanismo adicional para capturar la renta excedentaria producida por el alza en los precios del crudo, evidenciando la insuficiencia del modelo de empresa mixta. Hemos expuesto cada modalidad por separado, a continuación presentamos una comparación entre ambas modalidades de participación.

#### IV. COMPARACIÓN DE LA MODALIDAD DE CONVENIO OPERATIVO VS. EMPRESA MIXTA

La migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas nos lleva a pensar cual de los dos modelos es más ventajoso para el país fiscalmente hablando, a continuación presentamos una comparación entre ambos esquemas que identifican de una manera clara y sencilla las ventajas, desventajas y diferencias entre cada esquema de participación de la actividad privada en la realización de actividades petroleras.

##### Ventajas de cada Esquema de Participación de la Empresa Privada en la Actividad Petrolera.

#### Convenios Operativos

1. Los Convenios Operativos se diseñaron para generar valor agregado a la economía nacional, a saber:
  - Inversión por el orden de los US\$13 millardos para reactivar y recuperar los yacimientos de hidrocarburos asignados.
  - Apalancamiento financiero
  - Abrir nuevos mercados y consolidar y mejorar los existentes
  - Transferencia de Tecnología
  - Rehabilitación de 32 campos maduros que incrementaron la producción de 100 mil barriles diarios (b/d) de petróleo a 500 mil b/d.
  - Generación de empleo.
  - Desarrollo del parque industrial nacional con niveles de calidad requeridos por la industria. Se alcanzó un promedio de procura de bienes de empresas venezolanas de 50%. Se generó una capacidad técnica de calidad mundial hasta el punto que los proveedores nacionales fueron incorporados por empresas trasnacionales en licitaciones mundiales de procura.

- Desarrollo de Programas de Inversión social: Se realizaron alrededor de 971 programas de inversión social que benefician a un millón 222 mil ciudadanos venezolanos, según información suministrada por la Asociación Venezolana de los Hidrocarburos (AVHI)
2. La Filial era la propietaria del crudo producido y la única que podía comercializarlo.
  3. Las licitaciones recaudaron más de 2.200 millones de dólares en bonos para la República.
  4. Incrementos de la producción de crudo y gas, bajo la premisa de que si existen interesados en invertir en zonas o áreas en las cuales PDVSA no tenía ninguna previsión de inversión o desarrollo adicional, por qué no permitir la operación en dichas zonas, era preferible producir un mínimo de barriles a ninguna producción.
  5. Generación de divisas al país, mediante el incremento de las exportaciones en aquellos renglones donde no se tenían previstos y originadas por el Factor de Valorización.

### Empresas Mixtas

1. Las Empresas Mixtas se diseñaron para garantizar un mayor aporte al Tesoro Nacional, a saber:
  - Con esta figura el estado se asegura como ingreso un mínimo de cincuenta por ciento (50%) del ingreso bruto petrolero en cada ejercicio económico (impuesto sombra).
  - Tributan con la tarifa de 50% que corresponde a los contribuyentes que se dedican a la explotación de hidrocarburos y de actividades conexas en materia de ISLR.
  - Aumento de la regalía de 1% a 30%.
  - Aporte a través de las Ventajas Especiales del 3,33% para impulsar y desarrollar programas sociales en cada una de las zonas adyacentes a los campos petroleros en conjunto con los municipios.

- Aportan el 1% de las utilidades antes de impuesto sobre la renta obtenida en el ejercicio económico, con el objeto de ejecutar proyectos de desarrollo social.
  - La migración significó según el MENPET, en términos inmediatos, un ahorro para la República de 6.046 millones de dólares, que proyectado hasta 2018 representa un ahorro de 31.340 millones de dólares.
2. El petróleo producido es vendido a PDVSA o a sus filiales y esta es la única que puede comercializar el crudo.
  4. Aportes en el campo social, ecológico y desarrollo humano tales como la ejecución de políticas de desarrollo endógeno dirigidas a fomentar la diversidad cultural y biológica así como a la minimización de impactos ambientales, contribuciones u otras contraprestaciones, la cesión y el uso de nuevas tecnologías, otorgamiento de becas, oportunidades de entrenamiento técnico, entre otros.
  5. Fomentar la formación de capital nacional a través de la procura de obras, bienes y servicios de empresas venezolanas con alto valor nacional.
  6. Impulsar el desarrollo de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los campos donde están ubicadas las Empresas Mixtas.

#### Desventajas de cada Esquema de Participación de la Empresa Privada en la Actividad Petrolera.

#### Convenios Operativos

- Traen inmerso un sacrificio fiscal para el país, el ISLR se pagó en base a la tarifa 2 la cual era de 34% sobre los enriquecimientos netos obtenidos por la Contratista por la parte correspondiente a la remuneración por los servicios de operación prestados y adicionalmente no hubo ingresos fiscales por este concepto ya que las Contratistas declaraban pérdidas fiscales por estas operaciones. Cabe agregar que las pérdidas se originan por la amortización

de la inversión y éstas representan un riesgo de la contratista. y no de PDVSA cuya imputación es a 34% y no a 67,7%.

- No se colocaron límites a la profundidad permitida en las perforaciones, éstas se ejecutaron en función de los Programas de Trabajo aprobados por PDVSA, lo que trajo como consecuencia que en los campos objeto del convenio se encontraran nuevos yacimientos, los cuales están en producción, tal es el caso de Pedernales, Jusepín y Quiriquire, esto ocurrió en los convenios operativos de la III Ronda ya que en I y II Ronda no había autorización para realizar actividad adicional de exploración.

### Empresas Mixtas

- Por tratarse de una empresa del Estado están sujetas al control de la Contraloría General de la República y a una serie de regulaciones tales como: Ley de Anticorrupción, Ley de Licitaciones, Ley de Administración Financiera del Sector Público, entre otros, esto trae como consecuencia que pudiera obstaculizarse el desarrollo eficiente de los planes y programas de la industria.
- En un régimen de precios de hidrocarburos bajos, donde el Estado corre un riesgo alto, no es prudente tener una participación tan alta en una Empresa Mixta que requiera realizar una inversión de esa envergadura, ya que se requiere invertir en exploración y si no se tienen fondos para ello lo más conveniente es reservarse el poder de decisión y control a través de un tipo especial de acciones que permita la toma de decisiones, puede ser que PDVSA en un momento dado no tenga recursos financieros suficientes para cubrir todas las necesidades en un 60% de 31 Empresas Mixtas, para cumplir con estos compromisos PDVSA podría incurrir en el endeudamiento, cabe señalar que no es conveniente endeudarse por la realización de actividades de rentabilidad limitada.

Diferencias jurídicas, operacionales y fiscales de cada modelo de participación.

A continuación presentamos cuadro comparativo contentivo de las diferencias jurídicas, operacionales y fiscales de cada modelo de participación, a saber:

Cuadro N° 3: Diferencias entre los Convenios Operativos y las Empresas Mixtas.

<b>Convenios Operativos</b>	<b>Empresas Mixtas</b>
En cuanto a la autorización para celebrar los contratos de servicios, no era necesaria la aprobación por parte del Congreso Nacional (Poder legislativo) para la ejecución del convenio operativo considerando que no era requerido por el artículo 5° de la LOREICH.	En cuanto a la autorización para constituir Empresas Mixtas, éstas deben ser aprobadas por la Asamblea Nacional antes de su constitución de conformidad con el artículo 33 de la LOH.
En relación al tema de resolución de controversias, para la I Ronda se previó la figura del arbitraje en la ciudad de Caracas de conformidad con el Código de Procedimiento Civil venezolano. Para la II Ronda las disputas se resolverían mediante arbitraje, tendrían lugar en Caracas conforme a las reglas de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional de París. Para la III Ronda se previó la figura del Arbitraje Internacional conforme a las Normas de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional de París, y tendría lugar en la ciudad de Nueva	En relación a la resolución de conflictos, las dudas y controversias serán decididas por los Tribunales Competentes de la República de conformidad con la legislación venezolana aplicable.

York.	
<p>Con relación al aporte fiscal: en materia de impuesto sobre la renta los convenios operativos tributaban con base a la tarifa 2 establecida en la LISLR con una tasa de 34%. En materia de Regalías se consideró que las empresas prestaban un servicio por cuenta de PDVSA y en consecuencia no eran dueñas de los hidrocarburos producidos, el pago de la regalía era del 1% y estaba a cargo de PDVSA o sus filiales. Con relación a los impuestos municipales los mismos se generaban y era un monto adicional no reembolsado en los contratos que se firmaron en la I y II Ronda, en la III Ronda se reembolsaban si la alícuota aplicable era superior al 4%.</p>	<p>El aporte fiscal en materia de impuesto sobre la renta se realiza de conformidad con la tarifa aplicable a empresas petroleras con base a la tarifa 3 establecida en la LISLR con una alícuota de 50%. En materia de Regalías el pago de la regalía lo realiza la empresa mixta, prorrateando de acuerdo a la proporción que tenga cada socio dentro de la Empresa Mixta a razón de 33,33% con el impuesto de extracción por cada barril producido. Con relación a los impuestos municipales los mismos no son aplicables, ya que la actividad relacionada con el régimen y administración de los hidrocarburos es competencia del Poder Nacional.</p>
<p>Se mantiene el control a través de la aprobación de los Programas de Trabajo y presupuestos anuales, cada bolívar que se iba a ejecutar debía estar aprobado por PDVSA o alguna de sus Filiales.</p>	<p>Se mantiene el control por mayoría accionaria.</p>
<p>Los gastos de exploración realizados dentro del área del convenio, pero fuera del campo inicial sólo se reconocen si se encuentran yacimientos explotables comercialmente, de lo contrario los gastos de exploración deben ser</p>	<p>Los gastos de exploración deben ser asumidos por PDVSA o sus filiales en el porcentaje de participación que ésta tenga en la empresa, independientemente de que se descubran nuevos yacimientos de</p>

<p>asumidos por la Contratista, en ese sentido el riesgo por la actividad exploratoria es asumido en un cien por ciento (100%) por ésta.</p>	<p>hidrocarburos o no, nótese que la mayor parte del riesgo y del gasto exploratorio va a ser asumido por Venezuela ya que su participación en esta asociación es de 60% y la empresa privada tiene un riesgo menor (40%).</p>
<p>El plazo de duración de los convenios operativos es de veinte (20) años prorrogables</p>	<p>El plazo de duración de las empresas mixtas es de veinticinco (25) años, prorrogable por un lapso no mayor de quince (15) años.</p>
<p>La titularidad de los activos adquiridos por las Contratistas con el objeto de ejecutar los contratos es de la Filial de PDVSA.</p>	<p>La titularidad de los activos transferidos y adquiridos utilizados en las operaciones petroleras es de la Empresa Mixta</p>
<p>Los derechos otorgados y permisos obtenidos se gestionaban y negociaban con terceros, en nombre de la Filial, es decir, esta última era la titular de los derechos de servidumbre, derechos de paso, entre otros.</p>	<p>La Empresa Mixta es la titular de los derechos otorgados en los contratos y permisos, incluyendo las servidumbres, derechos de agua, derechos de paso y derechos sobre tierras.</p>

De lo antes expuesto podemos observar que ambos modelos fueron motivo de discusión y evaluación por parte de quienes estaban a favor y en contra de la incorporación de las Empresas Mixtas como único esquema de participación de la empresa privada en el ámbito petrolero, sin duda ambos modelos persiguen un fin, mientras los Convenios Operativos se diseñaron para generar valor agregado a la economía nacional, las Empresas Mixtas tienen como objetivo generar beneficios fiscales, de seguidas presentaremos ejercicios prácticos con el objetivo (con las limitaciones naturales de información disponible) de evaluar los beneficios que aporta cada uno al fisco nacional.

## V. RENTABILIDAD FISCAL DE LOS ESQUEMAS DE PARTICIPACIÓN DE LA EMPRESA PRIVADA

Una de las causas que motivaron el presente trabajo fue evaluar la rentabilidad de los dos esquemas de participación de la empresa privada en la realización de las actividades primarias de hidrocarburos, para determinar cual de estas modalidades es más rentable para el fisco nacional. En este capítulo se desarrollan casos prácticos con el objeto de determinar que modelo de participación es más rentable para el país desde el punto de vista fiscal.

La participación fiscal en la actividad petrolera a través del impuesto sobre la renta (ISLR) constituye un mecanismo que puede ser ventajoso o no dependiendo del precio del barril de petróleo, del número de barriles producidos y de los costos asociados. Si el precio del crudo es muy alto, la regalía no es el mejor mecanismo para participar en las ganancias exorbitantes que se producen por efecto de esta situación, ya que la regalía comúnmente implica la aplicación de un porcentaje fijo y el inversionista privado entrega la cuota parte que le corresponde al Estado y se queda con el resto. A través del ISLR que es un impuesto elástico se obtiene una mayor participación cuando los precios son muy elevados, ya que su participación es sobre el resultado de la operación, o sea se participa sobre las ganancias exorbitantes cuando estamos en una situación de precios muy altos. Cabe señalar que el rendimiento del ISLR se incrementa o disminuye con la variación de la renta, al aumentar o disminuir la base imponible.

Ahora bien, si estamos en una situación de precios bajos hasta el punto de generar pérdidas el Estado no tendría participación en el ingreso obtenido por la entidad privada, al contrario el resultado sería que la falta de participación en el ingreso se pueda trasladar a futuros ejercicios por el mecanismo de pérdidas trasladables que se usa en materia de impuesto sobre la renta. En un ambiente de precios bajos la regalía sería la que generaría los ingresos al Estado, pero si se aplica una alícuota muy elevada la misma puede hacer inviable la explotación de que se trate y es que

a todo evento debe revisarse la rentabilidad con ocasión de cada proyecto u operación.

Otro factor que también influye en la participación fiscal es la producción, el costo de producción de un bien incluye costos variables y costos fijos, los primeros disminuyen cuando la producción baja mientras que los fijos se mantienen. Asimismo los costos de extracción del crudo son vitales en un sistema fiscal basado en la regalía, debido a que si los costos son mínimos por las características del yacimiento, entendiéndose que por ejemplo, si se trata de un pozo que se encuentra en tierra firme y no requiere perforación submarina ya que esta última implica mayores costos, del cual se extrae petróleo liviano con una producción que permite la comercialización, y considerando la cotización del crudo a precios elevados, vemos que la viabilidad que se proyecta bajo este escenario es del tipo donde el Estado obtendría una participación fiscal muy baja de sólo participar por medio de una regalía fija y el inversionista privado se quedaría con la mayor parte de la renta petrolera excedentaria.

Por el contrario, si por ejemplo se está en presencia de un yacimiento con un volumen de producción que permite la explotación comercial, donde los precios de cotización del crudo son cada vez más cercanos a los costos de extracción, ya que estos últimos se corresponden con yacimientos de crudos pesados y extrapesados que además requieren incurrir en costos de mejoramiento para poder comercializarlos o se trata de un pozo que requiere perforación submarina (lo que implica que la perforación es de difícil realización ya que se trata de espacios marítimos) y cuya cotización es menor a la de los crudos livianos o se encuentran en una circunstancia de precios bajos, se observa que el Estado obtendría su participación independientemente de que la explotación comercial del yacimiento sea rentable para el particular, en este escenario se vería afectado el inversionista debido a que la tendencia de este escenario es hacia la reducción de la ganancia y en el peor de los casos la alícuota de la regalía aplicable puede hacer inviable la explotación de los hidrocarburos.

En un esquema fiscal basado en el ISLR, el ingreso fiscal producto de la operación petrolera está condicionado a estas tres variables: costo, precio y producción. Un escenario de bajos precios de cotización del crudo, costos elevados de extracción y baja producción implica la mayor reducción de ingresos fiscales ya que habrá una menor ganancia en la operación, tanto para el inversionista como para el Estado, por el contrario un escenario de precios exorbitantes, bajos costos de extracción y alta producción implica una mayor obtención de ingresos fiscales ya que la ganancia de la operación se incrementa tanto para el inversionista como para el Estado.

Así las cosas, el mecanismo de la regalía debe combinarse con el impuesto sobre la renta para obtener ingresos fiscales que permitan compensar el hecho de que se está explotando un recurso natural no renovable y maximizar la participación del Estado sobre el exceso de las ganancias obtenidas por lo particulares.

A continuación se evalúan los efectos fiscales que tienen las dos modalidades que estamos estudiando como son los convenios Operativos y las Empresas Mixtas para determinar cual de ambos modelos es susceptible de generar mayores beneficios fiscales al país.

**Aporte dado al Fisco Nacional bajo la modalidad de Convenio Operativo (CO)**

Con el objeto de evaluar cual de los dos esquemas es más rentable para el país se preparó un ejercicio con tres escenarios, a saber: i) Para I Ronda con aplicación de regalía del 1% e impuesto sobre la renta con una tarifa de 67,7%; ii) Para II y III Ronda con aplicación de regalía del 16,67% e impuesto sobre la renta con una tarifa de 67,7%; y iii) Para I, II y III Ronda con aplicación de regalía del 30% e impuesto sobre la renta con una tarifa de 50% con el objeto de determinar el comportamiento del aporte fiscal en un ambiente de precios del barril de petróleo que pueden ser una cotización alta, mediana y baja, para lo cual se consideraron precios de US\$80, US\$50 y US\$30, respectivamente.

Otra de las premisas a considerar es el costo de producción del crudo, el cual se toma en US\$22, considerando lo comunicado por el Ministro Ramírez cuando manifiesta que producir un barril bajo la figura de convenio operativo le cuesta al país esa cantidad. Cabe resaltar que este es el costo de producción más elevado, algunas personalidades han declarado precios promedios de producción de US\$18, otras de US\$14 e incluso se ha llegado a decir que producir un barril bajo esta figura le costaba al país US\$6, tal como lo declaro el Dr. Espinasa en artículo publicado en El Universal el 3 de febrero de 2006. Ante la diversidad de información en cuanto al costo de producción de un barril de petróleo se seleccionó el precio más elevado ya que si el costo disminuye la renta de las entidades privadas será un poco mayor.

Para la determinación de la regalía se considero el precio del barril de petróleo a boca de pozo, el cual es más bajo que el precio del barril que se comercializa, ya que este último (precio en el puerto venezolano de exportación) incluye los costos de recolección y de transporte por oleoducto desde el campo de producción y para efectos del cálculo de la regalía se deducen los gastos de transporte por oleoducto calculados desde el campo donde se efectúa la fiscalización del petróleo. A continuación presentamos el ejercicio práctico:

Cuadro N° 4: Determinación de la Regalía para I Ronda Considerando Escenarios de Precios del Crudo Altos, Medios y Bajos.

Determinación de la Regalía	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Precio del barril de petróleo	75	45	25
Alícuota aplicable	1%	1%	1%
<b>Pago de Regalía</b>	<b>0,75</b>	<b>0,45</b>	<b>0,25</b>

Para efectos del ejercicio práctico se considera como costo de recolección y transporte por la cantidad de US\$ 5, los cuales no se incluyen en la determinación del cálculo de la regalía.

Cuadro N° 5: Determinación del Aporte Fiscal bajo la Modalidad de Convenio Operativo para I Ronda con Regalía de 1% e ISLR de 67,70%.

Determinación de la Renta	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Precio del barril de petróleo	80,00	50,00	30,00
Costos de Producción	-22,00	-22,00	-22,00
Regalía 1%	-0,75	-0,45	-0,25
<b>Enriquecimiento Neto</b>	<b>57,25</b>	<b>27,55</b>	<b>7,75</b>
Tarifa 3	67,70%	67,70%	67,70%
<b>ISLR</b>	<b>38,76</b>	<b>18,65</b>	<b>5,25</b>
<b>Regalía 1%</b>	<b>0,75</b>	<b>0,45</b>	<b>0,25</b>
<b>TOTAL APORTE FISCAL CO</b>	<b>39,51</b>	<b>19,10</b>	<b>5,50</b>
<b>TARIFA EFECTIVA</b>	<b>49,39%</b>	<b>38,20%</b>	<b>18,33%</b>

Bajo este esquema, el Estado pagaba el costo de producir un barril de petróleo al Convenio Operativo, es decir le pagaba US\$ 22, PDVSA o sus empresas filiales pagaban 1% de regalía y se quedaban con el crudo producido y la totalidad del margen de ganancia, sobre el cual se determina el enriquecimiento neto gravable al cual se le aplicaba la Tarifa 3 de 67,7%, para obtener el aporte fiscal en materia de impuesto sobre la renta de los convenios operativos.

Adicionalmente, vemos que la Contratista se queda con US\$ 22 del precio del barril de petróleo crudo mientras que la Filial de PDVSA se queda con el resto, de la cual una parte la aporta al Tesoro Nacional, que como vemos en el ejercicio corresponde a US\$ 39,51, US\$ 19,10 y US\$ 5,50 en un escenario de precios altos, medios y bajos, respectivamente, y la otra parte del precio del barril es utilizada para cubrir el flujo de caja para honrar los compromisos adquiridos, proyectos de inversión, u otras operaciones normales de la Filial. Bajo esta modalidad el aporte fiscal se traduce en una tarifa efectiva de 49,39%, 38,20% y 18,33% del precio del barril de petróleo en un ambiente de precios altos, medios y bajos, respectivamente. Así las cosas, bajo esta modalidad a medida que se incrementan los precios del petróleo la participación de la Filial en la renta petrolera se hace mayor.

Cabe señalar que el pago realizado a la Contratista por US\$ 22 incluye una porción importante de costos de capital y de operación, que igual hubiese incurrido PDVSA de haber realizado la explotación de estos campos maduros.

Cuadro N° 6: Determinación de la Regalía para II y III Ronda Considerando Escenarios de Precios del Crudo Altos, Medios y Bajos.

Determinación de la Regalía	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Precio del barril de petróleo	75	45	25
Alícuota aplicable	16,67%	16,67%	16,67%
<b>Pago de Regalía</b>	<b>12,50</b>	<b>7,50</b>	<b>4,17</b>

Cuadro N° 7: Determinación del Aporte Fiscal bajo la Modalidad de Convenio Operativo para II y III Ronda con Regalía de 16,67% e ISLR de 67,70%.

Determinación de la Renta	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Precio del barril de petróleo	80,00	50,00	30,00
Costos de Producción	-22,00	-22,00	-22,00
Regalía 16,67%	-12,50	-7,50	-4,17
<b>Enriquecimiento Neto</b>	<b>45,50</b>	<b>20,50</b>	<b>3,83</b>
Tarifa 3	67,70%	67,70%	67,70%
<b>ISLR</b>	<b>30,80</b>	<b>13,88</b>	<b>2,59</b>
<b>Regalía 16,67%</b>	<b>12,50</b>	<b>7,50</b>	<b>4,17</b>
<b>TOTAL APOORTE FISCAL CO</b>	<b>43,30</b>	<b>21,38</b>	<b>6,76</b>
<b>TARIFA EFECTIVA</b>	<b>54,13%</b>	<b>42,76%</b>	<b>22,53%</b>

En este escenario, el costo de producir un barril igualmente de US\$ 22, PDVSA o sus empresas filiales pagaban 16,67% de regalía y se quedaban con el crudo producido y al enriquecimiento neto gravable se le aplicaba la Tarifa 3 de 67,7%, para obtener el aporte fiscal en materia de impuesto sobre la renta de los convenios operativos.

Asimismo, vemos que la Contratista se queda con US\$ 22 del precio del barril de petróleo crudo, que tal como lo comentamos incluye un monto importante de costos de capital y de operación en los cuales hubiese incurrido la filial de PDVSA de haber realizado la explotación en los campos asignados, la Filial de PDVSA se queda con

el resto, de la cual una parte la aporta al Tesoro Nacional, que como vemos en el ejercicio corresponde a US\$ 43,30, US\$ 21,38 y US\$ 6,76 en un escenario de precios altos, medios y bajos, respectivamente. Bajo esta modalidad el aporte fiscal se traduce en una tarifa efectiva de 54,13%, 42,76% y 22,53% del precio del barril de petróleo en un ambiente de precios altos, medios y bajos, respectivamente. Nótese que en este escenario el aporte fiscal es mayor que en los convenios operativos de la I Ronda por el efecto de la regalía, la cual afecta el aporte en materia de ISLR disminuyéndolo ya que el gasto deducible por concepto de regalía es mayor, pero esa disminución del ISLR se ve compensada con el incremento del ingreso patrimonial por concepto de regalía, teniendo como efecto neto un incremento en el aporte fiscal.

Cuadro N° 8: Determinación de la Regalía para I, II y III Ronda Considerando Escenarios de Precios del Crudo Altos, Medios y Bajos.

Determinación de la Regalía	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Precio del barril de petróleo	75	45	25
Alícuota aplicable	30%	30%	30%
<b>Pago de Regalía</b>	<b>22,50</b>	<b>13,50</b>	<b>7,50</b>

Cuadro N° 9: Determinación del Aporte Fiscal bajo la Modalidad de Convenio Operativo para I, II y III Ronda con Regalía de 30% e ISLR de 50%.

Determinación de la Renta	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Precio del barril de petróleo	80,00	50,00	30,00
Costos de Producción	-22,00	-22,00	-22,00
Regalía 30%	-22,50	-13,50	-7,50
<b>Enriquecimiento Neto</b>	<b>35,50</b>	<b>14,50</b>	<b>0,50</b>
Tarifa 3	50%	50%	50%
<b>ISLR</b>	<b>17,75</b>	<b>7,25</b>	<b>0,25</b>
<b>Regalía 30%</b>	<b>22,50</b>	<b>13,50</b>	<b>7,50</b>
<b>TOTAL APOORTE FISCAL CO</b>	<b>40,25</b>	<b>20,75</b>	<b>7,75</b>
<b>TARIFA EFECTIVA</b>	<b>50,31%</b>	<b>41,50%</b>	<b>25,83%</b>

En este último escenario se determinó tomando en cuenta que a partir del año 2001 con la reforma de la LISLR y LOH PDVSA o sus empresas filiales tributaron con

regalía de 30% y al enriquecimiento neto gravable se le aplicaba la Tarifa 3 de 50%, el costo de producir un barril es igualmente de US\$ 22.

Al igual que en los escenarios anteriores, la Contratista se queda con US\$ 22 del precio del barril de petróleo crudo, que reiteramos incluye un monto importante de costos de capital y de operación en los cuales hubiese incurrido la filial de PDVSA de haber realizado la explotación en los campos asignados, la Filial de PDVSA se queda con el resto, de la cual una parte la aporta al Tesoro Nacional, que como vemos en el ejercicio corresponde a US\$ 40,25, US\$ 20,75 y US\$ 7,75 en un escenario de precios altos, medios y bajos, respectivamente. Bajo esta modalidad el aporte fiscal se traduce en una tarifa efectiva de 50,31%, 41,50% y 25,83% del precio del barril de petróleo en un ambiente de precios altos, medios y bajos, respectivamente. Nótese que en este escenario, el aporte fiscal predominante es la regalía, lo que quiere decir que el Estado no asume el riesgo de la operación en el régimen fiscal vigente, sino que basa su aporte fiscal en la regalía que se calcula sobre los ingresos brutos a diferencia del ISLR que se determina deduciendo costos y gastos.

#### Aporte dado al Fisco Nacional bajo la modalidad de Empresas Mixtas (EM)

Bajo la modalidad de Empresas Mixtas, el Estado recibe una regalía de 30% sobre el precio del barril de crudo y el aporte en materia de impuesto sobre la renta es el 50% del enriquecimiento neto gravable. Adicionalmente están las Ventajas Especiales que incluyen una regalía adicional de 3,33%, el aporte del 1% de desarrollo endógeno y la determinación de la ventaja especial en la cual el Estado se queda con el 50% de los ingresos brutos, esta última incluye dentro de su cálculo todos los tributos que se determinan con base a los ingresos brutos, para efectos del cálculo se consideró el aporte por Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional y el Impuesto de Registro de Exportación del 1 ‰, entre otros.

Adicionalmente el aporte fiscal bajo esta modalidad será la sumatoria de las regalías, el ISLR, la Contribución Especial y las ventajas especiales aquí determinadas, el precio del barril considerado para el cálculo de la regalía en el ejercicio práctico es menor al utilizado a efectos del impuesto sobre la renta, ya que es el precio a boca de pozo, ya que éste no incluye los costos de recolección y de transporte por oleoducto desde el campo de producción y para efectos del cálculo de la regalía se deducen los gastos de transporte por oleoducto calculados desde el campo donde se efectúa la fiscalización del petróleo, a saber:

Cuadro N° 10: Determinación de la Regalía bajo la modalidad de Empresa Mixta Considerando Escenarios de Precios del Crudo Altos, Medios y Bajos.

Determinación de la Regalía	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Precio del barril de petróleo	75	45	25
Alícuota aplicable	30%	30%	30%
<b>Pago de Regalía</b>	<b>22,5</b>	<b>13,5</b>	<b>7,5</b>

La determinación de renta gravable implica que al ingreso por venta del barril de petróleo se le resta el costo de producción y los gastos incurridos que para efectos del ejercicio, estos se corresponden con los gastos de los tributos y ventajas especiales a los que está sujeta la Empresa Mixta.

Otra de las premisas a considerar es el costo de producción del crudo, el cual se toma en US\$22 para el caso de los convenios operativos, considerando lo comunicado por el Ministro Ramírez cuando manifiesta que producir un barril bajo esta figura le cuesta al país esa cantidad, no obstante, para el caso de las empresas mixtas se consideró como costo de producción la cantidad de US\$ 18, que no es más que el resultado de restar la remuneración de las Contratistas que consideramos hipotéticamente representa la cantidad de US\$4 (se asume esta posición por limitaciones en la información), por lo que al costo de producción de crudo de US\$ 22 se le resta la remuneración que recibía la Contratista y se obtiene el costo de producción de la Empresa Mixta que representan todos los gastos de operación y capital en los cuales incurren las empresas mixtas ya que bajo esta figura son éstas las que realizan la explotación de crudo, se entiende que aquellos

costos de capital y operación que reembolsaban las filiales de PDVSA a las Contratistas bajo la figura de convenios operativos, ahora son incurridos por la empresa mixta.

Cuadro N° 11: Determinación de la Renta bajo la Modalidad de Empresa Mixta.

Determinación de la Renta	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Precio del barril de petróleo (valor comercial)	80,00	50,00	30,00
Costos de Producción	-18,00	-18,00	-18,00
Gastos de Regalía 30 %	-22,50	-13,50	-7,50
Gastos de Regalía 3,33%	-2,50	-1,50	-0,83
Gasto de Desarrollo Endógeno	-0,32	-0,17	-0,04
Contribución Especial	-5,00	0,00	0,00
Gastos de Impuesto de Registro de Exportación 1%	-0,08	-0,05	-0,03
<b>Enriquecimiento Neto</b>	<b>31,60</b>	<b>16,78</b>	<b>3,60</b>
Tarifa 3	50%	50%	50%
<b>ISLR</b>	<b>15,80</b>	<b>8,39</b>	<b>1,80</b>

A continuación presentamos el cálculo de las ventajas especiales para cada uno de los escenarios: precios altos, medios y bajos, a saber:

Cuadro N°12 : Determinación de la Ventaja Especial 50% sobre Ingresos Brutos considerando un Escenario de Precios del Crudo Altos US\$ 80

Diferencia Entre:	A	Vs.	B		Resultado de la Ventaja Especial
	50% de los Ingresos Brutos de un año calendario (valor de los hidrocarburos extraídos en el área delimitada). Para efectos del ejercicio se está considerando el precio de un barril de petróleo		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regalía 30%</li> <li>• Regalía 3,33%</li> <li>• ISLR</li> <li>• Otros Impuestos Calculados en base a ingresos brutos o netos, como el Impuesto de Registro de Exportación 1‰</li> <li>• Contribución Especial sobre precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos (50%/Exceso de US\$ 70 hasta US\$ 100) + (60%/Exceso de US\$ 100).</li> <li>• Desarrollo Endógeno 1%</li> </ul>	22,50 2,50 15,80 0,08  5,00  0,32	
Sumatoria	<b>40</b>		Total Tributos año 200X	46,20	-6,20
Si	A	>	B		No aplica
Si	A	=	B		No aplica
Si	A	<	B		Se paga la diferencia

Cuadro N°13: Determinación de la Ventaja Especial 50% sobre Ingresos Brutos considerando un Escenario de Precios del Crudo Medianos US\$ 50

Diferencia Entre:	A	Vs.	B		Resultado de la Ventaja Especial
	50% de los Ingresos Brutos de un año calendario (valor de los hidrocarburos extraídos en el área delimitada). Para efectos del ejercicio se está considerando el precio de un barril de petróleo		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regalía 30%</li> <li>• Regalía 3,33%</li> <li>• ISLR</li> <li>• Otros Impuestos Calculados en base a ingresos brutos o netos, como el Impuesto de Registro de Exportación 1%</li> <li>• Contribución Especial sobre precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos (50%/Exceso de US \$70 hasta US\$ 100) + (60%/Exceso de US\$ 100).</li> <li>• Desarrollo Endógeno 1%</li> </ul>	13,50 1,50 8,39 0,05  0,00  0,17	
	<b>25</b>				
Sumatoria	<b>25</b>		Total Tributos año 200X	23,61	1,39
Si	A	>	B		No aplica
Si	A	=	B		No aplica
Si	A	<	B		Se paga la diferencia

Cuadro N° 14: Determinación de la Ventaja Especial 50% sobre Ingresos Brutos considerando un Escenario de Precios del Crudo Bajos US\$ 30

Diferencia Entre:	A	Vs.	B		Resultado de la Ventaja Especial
	50% de los Ingresos Brutos de un año calendario (valor de los hidrocarburos extraídos en el área delimitada). Para efectos del ejercicio se está considerando el precio de un barril de petróleo		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regalía 30%</li> <li>• Regalía 3,33%</li> <li>• ISLR</li> <li>• Otros Impuestos Calculados en base a ingresos brutos o netos, como el Impuesto de Registro de Exportación 1%</li> <li>• Contribución Especial sobre precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos (50%/Exceso de US\$ 70 hasta US\$ 100) + (60%/Exceso de US\$ 100).</li> <li>• Desarrollo Endógeno 1%</li> </ul>	7,50 0,83 1,80 0,03  0,00  0,04	
	<b>15</b>				
Sumatoria	<b>15</b>		Total Tributos año 200X	10,20	4,80
Si	A	>	B		No aplica
Si	A	=	B		No aplica
Si	A	<	B		Se paga la diferencia

Cuadro N° 15: Determinación del Aporte Fiscal bajo la modalidad de Empresa Mixta.

Determinación del Aporte Fiscal s/EM	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Ventaja Especial 50% / Ingreso Bruto	0,00	1,39	4,80
ISLR 50%	15,80	8,39	1,80
Regalía 30%	22,50	13,50	7,50
Regalía Adicional 3,33%	2,50	1,50	0,83
Desarrollo Endógeno 1% antes de ISLR	0,32	0,17	0,04
Impuesto de Registro de Exportación 1‰	0,08	0,05	0,03
Contribución Especial	5,00	0,00	0,00
<b>TOTAL APOORTE FISCAL EM</b>	<b>46,20</b>	<b>25,00</b>	<b>15,00</b>
Participación en los Dividendos	9,48	4,20	0,00
<b>Participación Fiscal del Estado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo s/EM</b>	<b>55,68</b>	<b>29,20</b>	<b>15,00</b>
<b>TARIFA EFECTIVA</b>	<b>69,60%</b>	<b>58,40%</b>	<b>50,00%</b>

Cuadro N° 16: Participación en los Dividendos bajo la modalidad de Empresa Mixta.

Participación en los Dividendos	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Precio del barril de petróleo (valor comercial)	80,00	50,00	30,00
Aporte Fiscal + Costo de Producción	-64,20	-43,00	-33,00
<b>UND a repartir como Dividendo</b>	<b>15,80</b>	<b>7,00</b>	<b>-3,00</b>
Participación Filial PDVSA 60% UND a repartir	9,48	4,20	0,00
Participación Empresa Privada 40% UND a repartir	6,32	2,80	0,00

Cuadro N° 17: Participación Fiscal del Estado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo para I Ronda de Convenio Operativo vs Empresa Mixta (Tarifa Efectiva)

<b>Participación Fiscal del Estado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo (Tarifa Efectiva)</b>	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Modalidad EMPRESA MIXTA	69,60%	58,40%	50,00%
Modalidad CONVENIO OPERATIVO	49,39%	38,20%	18,33%
<b>Diferencia Porcentual</b>	<b>20,21%</b>	<b>20,20%</b>	<b>31,67%</b>

Cuadro N° 18: Participación Fiscal del Estado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo para II y III Ronda de Convenio Operativo vs Empresa Mixta (Tarifa Efectiva)

<b>Participación Fiscal del Estado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo (Tarifa Efectiva)</b>	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
EMPRESA MIXTA	69,60%	58,40%	50,00%
CONVENIO OPERATIVO	54,13%	42,76%	22,53%
<b>Diferencia Porcentual</b>	<b>15,47%</b>	<b>15,64%</b>	<b>27,46%</b>

Cuadro N° 19: Participación Fiscal del Estado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo para I, II y III Ronda de Convenio Operativo vs Empresa Mixta (Tarifa Efectiva)

<b>Participación Fiscal del Estado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo (Tarifa Efectiva)</b>	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
EMPRESA MIXTA	69,60%	58,40%	50,00%
CONVENIO OPERATIVO	50,31%	41,50%	25,83%
<b>Diferencia Porcentual</b>	<b>19,29%</b>	<b>16,90%</b>	<b>24,17%</b>

El esquema fue diseñado para que aún cuando estuviésemos en presencia de precios del petróleo bajos y aunque el enriquecimiento neto gravable se disminuya o en el peor de los casos no exista tal enriquecimiento en materia de ISLR, el aporte al fisco nacional se mantenga y la razón de estos resultados obedece a que se incorporaron las ventajas especiales en el modelo de empresas mixtas, donde el Estado participa del cincuenta por ciento (50%) del ingreso bruto y posteriormente se incorpora la contribución especial sobre los precios extraordinarios del petróleo que coadyuvaron a capturar la súper renta petrolera en el escenario de precios altos, ya que si no se incorporan estas dos variables, el esquema de empresas mixtas por sí sólo no era capaz de capturar la renta petrolera excedentaria.

Cuadro N° 20: Participación del Inversionista Privado sobre el Precio Real del Barril de Petróleo (Tarifa Efectiva)

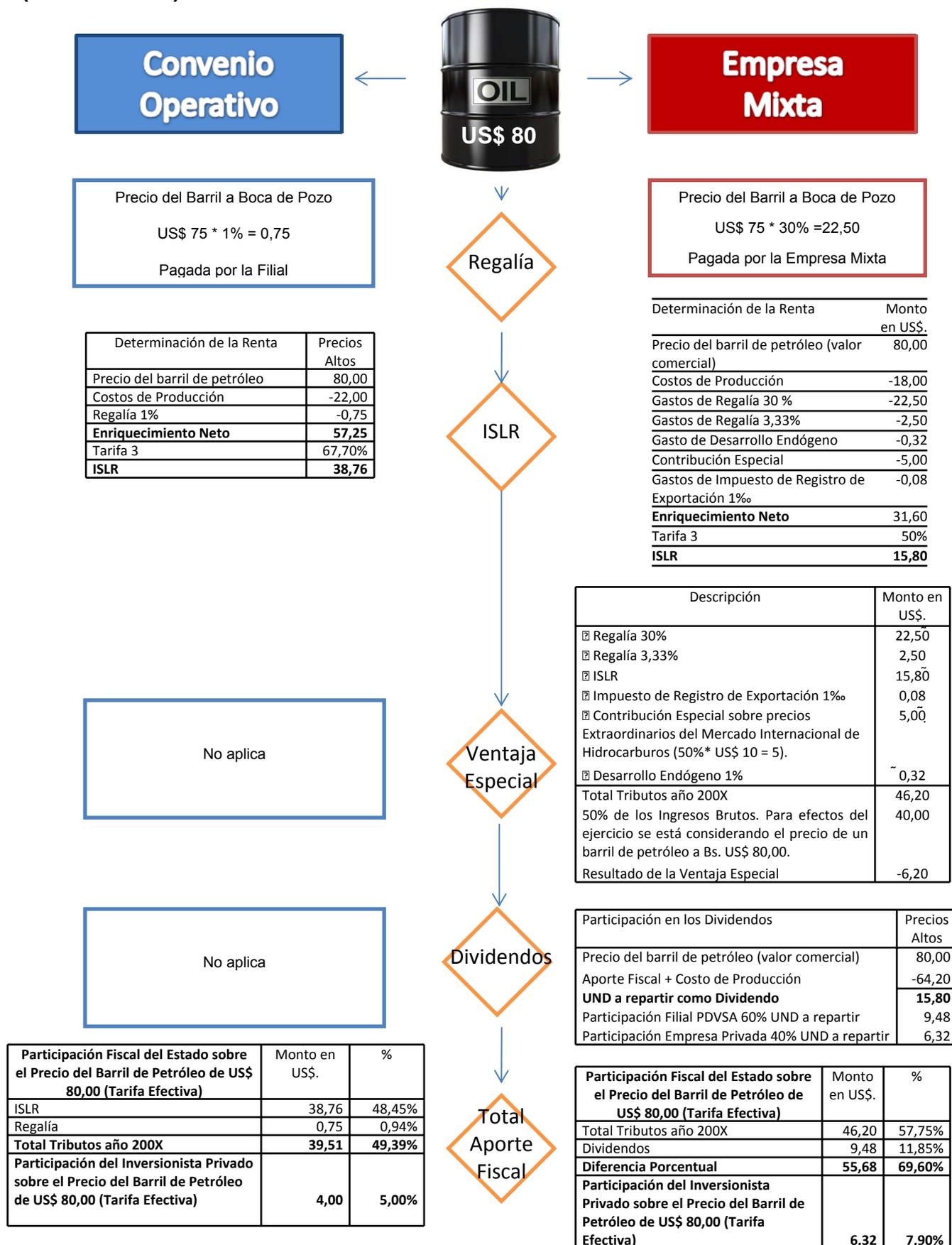
<b>Participación de la Empresa Privada sobre el Precio Real del Barril de Petróleo</b>	Precios Altos	Precios Medios	Precios Bajos
Modalidad Empresa Mixta	6,32	2,80	0,00
Modalidad Convenio Operativo	4,00	4,00	4,00
<b>Diferencia en US\$</b>	2,32	-1,20	-4,00
<b>Tarifa Efectiva</b>			
Modalidad Empresa Mixta	7,90%	5,60%	0,00%
Modalidad Convenio Operativo	5,00%	8,00%	13,33%
<b>Diferencia Porcentual</b>	2,90%	-2,40%	-13,33%

Para el inversionista privado la empresa mixta es más rentable que los convenios operativos en un ambiente de precios altos, por eso migraron al otro modelo. En un ambiente de precios medios ambos son rentables pero la modalidad de convenio operativo es más rentable que la empresa mixta. En un ambiente de precios bajos el convenio operativo es más rentable para el inversionista que la empresa mixta ya que en este caso los resultados arrojan pérdidas y no solo el particular no se lleva nada sino que de ser permanentes el proyecto es inviable, lo que lleva a concluir que en un ambiente de precios bajos no hubiese sido posible la migración.

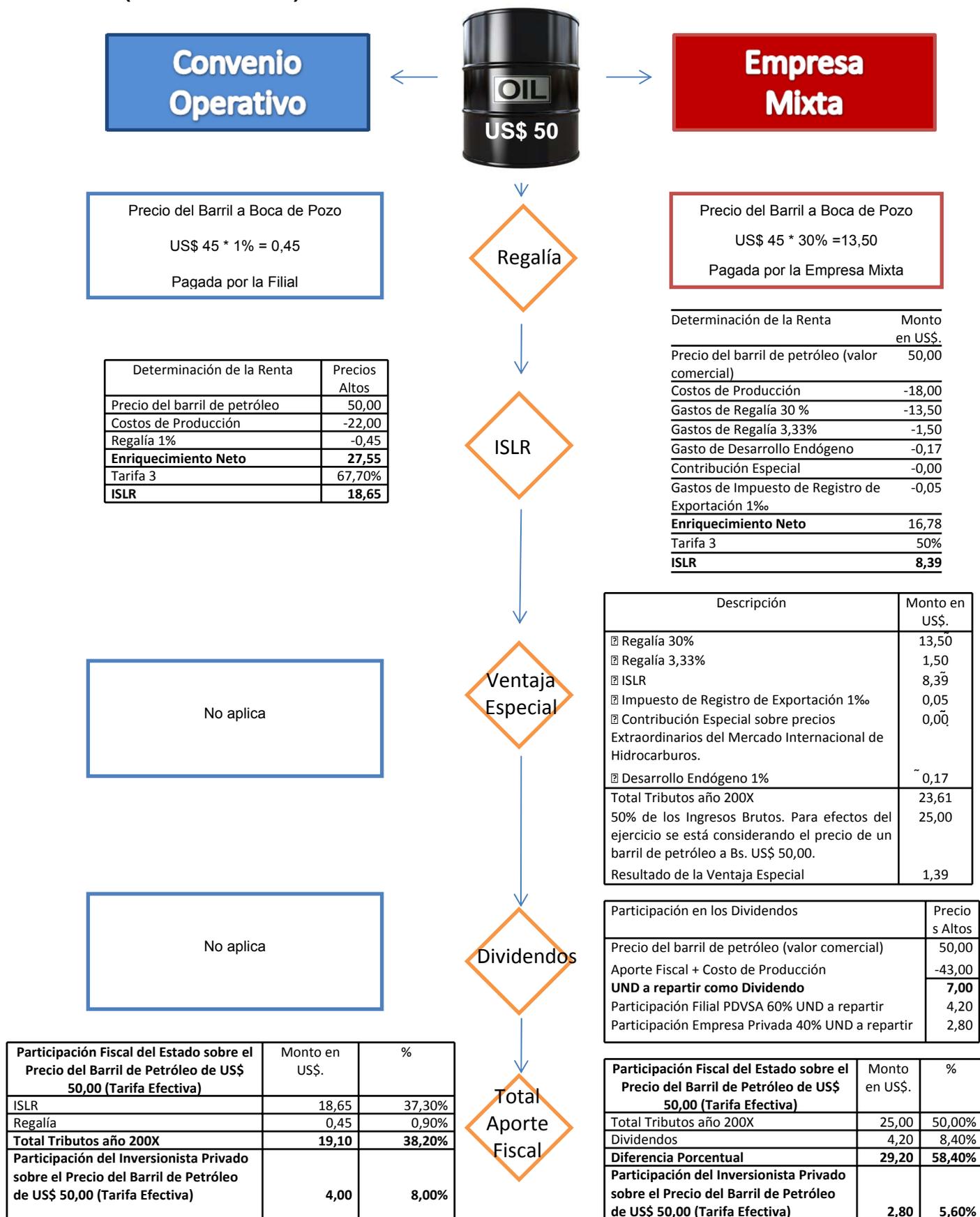
De seguidas se presentarán los flujogramas donde se plantea el comparativo entre el Convenio Operativo y la figura de Empresa Mixta en forma individual donde aprecia cada esquema de participación en un ambiente de precios altos, medios y bajos, para cada uno de los escenarios planteados a saber:

- Para I Ronda con aplicación de regalía del 1% e impuesto sobre la renta con una tarifa de 67,7%;
- Para II y III Ronda con aplicación de regalía del 16,67% e impuesto sobre la renta con una tarifa de 67,7%; y
- Para I, II y III Ronda con aplicación de regalía del 30% e impuesto sobre la renta con una tarifa de 50%

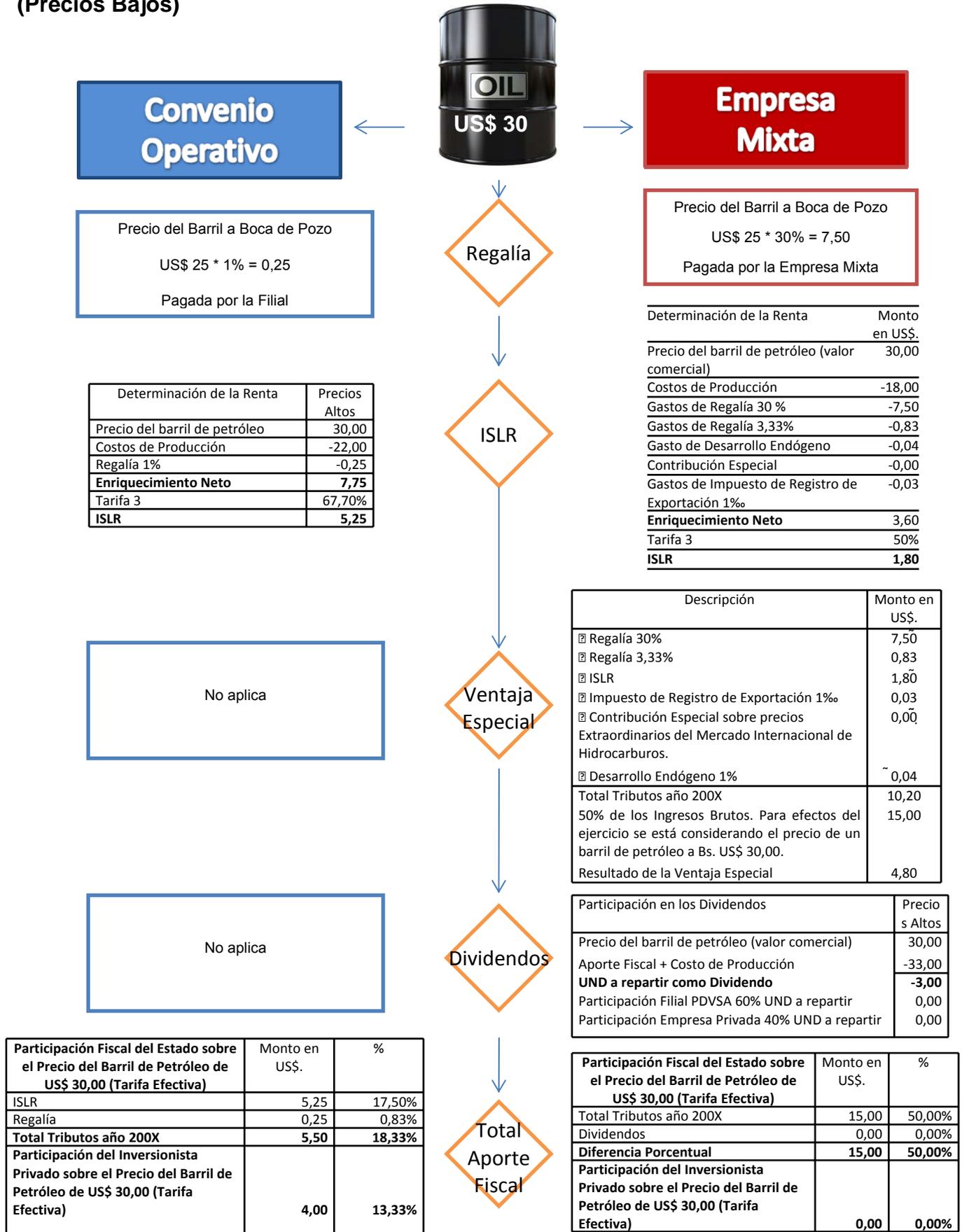
## Flujograma 1: Comparativo de Convenio Operativo I Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Altos)



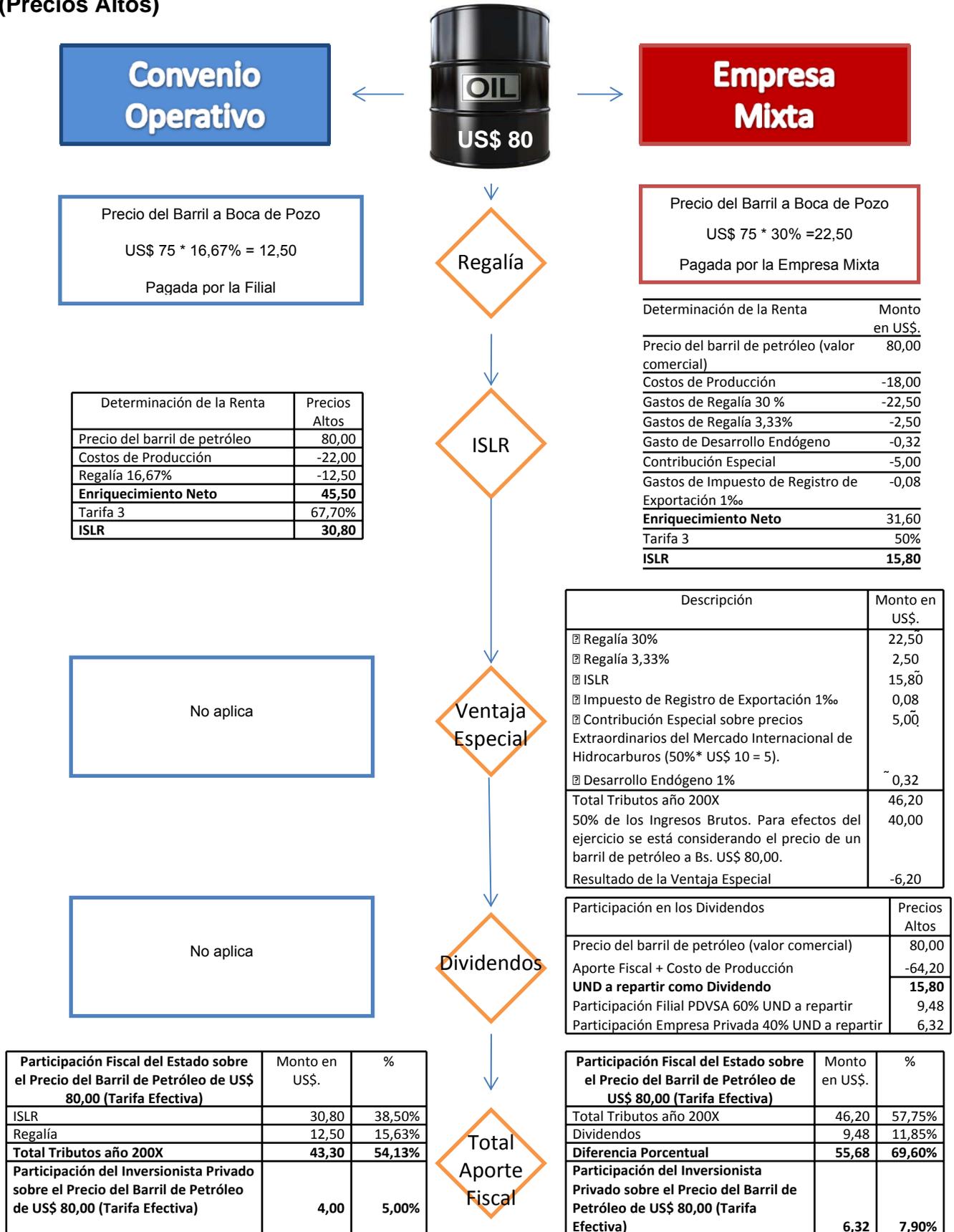
## Flujograma 2: Comparativo de Convenio Operativo I Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Medios)



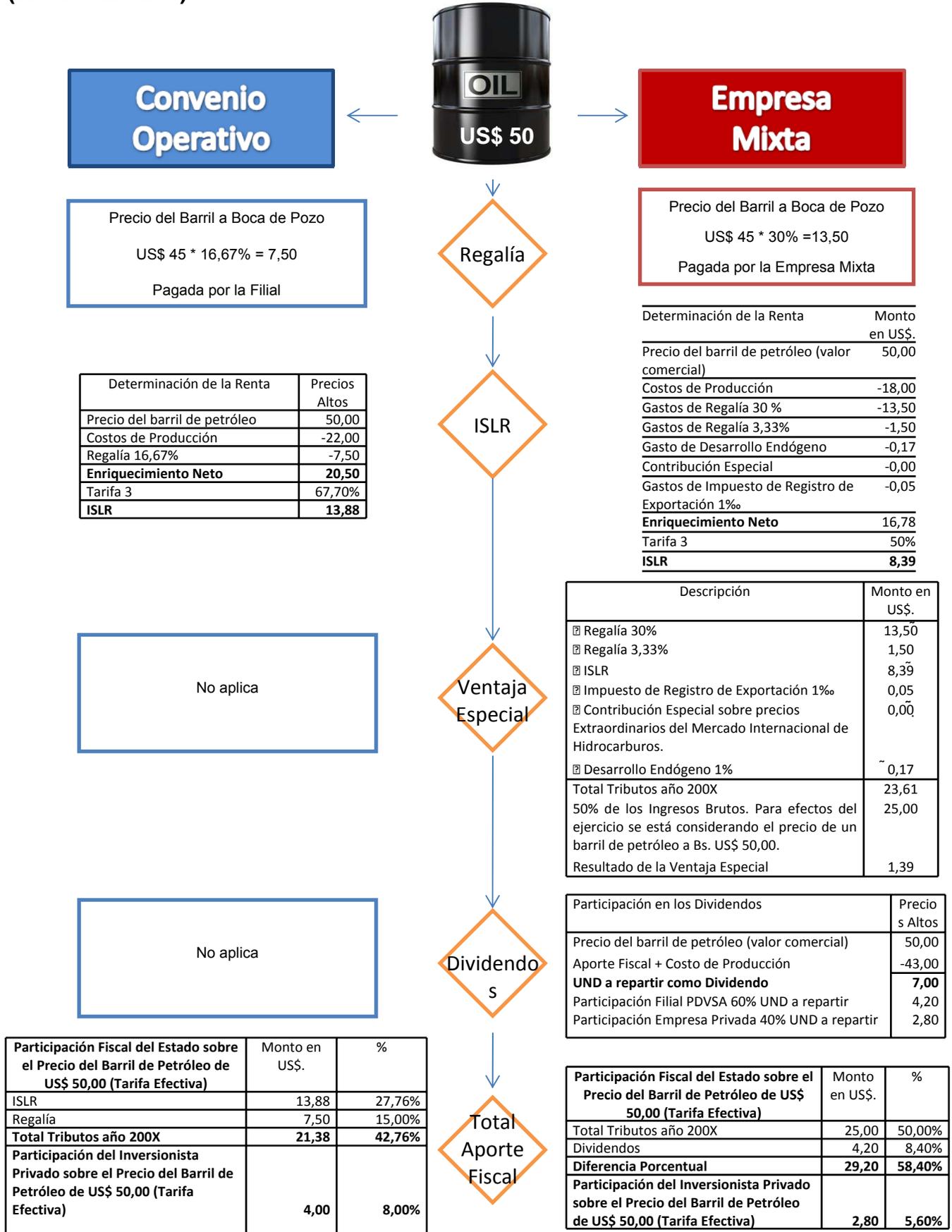
### Flujograma 3: Comparativo de Convenio Operativo I Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Bajos)



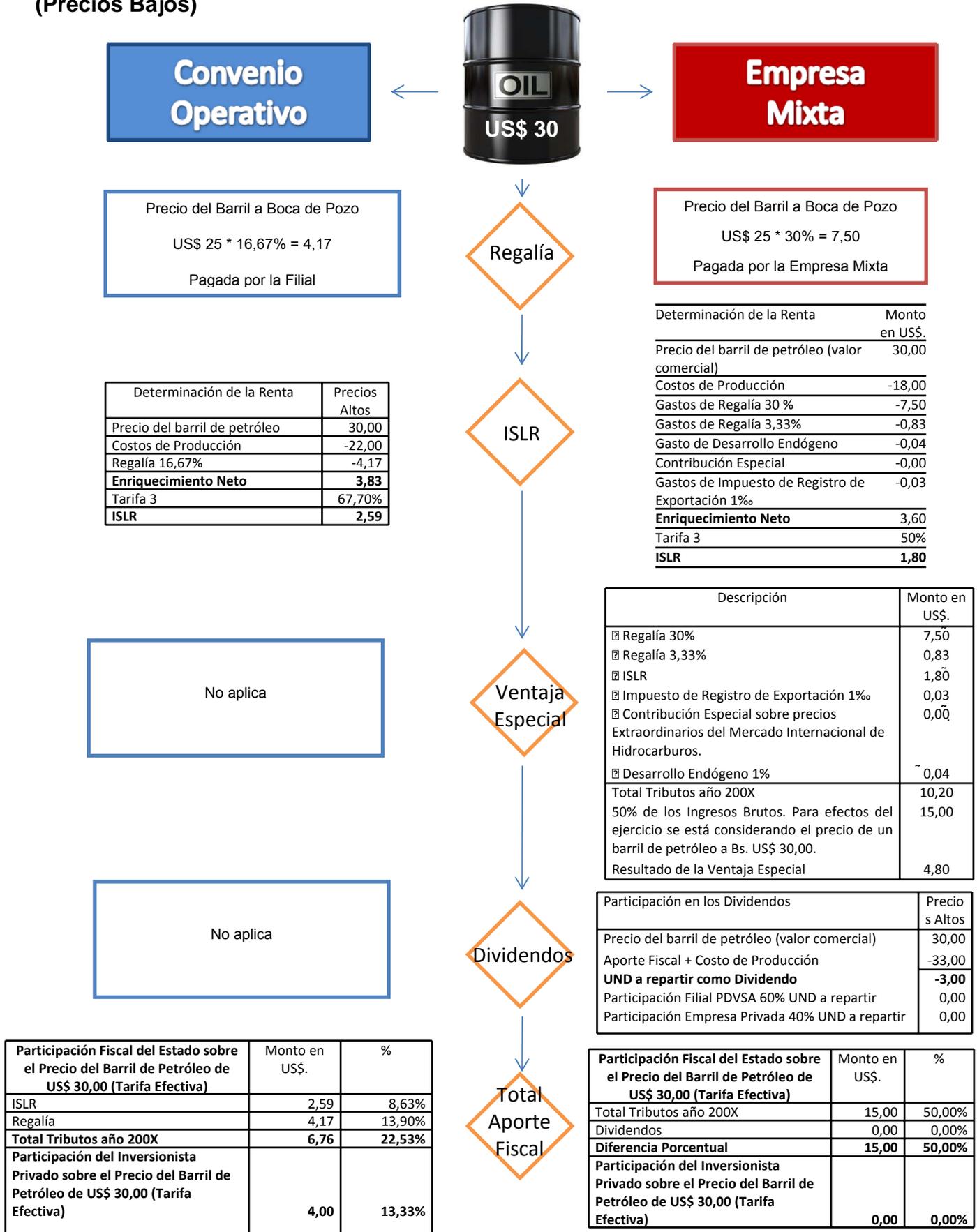
### Flujograma 4: Comparativo de Convenio Operativo II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Altos)



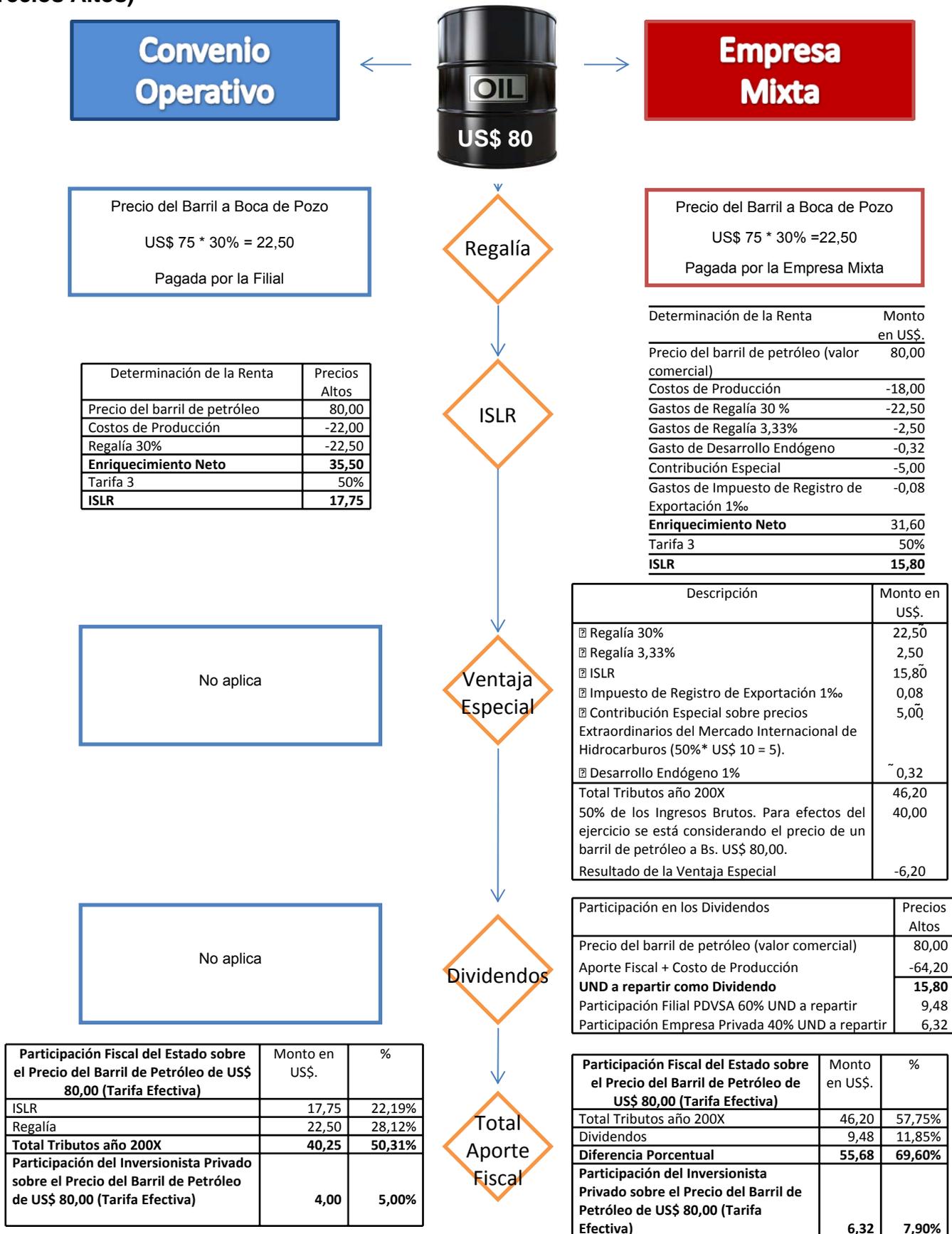
### Flujograma 5: Comparativo de Convenio Operativo II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Medios)



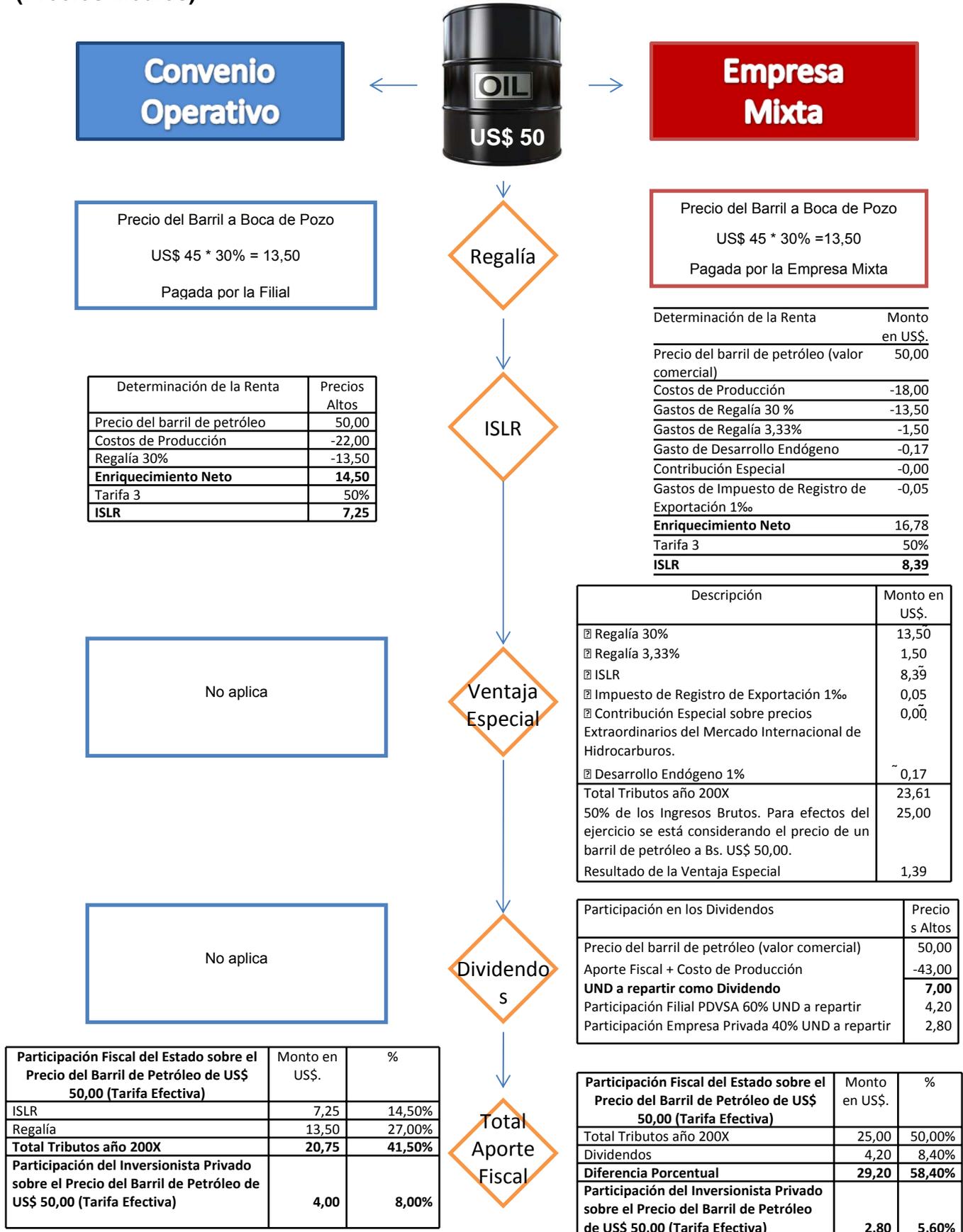
### Flujograma 6: Comparativo de Convenio Operativo II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Bajos)



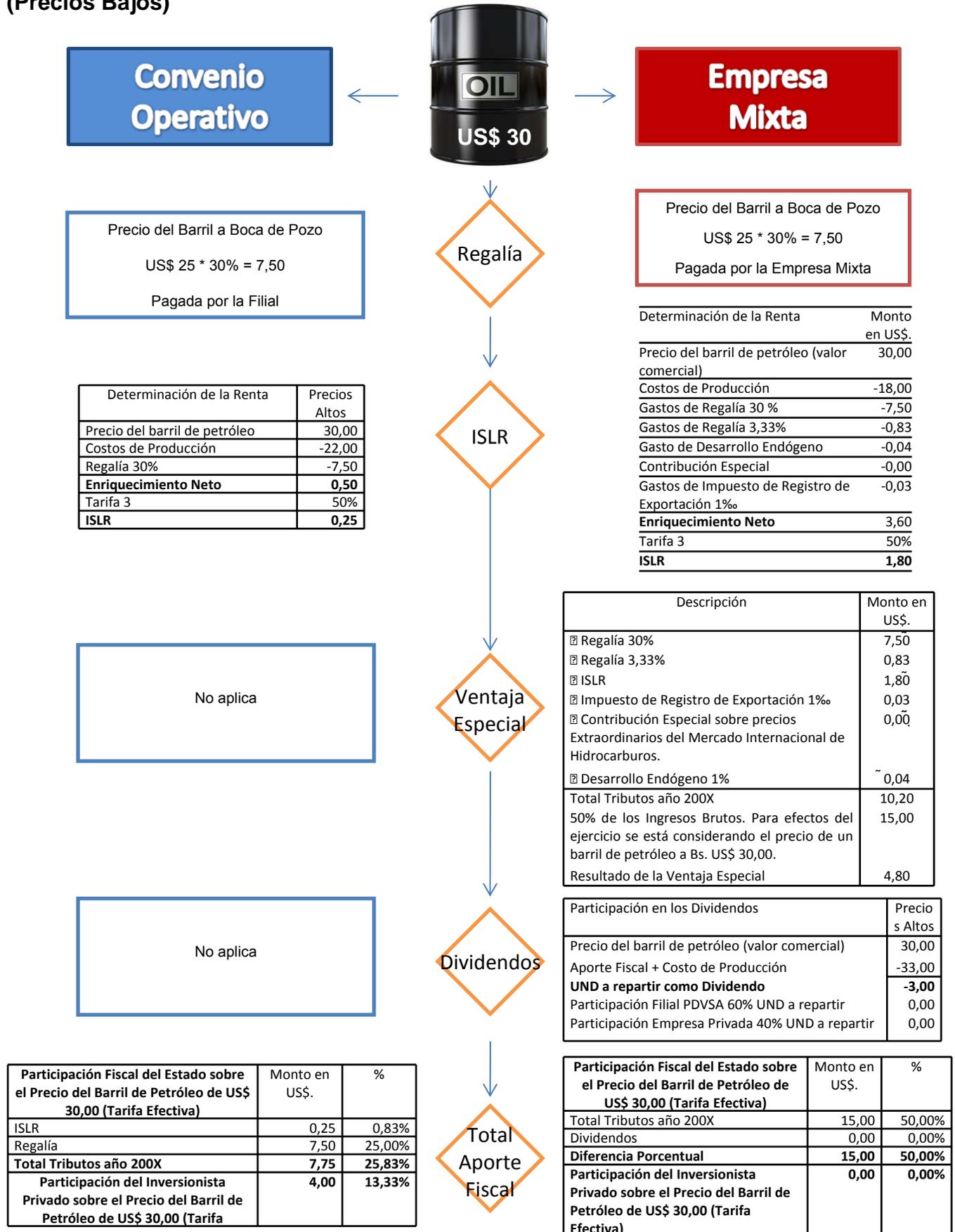
### Flujograma 7: Comparativo de Convenio Operativo I, II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Altos)



### Flujograma 8: Comparativo de Convenio Operativo I, II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Medios)



### Flujograma 9: Comparativo de Convenio Operativo I, II y III Ronda vs Empresas Mixtas (Precios Bajos)



Cuando se compara la modalidad de convenio operativo con la empresa mixta considerando únicamente las variables de regalía con una alícuota aplicable de 30% e impuesto sobre la renta con una tarifa de cincuenta por ciento (50%), cabe destacar que el modelo de convenio operativo es más rentable que la empresa mixta en un ambiente de precios altos, cuando el Estado se encuentra con estos resultados incorpora las ventajas especiales para con ello demostrar que la modalidad de empresa mixta era más rentable, sin embargo, cuando ocurre el alza de los precios del petróleo a montos nunca antes esperados, se observó que el modelo de empresas mixtas no era capaz por si mismo de capturar la súper renta petrolera, por lo tanto se incorpora la contribución especial sobre precios extraordinarios del mercado internacional de hidrocarburos, con ello se demuestra que el Convenio Operativo es un modelo rentable y si a este se le incorporan las variables ventajas especiales y contribución especial seguirá siendo más rentable que la empresa mixta, pero la realidad de los hechos nos indica que el modelo de convenio operativo no contó con estas dos variables, y se reitera sólo por esa razón que las empresas mixtas son más rentables desde el punto de vista fiscal que los convenios operativos.

De lo expuesto supra se desprende, mientras el crudo sea de mejor calidad en términos de mayores precios de cotización y de menores costos de extracción, la Empresa Mixta reporta mayores ingresos al fisco. El hecho contrario, en que los precios de cotización se encuentren cada vez más cercanos al costo, haría que las Empresas Mixtas reportaran al fisco una cantidad menor.

La modificación de los esquemas de participación de la empresa privada incentiva la explotación del crudo liviano por una parte y por la otra desincentiva la extracción de crudos pesados y extrapesados, ya que se castigan a aquellos crudos que presentan una menor renta gravable, como el caso de los crudos pesados y extrapesados ya que el costo de producir estos es más elevado que los otros tipos de crudo, por lo tanto la recaudación fiscal por este tipo de crudo es mucho menor

que la de crudos livianos y medianos, los primeros requieren procesos de refinación para convertirlos en crudos comerciables, mientras que los crudos livianos y medianos son de más fácil extracción por ende tienen menores costos de producción y tienen mejores precios de cotización en el mercado.

Por último, otro factor que forma parte de la participación del fisco nacional es el pago de dividendos, porque el Estado tiene una participación del 60% en las Empresas Mixtas y si estas empresas generan beneficios o utilidades, el 60% de esas utilidades van para el Estado en concepto de dividendo, los cuales se decretaran sobre el remanente disponible luego de atender las necesidades de reservas, planes de inversión, obligaciones financieras, fiscales y de otra índole.

Ante un escenario de bajos precios del petróleo que implica una reducción de la renta petrolera, las Empresas Mixtas recaudarían más que los Convenios Operativos, ya que el cobro de regalías funge como una protección ante la caída de la renta, no hay cobro de ISLR pero la regalía le proporciona ingresos tributarios al fisco. Sin embargo, hay que considerar si hay la posibilidad de que algún tercero participe en un escenario de precios bajos, por ejemplo US\$ 20 por mediano plazo, es probable que el proyecto sea inviable, por lo que no habría proyecto, y al no haberlo no hay enriquecimiento ni producción que gravar. Adicionalmente está el tema de la ventaja especial, que de cualquier manera conlleva al incremento de la recaudación ya que el fisco se queda con el 50% de los ingresos brutos de la Empresa Mixta, o sea que independientemente de que la empresa mixta tenga costos elevados o normales, esta siempre va a tener una carga tributaria mínima de 50% del ingreso bruto, y si sumamos a estos la participación en los dividendos, la empresa mixta se estaría quedando con aproximadamente el setenta por ciento (70%) del valor real del precio del barril de petróleo en un ambiente de precios bajos y como mínimo participa del cincuenta por ciento (50%), tal como ha quedado demostrado.

De la comparación de ambos modelos ha sido demostrado matemáticamente que la Empresa Mixta, con los ajustes en materia fiscales propios del proceso de migración (ventajas especiales) y contribuciones generadas con posterioridad resultó ser más rentable desde el punto de vista fiscal y la razón de estos resultados obedecen a la incorporación de la ventaja especial del 50% sobre los ingresos brutos y a la contribución especial sobre precios del petróleo (especie de tributo a las ganancias excedentarias "windfall profits"), lo que significa que el Estado se quedará con el 50% del precio del barril de petróleo como participación mínima sobre la operación de la Empresa Mixta. A la par, y aunque paradójico, para el inversionista privado también resultó más rentable, así que tuvieron que crear sobrevenidamente la contribución especial sobre precios extraordinarios (windfall tax) para poder capturar la renta excedentaria producto del alza en los precios del petróleo.

Adicionalmente, si bien es cierto que fiscalmente el esquema de empresas mixtas es más rentable que los convenios operativos, si se evalúa la aplicación de las ventajas especiales y de la contribución especial al modelo de convenios operativos, este último es más rentable en un ambiente de precios altos y en un ambiente de precios medios la rentabilidad sería prácticamente igual, sólo en un ambiente de precios bajos la empresa mixta sería más rentable que los convenios operativos, sin embargo es difícil que un tercero participe en un ambiente de precios bajos en la modalidad de empresa mixta ya que como se mencionó con anterioridad el proyecto sería inviable para el inversionista privado, y nadie invierte para perder.

No obstante, la migración conlleva a la terminación de contratos que en su mayoría migraron satisfactoriamente al nuevo modelo, pero no todos los inversionistas privados estuvieron de acuerdo con ello y decidieron culminar operaciones en el país, dichos casos se negociaron y se llegó a acuerdos para dilucidar el tema de la indemnización que les corresponde por la rescisión del contrato. Nos preguntamos que hubiese sido mejor quedarnos bajo el esquema de convenios operativos que aunque es menos rentable no trae consigo el tema de la indemnización ó migrar a Empresa Mixta pero esta migración trae consigo el tema de la indemnización,

entonces ¿puede la rentabilidad de la Empresa Mixta compensar lo que el país tiene que desembolsar por concepto de indemnización?, de seguidas expondremos los casos de los campos que finalizaron operaciones en el país.

## VI. CONSECUENCIAS DE LA TERMINACIÓN DE LOS CONTRATOS DENOMINADOS CONVENIOS OPERATIVOS.

El proceso de migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas trae consigo la resolución de los convenios celebrados por la República en la década de los noventa, en el cual hubo empresas que fueron forzadas a entregar los campos por no llegar a un acuerdo y PDVSA asumió los mismos, tal es el caso de Total Oil and Gas de Venezuela con el campo Jusepín y Ente Nazionale Idrocarburi (en adelante ENI) con el Campo Dación; así como otros campos que fueron devueltos y el caso de ExxonMobil quién vendió su participación en el convenio Quiamare - La Ceiba, a los cuales nos referiremos de seguidas.

### Acciones legales tomadas por las empresas internacionales que no migraron al modelo de Empresa Mixtas: caso Total y ENI.

En noviembre de 1993 Total Oil and Gas de Venezuela (en adelante TOGV), filial de TOTAL, S.A., en asociación con BP Venezuela Holdings (filial de British Petroleum PLC) firman un convenio operativo con Lagoven, en la cual Total es la operadora, con una participación de 55% y 45% respectivamente, para reactivar y explotar el campo de Jusepín, ubicado en el Estado Monagas, con una duración de veinte años. Este campo producía cerca de 34.000 barriles diarios de crudo liviano.

Con motivo de la conversión de los convenios operativos a la modalidad de empresas mixtas las partes firmaron un convenio transitorio el 19 de diciembre de 2005, para dar cumplimiento a la Resolución del Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) que establecía la migración de una modalidad a otra en el lapso de seis meses, contados a partir del 12 de abril de 2005, plazo que fue prorrogado en fecha 4 de noviembre de 2005 por el MENPET a través de una nueva comunicación en la cual se estableció como fecha tope el 31 de diciembre de 2005.

TOGV y BPVH, no lograron llegar a un acuerdo satisfactorio, a pesar del largo período de negociaciones que se sostuvieron con el Gobierno, ambas empresas se vieron forzadas a dar por terminado el convenio operativo del campo Jusepín e iniciar negociaciones para el reconocimiento de las inversiones realizadas y llegar con ello a un finiquito.

Las empresas petroleras nacionales e internacionales tenían hasta el 31 de marzo de 2006 para firmar los Memorandos de Entendimiento e iniciar la migración a empresa mixta, de no firmarse los mismos, PDVSA procedería a hacerse cargo de los campos que no accedieran a la migración de contratos. En efecto, PDVSA asumió el control de los yacimientos del campo Jusepín el 1° de abril de 2006, donde tomaron las instalaciones de la planta Rucio Viejo, en la cual se realiza la separación primaria del crudo y compresión de gas, donde se procesa crudo de 36° API. Tanto los activos como los trabajadores pasaron a formar parte de la estatal venezolana PDVSA Petróleo, S.A.

La renuncia a todos los derechos y acciones por reclamos sobre el extinto convenio operativo fue acordada con una indemnización de 250 Millones de dólares, pagaderos a cada una de las compañías participantes en el convenio conforme a su participación en el mismo, es decir 55% para Total y 45% para BP, lo que equivale a 137,5 y 112,5 millones de dólares respectivamente, este pago se realizó en especie, mediante un acuerdo que involucra la entrega de un volumen de crudo, el detalle de las cantidades específicas se desconoce.

Este acuerdo impide que se ejerza cualquier recurso contra el convenio operativo o el acuerdo transitorio de migración a empresa mixta. Este caso se resolvió sin necesidad de ir a un tribunal arbitral.

Por otra parte, Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) quien operaba el campo Dación en un 100%, ubicado en el Estado Anzoátegui, con una producción de 50.000 barriles diarios, tampoco llegó a un acuerdo satisfactorio para migrar a empresa mixta

dentro del lapso estipulado (31 de marzo de 2006), por lo que no firmó el Memorando de Entendimiento para hacer efectiva la migración, dando por terminado el convenio operativo firmado en 1997.

A partir del 1° de abril de 2006 PDVSA tomó el control de todos los campos que eran explotados bajo la figura de convenios operativos y que no migraron a la modalidad de empresa mixta, al igual que con el campo Jusepín se tomó posesión del campo Dación operado por ENI, violando los derechos contractuales de ésta petrolera italiana, la cual introdujo una petición de arbitraje ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi) en Washington, Estados Unidos en fecha 6 de febrero de 2007. Cabe señalar que ni Total ni ENI abandonaron los campos petroleros, PDVSA tomó el control de los yacimientos de manera unilateral.

No obstante, ENI manifestó que estaba dispuesta a llegar a un acuerdo con PDVSA por la reparación total de los derechos contractuales antes mencionados, por lo que se iniciaron las negociaciones para el reconocimiento de las inversiones realizadas que iban a ser recuperadas al término del contrato. Así las cosas, se firmó un finiquito que contempla la renuncia de todos los derechos, acciones o reclamos relacionados con el extinto convenio operativo del campo Dación, el cual incluye una indemnización por setecientos (700) millones de dólares pagaderos en efectivo durante siete años, calculada en base al valor en libros de las inversiones realizadas por ENI en dicho campo, el cual sería cancelado con el flujo de caja de las empresas mixtas en la cual participa ENI, como Petrosucre. Con esta negociación se da por terminado el arbitraje que iniciara ENI en contra de Venezuela.

Adicionalmente para migrar a la figura de empresa mixta, El Estado venezolano declaró que debían llegar a un acuerdo con el Seniat por los reparos realizados en materia de impuesto sobre la renta, donde la Administración sostiene que debían tributar en base a una tarifa de 50% y no de 34%, el gobierno manifestó que si no se allanaban a los mismos no habría proceso de migración, en el caso de ENI ésta se

negó a pagar y se dictó a solicitud de la Administración Tributaria una medida de embargo preventivo de sus Cuentas por Cobrar a PDVSA por la cantidad de 46 millones de dólares (hasta donde se sabe dicha medida nunca fue ejecutada por el tribunal).

Adicionalmente, ExxonMobil representada por Ampolex Venezuela INC tenía una participación de 25% en el convenio operativo que explotaba el campo Quiamare-La Ceiba, con una producción de 15.000 barriles diarios. Tampoco estuvo de acuerdo con el nuevo marco de condiciones planteadas por la estatal PDVSA, por lo que decidió vender su participación del convenio operativo a Repsol YPF Venezuela, S.A., quién poseía el 75% de participación en el campo en comentarios.

De la misma manera fueron entregados 5 campos petroleros a PDVSA de manera voluntaria, que funcionaban bajo el esquema de convenios operativos cuyos operadores decidieron no migrar a la modalidad de empresa mixta, así Repsol YPF Venezuela, S.A. entregó el campo de Guárico Occidental y Quiamare-La Ceiba; mientras que Teikoku Oil & Gas Venezuela, C.A. entregó el campo Sanvi Guere. Asimismo, Hocol Laurel entregó el campo B2X-68/79 y por último Exploration & Production Company LTD. INEMAKA entregó el campo Maulpa, se desconoce si por estos campos la estatal venezolana tuvo que pagar alguna indemnización, considerando que todas estas empresas tienen participación en empresas mixtas con campos más productivos.

De no haberse realizado las negociaciones entre las partes, Venezuela enfrentaría una cantidad de procesos de arbitrajes a nivel internacional por incumplimiento en las negociaciones celebradas por la estatal petrolera PDVSA con los inversionistas extranjeros. Cabe señalar que PDVSA se sentó a negociar con ENI al mismo tiempo que avanzaba el proceso de arbitraje, logrando acuerdos satisfactorios para ambas partes fuera del tribunal de arbitraje, que conllevó a suspender el curso del mismo y se llegó a la resolución del conflicto en forma amistosa.

### Cláusulas de Indemnización contenidas en los contratos de convenios operativos.

Con relación a la indemnización por la culminación de los contratos de Convenio Operativo la cláusula 19 relativa a la Duración y Terminación en su numeral 19.5 señala:

“Luego de la terminación de este Convenio, la filial no estará obligada a efectuar ningún pago, retribución o indemnización de ninguna naturaleza a los Contratistas (con excepción del Estipendio por Servicios por concepto de los Hidrocarburos entregados a la Filial antes de la fecha de terminación o de los desembolsos que hayan sido específicamente efectuados en virtud del reembolso previsto en este Convenio), independientemente de que el Estipendio por Servicios pagado durante la vigencia del Convenio haya sido suficiente para reembolsar sus costos y gastos o para retribuir sus servicios en la prestación de los Servicios Operativos.” (Convenio Operativo Modelo III Ronda, 1997, 63)

De lo antes expuesto se desprende que al dar por terminado el contrato de convenio operativo la Filial está obligada al pago del Estipendio por Servicio adeudado a la fecha de culminación del contrato, el cual incluye: i) el reembolso de los de bienes (maquinaria, equipos e instalaciones) y servicios adquiridos por la contratista por cuenta de la Filial y ii) la remuneración por los servicios operativos para el caso de los Convenios de la III Ronda. Cuando se trate de Convenios de la I y II Ronda las Cuentas por Cobrar de las Contratistas a la Filial van a estar compuestas de tres elementos, a saber: i) el Honorario de Capital (activos propiedad de la Filial constituidos por bienes, equipos e instalaciones); ii) el Honorario de Operación (remuneración y costos operacionales) e iii) Incentivo por incremento de la producción.

Significa entonces que las Contratistas recibirán el pago de las inversiones (adquisiciones de bienes y servicios por cuenta de la Filial) realizadas con ocasión

del cumplimiento del convenio así como la remuneración por los servicios operativos prestados, considerando que el contrato fue rescindido por la Filial en forma unilateral. Ahora bien, debemos tener en cuenta que la inversión se realizó con anterioridad a la fecha de culminación del contrato y la parte que adeuda la filial a las Contratistas debe ser pagada al valor que le permita a la contratista recuperar su inversión realizada en costos de capital y operación, valorando la misma al valor presente neto (VPN)<sup>67</sup> o al valor de adquisición de los activos para reponerlo a la fecha de hoy o en todo caso al valor que determine el tribunal arbitral si no se llegó a un acuerdo entre las partes.

Así las cosas, lo que recibirá la Contratista será el pago de los bienes y servicios adquiridos por cuenta de la Filial y la remuneración pendiente a la fecha de la culminación del contrato en comentarios. De seguidas pasaremos a analizar si este pago será gravable en materia de impuesto sobre la renta.

Para ello se hace necesario examinar la naturaleza del pago y si este califica como renta, entendiendo a esta como un producto susceptible de renovación, devengado o percibido, jurídica o económicamente disponible para el beneficiario y debe ser un enriquecimiento neto de costos y gastos en los cuales se incurre para su generación. La renta proviene del trabajo o del capital, es decir el capital es la fuente que genera la ganancia en un período determinado, pero la riqueza puede provenir de una fuente que sea capaz de generarla nuevamente o esa fuente puede desaparecer una vez generada la renta, en conclusión la renta puede provenir de una fuente periódica o de una fuente excepcional. La renta es un enriquecimiento

---

<sup>67</sup> Emery, D. et al. (1996,42), define el valor presente neto (VPN) como la diferencia entre lo que vale un activo (el valor presente de sus flujos de efectivo futuros esperados) y su costo. Una forma de valuar el activo es utilizando el rendimiento requerido para calcular el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados de un activo. Un VPN positivo aumenta la riqueza porque el activo vale más de lo que cuesta y un VPN negativo reduce la riqueza porque el activo cuesta más de lo que vale. ...omissis... El VPN se mide tomando como estándar el rendimiento "normal" del mercado. Una decisión de cero VPN devenga el rendimiento requerido y es "justa", mientras que una decisión que devenga menos del rendimiento requerido es indeseable y tiene un VPN negativo. Las decisiones de VPN positivo ganan más del rendimiento apropiado. Un **precio justo** es el que no favorece ni al comprador ni al vendedor en una transacción. Un precio justo hace que el VPN de inversión sea igual a cero, esto implica que el inversionista obtendrá el rendimiento requerido para el riesgo de la inversión, no un rendimiento de cero. El principio del balance riesgo-rendimiento implica que los inversionistas que arriesgan más obtendrán una mayor utilidad, en promedio.

que se incorpora al patrimonio de quién lo produce en un período determinado, constituye un incremento del patrimonio de la persona natural o jurídica que la genera.

Ahora bien, ¿es toda renta susceptible de ser gravada con el impuesto sobre la renta?. ¿Es el pago que recibirán las contratistas con ocasión de la culminación del convenio, gravable a los efectos de la LISLR?. Al respecto presentaremos lo que la LISLR vigente para el momento en que se termina anticipadamente el contrato de convenio operativo establece como renta sujeta al mismo, a saber:

**“Artículo 1.** Los enriquecimientos anuales, netos y disponibles obtenidos en dinero o en especie, causarán impuestos según las normas establecidas en esta ley.

Salvo disposición en contrario de la presente ley, toda persona natural o jurídica, residente o domiciliada en la República Bolivariana de Venezuela, pagará impuestos sobre sus rentas de cualquier origen, sea que la causa o la fuente de ingresos esté situada dentro del país o fuera de él. Las personas naturales o jurídicas no residentes o no domiciliadas en la República Bolivariana de Venezuela estarán sujetas al impuesto establecido en esta Ley siempre que la fuente o la causa de sus enriquecimientos esté u ocurra dentro del país, aun cuando no tengan establecimiento permanente o base fija en la República Bolivariana de Venezuela. Las personas naturales o jurídicas domiciliadas o residenciadas en el extranjero que tengan un establecimiento permanente o una base fija en el país, tributarán exclusivamente por los ingresos de fuente nacional o extranjera atribuibles a dicho establecimiento permanente o base fija.”<sup>68</sup>

De lo antes expuesto se desprende que cuando se habla de renta se refiere a un enriquecimiento que se genere en el período de un año, neto de costos y gastos imputados a ese ingreso, lo que sería gravable sería la ganancia una vez realizadas las deducciones a los ingresos generados, puede ser cualquier riqueza que implique un incremento patrimonial en dinero o en especie, disponibles para el contribuyente,

---

<sup>68</sup> LISLR (2001). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 5.566 Extraordinario, Diciembre 28 de 2001.

que provenga de cualquier fuente sea esta duradera y estable ó puede provenir de actividades ocasionales o extraordinarias, realizadas en el país o fuera de este.

El pago que recibirá la contratista, no es más que la cancelación del estipendio por servicio pendiente de cobro a la fecha de culminación del contrato, el cual está registrado en la contabilidad de la Contratista como una Cuenta por Cobrar, ésta al momento de ser cobrada no constituiría un enriquecimiento patrimonial gravable a los efectos del impuesto sobre la renta, por la parte que corresponde a la adquisición de bienes y servicios por cuenta de la filial, ya que esta transacción no genera renta alguna para la contratista, las erogaciones realizadas se corresponden con costos de capital y de operación que no forman parte del patrimonio de la Contratista, al contrario todos los activos adquiridos por cuenta de la Filial son propiedad de esta última de conformidad con el contrato celebrado.

El pago que recibían las Contratistas era el reconocimiento por parte de la Filial de los costos de capital y operación realizados por éstas con motivo de la ejecución del Convenio, los cuales iban a ser recuperados a lo largo del contrato, siempre que el Honorario Máximo Total (MTF) lo permitiera al término de cada trimestre, en caso de existir un exceso de los costos de capital y operación sobre el MTF, el mismo podría ser imputado en trimestre subsiguientes.

Con respecto a los honorarios por servicios o remuneración adeudados por la Filial a la fecha de culminación del contrato estos serían gravables en materia de ISLR una vez deducidos los costos asociados a la producción de la renta, ya que esta parte constituye la ganancia por los servicios prestados con ocasión del convenio, la cual incrementa el patrimonio de la contratista.

La inversión en bienes de capital y servicios contratados por cuenta de la Filial realizada por la contratista podrá ser valuada al valor presente neto (VPN) o al valor de reposición a la fecha de hoy que le permita a la Contratista reponer el activo, la determinación del valor de la inversión puede dar como resultado una indemnización

mayor al monto de los costos de capital y operación (diferentes a los honorarios por servicios o remuneración) adquiridos por cuenta de la Filial registrada en libros. ¿Puede esta diferencia ser gravada en materia de impuesto sobre la renta?

La indemnización lo que va a permitir es recuperar las erogaciones realizadas en costos de capital y operación, es decir, la Contratista va a recuperar la inversión realizada para poner a producir los pozos, recordemos que una de las razones que motivaron la participación de la empresa privada en la explotación de los hidrocarburos fue precisamente el hecho de que se requería realizar una gran inversión y contar con tecnología con la cual PDVSA no contaba, fue una forma de atraer recursos tecnológicos financieros y humanos, en consecuencia la indemnización recibida por las Contratistas (Ejemplo: TOTAL y ENI) mal podría considerarse como un enriquecimiento gravable, así como tampoco lo es la diferencia entre el monto de la indemnización acordada y su valor en libros, ya que la recuperación de la inversión realizada en lo que denominamos costos de capital y operación incluye también el valor del dinero en el tiempo, el costo de oportunidad, el efecto de la inflación y el riesgo asumido por el inversionista en la operación realizada, conceptos que no son generadores de renta alguna.

El dinero tiene su valor, y éste depende del tiempo, el valor del dinero en el tiempo es lo que cuesta rentar ese dinero, una cantidad de dinero paralizada, sin invertir genera un costo, denominado costo de oportunidad que no es más que el costo de perder la oportunidad de ganar con ese dinero. En ese sentido, vemos que las Contratista desembolsaron su dinero en el país con motivo de la ejecución del convenio operativo, parte de su inversión no había sido recuperada a la fecha de la extinción del convenio, a las Contratistas debe pagársele el monto de los desembolsos realizados por concepto de costos de capital y operación, al precio que les permita recuperar la inversión realizada con anterioridad a valores futuros, ya que este último describe el proceso de crecimiento de la inversión a futuro a una tasa de interés y considerando un número de períodos determinados.

Por ejemplo, si la Contratista realizó un desembolso por concepto de Costos de Capital y Operación en el año 1994-12 por US\$ 30.000,00 y a la fecha de extinción del contrato en el año 2004, la Filial no había cancelado tal cantidad ya que el MTF no lo había permitido, a la fecha de culminación del contrato año 2004-12 han transcurrido diez años desde que se realizó el desembolso, si aplicamos el concepto del valor del dinero en el tiempo, vemos que los US\$ 30.000,00 actuales tienen un valor en el tiempo de US\$ 59.014,54 considerando una tasa de interés de 7% anual, la cual representa el costo anual del dinero, la tasa puede variar por encima o por debajo pero nunca será cero, para el ejemplo se mantuvo la misma tasa en todos los años. A continuación presentamos el cuadro demostrativo del valor del dinero en el tiempo:

Cuadro N° 21: Valor del Dinero en el Tiempo

<b>Valor Presente</b>	<b>Valor Futuro AÑO 1</b>	<b>Valor Futuro AÑO 2</b>	<b>Valor Futuro AÑO 3</b>	<b>Valor Futuro AÑO 4</b>	<b>Valor Futuro AÑO 5</b>
Tasa	7%	7%	7%	7%	7%
Interés	2.100,00	2.247,00	2.404,29	2.572,59	2.752,67
<b>30.000,00</b>	<b>32.100,00</b>	<b>34.347,00</b>	<b>36.751,29</b>	<b>39.323,88</b>	<b>42.076,55</b>

<b>Valor Presente</b>	<b>Valor Futuro AÑO 6</b>	<b>Valor Futuro AÑO 7</b>	<b>Valor Futuro AÑO 8</b>	<b>Valor Futuro AÑO 9</b>	<b>Valor Futuro AÑO 10</b>
Tasa	7%	7%	7%	7%	7%
Interés	2.945,36	3.151,53	3.372,14	3.608,19	3.860,76
<b>30.000,00</b>	<b>45.021,91</b>	<b>48.173,44</b>	<b>51.545,59</b>	<b>55.153,78</b>	<b>59.014,54</b>

En el cuadro se observa que los intereses pagados en el primer año devengan intereses en el segundo año y así sucesivamente, se aplicó la fórmula del interés compuesto<sup>69</sup> ya que los intereses del primer año pasan a ser capital para el segundo y para los años futuros, la tasa de rendimiento aplicada que permite medir el valor del dinero en el tiempo se denomina Tasa de Descuento, la cual permite medir el

<sup>69</sup> Emery, D. et al. (1996,40), define el Interés compuesto: "Devengar intereses adicionales sobre los intereses previamente devengados"

valor futuro del dinero y debe reflejar con exactitud el riesgo de cada flujo de efectivo, generalmente la selección de la tasa la realizan expertos en finanzas.

La valuación del activo a futuro se realiza aplicando el enfoque de Flujos de Efectivo Descontados, que permite valorar un activo descontando los flujos de efectivo futuros esperados, entendiendo este último como las cantidades de dinero que se recibirán en el futuro. Así vemos que el valor futuro de US\$ 59.014,54 descontado al presente es de US\$ 30.000,00 al 7% de interés anual en un período de diez años.

El tiempo es un factor decisivo a la hora de fijar el valor de un capital, ya que un dólar de hoy vale más que un dólar de mañana, esto se debe a que “el dólar de hoy se puede invertir para devengar intereses hasta mañana” (Emery, D. et al., 1996, 40), el valor del dinero cambia porque es afectado por fenómenos como la inflación, el costo de oportunidad, que no es más que invertir el dinero en alguna actividad que sea rentable y donde se proteja contra la inflación, así como el riesgo de la operación.

En cuanto al riesgo de la operación, éste también tiene un costo que debe ser considerado a la hora de determinar el valor futuro del costo de capital y operación en el cual incurrió la Contratista por cuenta de la Filial, así toda inversión trae consigo un costo de riesgo, el cual es la suma de la pérdida que se espera por un cierto nivel de exposición más el costo de las medidas de intervención del riesgo, esta última se refiere al riesgo de una sobre regulación que limite el crecimiento y desarrollo de los mercados, el costo de las medidas de control es inversamente proporcional al nivel de riesgos, es decir, a menor nivel de riesgos mayor es el costo de las medidas de control. Mientras que el factor de pérdida esperada es directamente proporcional al riesgo, significa entonces que cuanto más alto es el nivel de riesgo mayor es la pérdida esperada.

El riesgo asumido por la Contratista durante el tiempo que estuvo vigente el contrato de convenio operativo también tiene un costo que debe ser cuantificado a la hora de

determinar el valor futuro del costo de capital y operación adeudado por la Filial, el cual no representa un incremento patrimonial del contribuyente por lo tanto no constituye renta gravable en materia de impuesto sobre la renta, es un elemento financiero a considerar a la hora de hacer una inversión que en un momento dado puede originar pérdidas en la inversión realizada.

Con respecto a la inflación, las transacciones fueron pactadas en dólares de los Estados Unidos de América (USA), no podemos obviar el hecho de que esta moneda ha venido sufriendo una apreciable caída, originada por la crisis que se está viviendo en USA desde el año 2000, por lo que el valor registrado en libros se encuentra afectado por la tasa de inflación (pérdida del poder adquisitivo de la moneda) de USA acumulada desde la fecha de la inversión hasta la fecha de la indemnización, en consecuencia la indemnización acordada debe ser una cantidad en dólares equivalente al poder adquisitivo del dólar al que se realizó la inversión, que hoy en día supone una cantidad mayor de US\$ ya que estos tienen un poder adquisitivo menor, tal situación ocurre con cualquier moneda de curso legal de un país que esté afectado por el fenómeno de la inflación.

En países como el nuestro la inflación erosiona nuestro patrimonio, así la LISLR permite un sistema de Ajuste por Inflación (API) que grava al contribuyente de conformidad con su verdadera capacidad contributiva, este régimen permite gravar la ganancia o pérdida monetaria que se genera por la tenencia de activos monetarios, hasta la reforma del 2001 la Cuentas por Cobrar en moneda extranjera eran consideradas una partida no monetaria sujeta al ajuste por inflación, la Ley de 2001 cambia esta denominación y éstas pasan a ser una partida monetaria que no forma parte del cálculo del API.

El régimen de ajuste por inflación prevé el ajuste de las partidas no monetarias, no obstante, dicho ajuste no tiene efecto en la base imponible del impuesto por no encontrarse efectivamente realizado, lo que en realidad incide en el ISLR es la ganancia o pérdida que se genera por la tenencia de activos monetarios que son los

que no se protegen de la inflación, lo cual va a generar una ganancia gravable en inflación si los pasivos monetarios son superiores a los activos monetarios, es lo que se conoce como una posición monetaria neta pasiva. Cuando los activos monetarios superan los pasivos monetarios se origina una pérdida deducible en ajuste por inflación, así estamos en presencia de una posición monetaria neta activa.

En el caso de las Cuentas por Cobrar en moneda extranjera, estas se ajustan al tipo de cambio vigente a la fecha del cierre de ejercicio o cuando se cobre la misma.

Ahora bien, si los costos de capital y operación son valorados utilizando la metodología del VPN debemos considerar dos resultados, por una parte si obtenemos como resultado un VPN positivo significa que el activo vale más de lo que cuesta, en consecuencia aumenta la riqueza que constituye un incremento patrimonial del tipo ocasional o esporádico, ya que la fuente que produce el enriquecimiento no es capaz de generarlo nuevamente, considerando que el pago de las Cuentas por Cobrar por parte de la Filial a la Contratista por los conceptos antes mencionados se realiza una sola vez, la diferencia entre lo que vale el activo y lo que cuesta sería gravable en materia de impuesto sobre la renta ya que la LISLR grava todo enriquecimiento que incremente el Patrimonio del contribuyente independientemente de la fuente que lo produzca.

Por otra parte, si el resultado obtenido es un VPN negativo significa que el activo cuesta más de lo que vale, en consecuencia se reduce la riqueza, lo que constituye una pérdida en el valor del activo deducible en materia de ISLR

En otro orden de ideas, puede darse el caso de disputas que no llegaron a un acuerdo entre las partes, las cuales se están resolviendo ante el CIADI, la duración de la resolución de la disputa tarda alrededor de dos a tres años, cabe preguntarse que pasa si la Contratista decide castigar las Cuentas por Cobrar y al final del arbitraje el Tribunal decide a favor de ésta, en consecuencia recibe una compensación por el pago de las Cuentas por Cobrar en comentarios.

Con respecto a la deducción de las Pérdidas por Cuentas Incobrables en materia de impuesto sobre la renta estas proceden si concurren las tres condiciones exigidas por la LISLR para la admisión de la deducción, a saber:

- a) Que las deudas provengan de las operaciones propias del negocio: esto es que su origen se encuentre en la actividad normal y regular que cumpla con el objeto para el cual fue creada la empresa.
- b) Que el monto de la deuda incobrable se haya tomado en cuenta para computar la renta bruta declarada: significa que el ingreso por esa remuneración ha debido reflejarse en el Estado de Resultado en el ejercicio gravable en el cual se tenía que declarar, formando parte de la renta bruta gravable del contribuyente.
- c) Que se hayan descargado en el año gravable, en razón de insolvencia del deudor y de sus fiadores o porque su monto no justifique los gastos de cobranza: esto es que se haya castigado la provisión de Cuentas Incobrables o en su defecto se haya llevado directamente al gasto y acreditado la Cuenta por Cobrar sin pasar por la provisión en el ejercicio gravable. El castigo a la provisión debe ser porque la cobranza haya prescrito, por insolvencia del deudor, es decir, que el deudor o los fiadores estén imposibilitados de cumplir con la obligación por falta de medios de pago o porque la cuantía de la deuda no justifique los gastos de cobranza, la deuda debe ser jurídica o racionalmente imposible de cobrar. Se debe demostrar que se efectuaron las gestiones de cobranza, judiciales y extrajudiciales para hacer efectivo el crédito y que estas no dieron frutos, bien sea porque el deudor y sus fiadores se declararon en quiebra, estado de atraso o porque están en un proceso de liquidación de sus empresas.

Es importante destacar que el requisito de insolvencia del deudor no es aceptado cuando el deudor es el Estado o algún organismo público, al respecto en el año

1995 la Sala Político Administrativa de la extinta Corte Suprema de Justicia (1995,23) en el Caso Banco Unión C.A. vs. Contraloría General de la República, expone:

“El accidente de la insolvencia no es aceptable cuando el deudor es el estado o alguno de sus entes descentralizados, debido a que ontológicamente es imposible admitir en ellos tal situación, por esta causa ninguna cuenta a cargo del Estado u otro deudor que participe de los atributos de éste podrá cancelarse por incobrable, pues el requisito de la insolvencia será siempre de imposible cumplimiento.”

De lo antes expuesto se desprende que si la Contratista castiga las Cuentas por Cobrar a la Filial, esta sería una partida no deducible a los fines del impuesto sobre la renta ya que el deudor es una empresa pública y tal como lo señala la sentencia el Estado o cualquier organismo público no son considerados insolventes, aunque en la practica esta situación no sea cierta. No entraremos a analizar los otros requisitos ya que debe existir la concurrencia de los tres requisitos para que proceda la deducción de la Pérdida por Cuentas Incobrables.

Ahora bien, si finalizado el proceso de arbitraje, el Tribunal Arbitral determina que hubo un incumplimiento por parte de la Filial en cuanto a las obligaciones derivadas del convenio suscrito y se determina que tal incumplimiento ha causado un daño a la Contratista, por lo cual se cuantificó el monto de la compensación debida, ¿Que tratamiento fiscal merece esta compensación considerando que hubo un castigo de las Cuentas por Cobrar, el cual fue no deducible en el ejercicio fiscal en el cual se efectuó el castigo?

Al momento de castigar las cuentas por Cobrar estas se consideraron no deducibles en materia de ISLR, por analogía la compensación recibida sería no gravable, la analogía utilizada parte del hecho que el castigo de las Cuentas por Cobrar no cumple con los requisitos necesarios para su deducción, así como la compensación tampoco cumple con los requisitos necesarios para su gravabilidad. “La analogía por

comprensión es admisible, porque no crea un nuevo derecho sino, únicamente, completa el alcance del derecho existente” Sousa (1948, citado por De Araujo Falcao, 1964,27), no se trata de crear tributos valiéndose de la analogía, cuando hablamos de analogía es porque la norma no está creada y se trata de adivinar lo que el legislador hubiese dicho si el caso estuviese previsto en la norma, así vemos que como este tipo de compensación no está prevista en la LISLR, se considera que la norma existente no identifica la compensación como hecho imponible, por tanto reiteramos la no gravabilidad de la misma.

La compensación recibida en pago de las Cuentas por Cobrar adeudadas por la Filial a la Contratista no constituye un enriquecimiento neto a los fines del ISLR, es el pago de lo debido a la Contratista por incurrir en costos de capital y operación a los efectos de cumplir con el contrato suscrito, existen elementos económicos y financieros tales como la inflación, el valor del dinero en el tiempo, el costo de oportunidad y el riesgo que pudieran llevar a pensar que la compensación recibida pudiera ser gravable, no obstante, estos elementos no son generadores de renta.

Asimismo, ni el valor del dinero en el tiempo, ni el costo de oportunidad, ni el riesgo están tipificados como hechos generadores de la obligación tributaria en la LISLR, la definición del hecho imponible es un requisito indispensable para que se configure el nacimiento de la obligación tributaria, si el hecho generador no está previsto en la Ley no existe enriquecimiento gravable.

De seguidas pasaremos a analizar que pasa si en el ejercicio fiscal en el cual se castigan las Cuentas por Cobrar no hubo enriquecimiento neto gravable, al contrario se originó una pérdida trasladable, ya que al extinguirse el contrato, se afecta el negocio en marcha y la empresa o consorcio constituido para ejecutar el contrato no continúa realizando sus operaciones. Una vez terminado el arbitraje, el Tribunal Arbitral emite un fallo a favor de la Contratista y en consecuencia se dictamina el monto de la compensación. ¿Será ésta gravable a los fines del ISLR si la empresa no sólo dedujo la pérdida sino que la traslado por tres ejercicios consecutivos y

como la empresa no tuvo operaciones no pudo compensar las pérdidas con enriquecimiento alguno?.

A pesar de que la empresa dedujo las pérdidas, no pudo compensar las mismas con enriquecimiento neto alguno, lo que significa que en ningún caso se originó un beneficio fiscal para el contribuyente y con respecto a la compensación reiteramos la no gravabilidad por las razones antes expuestas.

Si se hubiese dado el caso contrario donde la contribuyente castiga las Cuentas por Cobrar y no se genera enriquecimiento neto gravable, en consecuencia se traspasa la pérdida y esta es compensada con enriquecimientos netos de ejercicios subsiguientes, en este caso se consideraría que la compensación pudiera ser gravable, pero no porque se considere un incremento patrimonial gravable sino porque la compañía dedujo un pérdida que no es deducible y si no se grava la compensación, la empresa obtiene un doble efecto que se traduce en una disminución del enriquecimiento neto gravable, ya que se deduce la pérdida y no se grava la compensación.

Otra opción sería presentar una sustitutiva del ejercicio en el cual se dedujo la pérdida, para computar ésta como no deducible y considerar la compensación en el ejercicio fiscal donde se recibe como no gravable a los fines del impuesto sobre la renta, por las razones que han sido expuestas anteriormente en este capítulo.

De lo antes expuesto vemos que no habrá indemnización propiamente dicha como el caso del lucro cesante ni el pago de los daños causados (daño emergente) al momento de calcular el debido justiprecio de los bienes y servicios adquiridos por cuenta de la Filial.

El lucro cesante es un daño que se causa al patrimonio de una persona natural o jurídica, el cual consiste en la pérdida de una ganancia o utilidad económica ya que se está dejando de producir crudo, producto de la rescisión del contrato de convenio

operativo por parte de la Filial, de no haberse producido este hecho la ganancia (remuneración) se hubiese producido, es decir, es un ingreso dejado de percibir por causa del hecho que causó el daño. No obstante, el contrato de Convenio Operativo es claro en su cláusula 10.18 al señalar que “Ninguna de las partes será responsable frente a la otra por los daños indirectos o el lucro cesante, incluidos los derivados de eventuales causas que pudieran afectar la recuperación final del yacimiento, resultantes del incumplimiento de sus respectivas obligaciones bajo este Convenio.” (Convenio Operativo Modelo II Ronda, 1995, 22).

De lo antes expuesto se desprende que ni el lucro cesante que pudiera considerarse una renta gravable a efectos del impuesto sobre la renta, ya que es un ingreso dejado de percibir por causa del hecho que causó el daño y que pudiera considerarse una renta de tipo excepcional que constituye un incremento de patrimonio; ni el daño emergente que pudiera considerarse una indemnización no gravable en materia de ISLR considerando que lo que se persigue con ella es mantener el patrimonio del contribuyente en el mismo estado en que se encontraba antes de suceder el daño (rescisión del contrato en forma unilateral por parte de la Filial), son hechos que pudieran considerarse en materia de indemnizaciones ya que el contrato de convenio operativo no los tiene previstos.

Por último, el Contrato para la Conversión a Empresa Mixta es claro cuando señala que la entidad privada no tiene derecho a recibir compensación alguna derivada del convenio operativo, ni tiene derecho a efectuar reclamación alguna como consecuencia de la extinción del contrato en comentarios.

Tal como hemos visto, una Indemnización propiamente que resarza los daños causados a la contratista con motivo de la rescisión del contrato por parte de la Filial no está configurada en el contrato de Convenio Operativo, lo que se establece es el pago de los costos de capital y operación ejecutados por la Contratista, así como el pago de los honorarios por los servicios prestados o remuneración adeudados a la fecha de la culminación del contrato en comentarios, tal pago no sería gravable en

materia de impuesto sobre la renta por la parte que corresponde a los costos de capital y operación ya que el mismo no representa un incremento patrimonial sujeto al impuesto en comentarios, de seguidas presentaremos las conclusiones a las cuales ha llegado esta investigación.

## CONCLUSIONES

De la comparación de ambos modelos la Empresa Mixta, con los ajustes en materia fiscal propios del proceso de migración (ventajas especiales) y contribuciones generadas con posterioridad resultó ser más rentable desde el punto de vista fiscal y la razón de estos resultados obedecen a la incorporación de la ventaja especial del 50% sobre los ingresos brutos y a la contribución especial sobre precios extraordinarios del petróleo (especie de tributo a las ganancias excedentarias “windfall profits”), lo que significa que el Estado se quedará con el 50% del precio del barril de petróleo como participación mínima sobre la operación de la Empresa Mixta. A la par, y aunque paradójico, el esquema no solo mantiene una apertura por distintos medios sino que para el inversionista privado también resulta más rentable que los convenios operativos, de no ser así no se hubiese finalizado la negociación de traslado de un esquema a otro con un 94% de éxito.

Sin embargo, la migración a este esquema le dejó un costo al país de 950 millones de dólares, que corresponde a las indemnizaciones que fueron pagadas a Total, ENI y BP, pudo haber sido mayor considerando que además de Dación y Jusepín fueron entregados cinco campos y hubo adicionalmente indemnizaciones en los casos de empresas migradas cuando su participación en la EM bajo el horizonte de producción estimado no era suficiente para satisfacer la recuperación de costos (fees) del convenio operativo migrado, de los cuales no se tiene información sobre el monto del pago de la respectiva compensación.

- En relación al objetivo planteado donde se prevé analizar los antecedentes de las modalidades de participación de la empresa privada en el negocio petrolero se concluye lo siguiente:

La participación de la empresa privada en el negocio petrolero comenzó con la modalidad de las concesiones, esta figura otorgaba el derecho de explotar los hidrocarburos pero la propiedad de los mismos era de la República, en un principio

la regulación de los hidrocarburos estaba inserta dentro la regulación de minas, este era considerado un mineral más, no obstante, dada la importancia económica que adquirió el desarrollo de la industria petrolera se separa la legislación de Minas de la de los Hidrocarburos, bajo la Ley de Hidrocarburos se mantiene la regalía, el cual fue el vehículo creado bajo la Ley de Minas (figura clásica del contrato de concesión minera), por medio del cual el Estado participa en las ganancias producidas por la explotación de los hidrocarburos a partir de 1943, junto al ISLR. Con la promulgación de la LOREICH finaliza el régimen de concesiones y se “nacionaliza” la industria de los hidrocarburos realizando las actividades reservadas a través de empresas estatales.

En la actualidad el Estado realiza parte de las actividades primarias bajo la figura de asociación con la empresa privada a través de las Empresas Mixtas donde el Estado se reserva el control de la operación por medio de la mayoría accionaria. Por otra parte, la propiedad sobre los hidrocarburos que en un principio era de la República, luego pasa a los Estados y su Administración al Poder Federal, posteriormente con la Constitución de 1953 la competencia para otorgar concesiones y administrar los hidrocarburos pasa al Poder Nacional y así se mantiene vigente hasta nuestros días. A partir de 1999 la Constitución elimina la propiedad de los Estados sobre los yacimientos de hidrocarburos y establece como principio fundamental la propiedad de la República sobre los yacimientos de hidrocarburo, tal como lo señala el artículo 12 de nuestra Carta Magna al establecer que los yacimientos de hidrocarburos son bienes del dominio público, inalienables e imprescriptibles.

- En relación al objetivo planteado donde se prevé analizar la figura de los Convenios Operativos desde el punto de vista operacional e impositivo se concluye lo siguiente:

Los Convenios Operativos permitieron la participación de la inversión privada en la realización de las actividades directas de explotación de hidrocarburos: i)

exploración y ii) producción, con el objeto de lograr una explotación petrolera con alta eficiencia operacional que aumentara la producción de los hidrocarburos, mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos o mejorando el factor de recobro a través del uso de las mejores prácticas e incorporación de nuevas tecnologías, donde los inversionistas invierten recursos financieros para la rehabilitación de yacimientos maduros que no tenían previsto ningún tipo de inversión hasta su declinación natural.

La legalidad de los convenios operativos fue un tema polémico, ya que se puso en duda el hecho de que estos contratos se hubiesen celebrado dentro del marco legal aplicable, sin embargo la legislación venezolana vigente para la fecha en que se firmaron los Convenios Operativos en materia de hidrocarburos celebrados entre 1992 y 1997, no requería la aprobación del Congreso, tal como lo expresa la extinta Corte Suprema de Justicia en pleno (sin voto salvado), en la Sentencia del caso Lagoven S.A. que resuelve la colisión entre el artículo 5° de la LOREICH y el artículo 3° de la Ley de Hidrocarburos de 1967, en la cual declara que “la regla general es la explotación por parte del Ejecutivo Nacional, directa o indirecta, y la excepción la participación de los particulares (sólo mediante convenios de asociación o convenios operativos)”, de lo cual se desprende que los particulares pueden participar en la explotación de los hidrocarburos utilizando como vehículo a los Convenios Operativos por vía de excepción.

Asimismo, la extinta Corte Suprema de Justicia en pleno sin voto salvado indica en el mismo fallo que los “Convenios Operativos” celebrados bajo la vigencia de la LOREICH que se asemejan al tipo de “Contratos de Servicios Directos” que se autorizaron bajo la Ley de Hidrocarburos de 1967, no requerían la aprobación del Congreso en pleno para su celebración, lo que significa que revistieron toda la legalidad del caso.

Si bien es cierto que los Convenios Operativos fueron un vehículo creado para realizar actividades reservadas, que considero debió tributar en base a la tarifa

petrolera de 67,7% y luego de la reforma de 2001 de 50%, no podemos dejar de lado que con ellos se generó un valor agregado a nuestra economía nacional que se traduce en una inversión de más de 13 millardos de dólares entre 1992 y 2005, lograron recuperar, rehabilitar y reacondicionar 32 campos maduros cuya producción llegó a estar cerca de los 550 mil barriles de petróleo diarios. Asimismo generaron la creación de empleos y permitieron la generación de capital nacional a través de la contratación de obras, bienes y servicios a la industria nacional obligando así al parque industrial nacional a generar bienes y prestaciones de servicios que cumplieran los niveles de calidad requeridos por la industria, así como, permitió el crecimiento de la industria beneficiándonos del apalancamiento financiero de las empresas nacionales e internacionales, éstas últimas realizaron programas de inversión social en las diferentes regiones del país donde se desarrollaron.

Los convenios operativos fueron positivos al país en la medida en que las pérdidas generadas con ocasión del pago por parte de PDVSA de los costos acumulados de operación y de capital estaban siendo asumidas por las contratistas bajo el esquema de recuperación a riesgo. Cuando las contratistas ven la oportunidad de recuperar los costos acumulados ya que el incremento de los precios del crudo así se los permite, el Estado venezolano se ve afectado ya que debe pagar un costo acumulado que en principio era limitado por la fórmula del honorario máximo total, con lo cual la inversión realizada por la empresa privada se vería limitada a una recuperación a largo plazo, esta situación cambia con el alza de los precios del crudo, siendo que el Estado venezolano quería limitar tal recuperación.

- En relación al objetivo planteado donde se prevé analizar la figura de las Empresas Mixtas desde el punto de vista operacional e impositivo se concluye lo siguiente:

El cuestionamiento a los convenios operativos viene dado por el régimen fiscal aplicado y la valoración del petróleo producido. Las Empresas Mixtas no cambiaron

el fondo del asunto, son una nueva modalidad de apertura petrolera, en realidad siguen haciendo actividades reservadas igual que los convenios operativos y siguen siendo las mismas operadoras, lo que sucedió fue que como las operadoras ya estaban instaladas en el país el Estado no necesitó hacer un sacrificio fiscal. No era necesario realizar el cambio de un esquema a otro, con realizar los ajustes fiscales correspondientes era suficiente.

Así como tampoco es necesario tener una participación tan alta en una Empresa Mixta que requiera realizar una inversión de esa envergadura, ya que se requiere invertir en exploración y si no se tienen fondos para ello lo más conveniente es reservarse el poder de decisión y control a través de un tipo especial de acciones que permita la toma de decisiones en lugar de crear una carga financiera innecesaria, puede ser que PDVSA en un momento dado no tenga recursos financieros suficientes para cubrir todas las necesidades en un 60% de 31 Empresas Mixtas y si lo que se quiere es extraer el crudo, la empresa privada realiza la inversión y el Estado en definitiva sería quien tomaría las decisiones, la Empresa Mixta igual no va a comercializar el petróleo, ya que la Empresa Mixta le vende el crudo extraído a PDVSA y es ésta quien en definitiva lo comercializa, así como sucedía cuando estaban vigentes los Convenios Operativos. El régimen fiscal contempla un pago de regalía de 30% y una tarifa de impuesto sobre la renta de 50%.

Las empresas mixtas fue una modalidad que se planteo a raíz del incremento que sufrieron los precios del crudo, ya que las contratistas encuentran la oportunidad de recuperar en un corto plazo (cosa que no había sido posible en el lapso de duración de los convenios operativos hasta la fecha en que ocurre el alza en los precios) los costos acumulados de capital y de operación contra los ingresos resultantes de los nuevos precios elevados del crudo. Por otra parte, de no haber ocurrido el alza en los precios del petróleo, no hubiese sido posible la migración a este modelo, ya que la rentabilidad de este esquema de participación de la empresa privada sólo ocurre

en un ambiente de precios altos de cotización del crudo y de haberse planteado antes no hubiese tenido aceptación por parte del inversionista privado.

- En relación al objetivo planteado donde se prevé comparar la modalidad de Convenio Operativo con la modalidad de Empresas Mixta se concluye lo siguiente:

Los Convenios Operativos se diseñaron para agregar valor a la economía nacional mientras que las Empresas Mixtas se diseñaron con el objeto de generar un mayor aporte al Fisco Nacional, diferentes enfoques dados a cada modalidad de participación de la empresa privada en las actividades petroleras, pero ambos modelos de una forma u otra generaron beneficios al país, tanto fiscales como económicos. ¿Cuál de los dos modelos es mejor?. Para determinar si un modelo es mejor que otro debemos colocarnos en el momento histórico en que ocurrieron los hechos, ya que cada modelo tiene una realidad histórica distinta.

Los convenios operativos surgen en un momento en el cual el barril de petróleo está en un precio muy bajo, PDVSA no tenía dinero para invertir, entonces en ese momento el convenio operativo fue una formula válida desde el punto de vista económico para poner a funcionar unos campos petroleros que de otra manera hubiesen terminado de declinar, cuando se decide cambiar al modelo de Empresa Mixta el precio del barril de petróleo estaba en US\$30, US\$50, US\$80, ya los precios son totalmente distintos y por supuesto la situación es otra, en ese momento el Estado se adueña del negocio, pero si el precio del barril se vuelve a poner en US\$15, PDVSA no va a tener dinero para invertir y ¿Cómo va a extraer el crudo?, entonces va a tener que renegociar nuevamente con las empresas extranjeras.

No se puede juzgar simplemente porque la empresa mixta sea más rentable que el convenio operativo, porque es éste el que da origen a la empresa mixta. Si se hubiese planteado la posibilidad de invertir en una empresa mixta donde el Estado tiene el 60% y la empresa privada el 40%, pero el contratista pone todo el dinero

para realizar la operación, la repuesta hubiese sido negativa, en ese momento las decisiones que se tomaron fueron las mejores, las que correspondían al momento que se estaba viviendo. Si bajan los precios del crudo a US\$20, US\$25 el barril, ¿La decisión de migrar a Empresa Mixta fue sabia? la decisión se tomó en el momento propicio, habrá que esperar la fluctuación de los precios del petróleo para determinar si esta fue una decisión acertada que se mantiene en el tiempo, hasta ahora pareciera haber resultado.

- En relación al objetivo planteado donde se prevé determinar cual de estas dos modalidades es más rentable para el país desde el punto de vista impositivo se concluye lo siguiente:

De la comparación entre el aporte dado al fisco nacional bajo la modalidad de Convenio Operativo versus Empresa Mixta se desprende que esta última es más rentable que la figura de los convenios operativos en cualquier escenario, bien sea bajo la premisa de precios exorbitantes del crudo o con precios de cotización medios o bajos y la razón de estos resultados obedecen a la incorporación de la ventaja especial del 50% sobre los ingresos brutos y a la contribución especial sobre los precios del petróleo producto del alza ocurrida a partir del año 2006, lo que implica que así se incorporen distintos costos y gastos a la determinación de la renta, al final de cuentas el Estado se quedará con el 50% del precio del barril de petróleo como participación mínima sobre la operación de la Empresa Mixta.

Cuando se compara la modalidad de convenio operativo con la empresa mixta considerando únicamente las variables de regalía con una alícuota aplicable de 30% e impuesto sobre la renta con una tarifa de cincuenta por ciento (50%), cabe destacar que el modelo de convenio operativo es más rentable que la empresa mixta, cuando el Estado se encuentra con estos resultados incorpora las ventajas especiales para con ello demostrar que la modalidad de empresa mixta era más rentable, sin embargo, cuando ocurre el alza de los precios del petróleo a montos nunca antes esperados, se observó que el modelo de empresas mixtas no era

capaz por si mismo de capturar la súper renta petrolera, por lo tanto se incorpora la contribución especial sobre precios extraordinarios del mercado internacional de hidrocarburos, con ello se demuestra que el Convenio Operativo es un modelo rentable y si a este se le incorporan las variables ventajas especiales y contribución especial seguirá siendo más rentable que la empresa mixta, pero la realidad de los hechos nos indica que el modelo de convenio operativo no contó con estas dos variables, y se reitera sólo por esa razón que las empresas mixtas son más rentables desde el punto de vista fiscal que los convenios operativos.

Llama la atención que desde el punto de vista del inversionista privado las empresas mixtas también son más rentables que los convenios operativos, por esa razón ocurre la migración, les propusieron un negocio mejor y por eso accedieron a migrar al esquema de empresas mixtas, cosa que no hubiese ocurrido si se propone la migración en un ambiente de precios bajos ya que la operación no es rentable, se requieren precios medios de cotización del crudo para que el modelo de empresas mixtas sea rentable al inversionista privado y todavía en un ambiente de precios medios las empresas mixtas son menos rentables que los convenios operativos por lo que se considera que en un ambiente de precios medios el proceso de migración no hubiese tenido la aceptación que tuvo, lo que nos lleva a pensar que sólo en un ambiente de precios del crudo altos como los que se cotizaban para el momento en que se propone la migración hacen posible la misma. ¿Cabe preguntarse hasta cuando durará este ambiente de precios altos y que pasará si se desploma el precio del petróleo hasta el punto de arrojar pérdidas a los inversionistas privados?

- En relación al objetivo planteado donde se prevé establecer las consecuencias de la terminación de los contratos de Convenios Operativos se concluye lo siguiente:

El proceso de migración a Empresas Mixtas fue exitoso en lo que a Convenios Operativos se refiere, se pudo llegar a un proceso de negociación amistosa de la controversia surgida sobre las áreas de Dación y Jusepín, con un costo para el país

de 950 millones de dólares por concepto de indemnización por los Costos de Capital y Costos de Operación en los cuales incurrieron las Contratistas con el objeto de ejecutar el Convenio Operativo, el costo de la migración pudo haber sido mayor pero se desconoce si se pago algún tipo de compensación por los cinco campos que fueron devueltos.

Una Indemnización que resarza los daños causados a la contratista con motivo de la rescisión del contrato por parte de la Filial, tales como lucro cesante y daños indirectos (daño emergente) no está configurada en el contrato de Convenio Operativo, lo que se establece es el pago de los costos de capital y operación ejecutados por la Contratista, así como el pago de los honorarios por los servicios prestados o remuneración adeudados a la fecha de la culminación del contrato en comentarios, tal pago no sería gravable en materia de impuesto sobre la renta por la parte que corresponde a los costos de capital y operación ya que el mismo no representa un incremento patrimonial sujeto al impuesto en comentarios.

El hecho de que se llegue a la negociación de una compensación que supere el monto de las Cuentas por Cobrar a la Filial registradas en libros, no nos puede llevar a pensar que dicha diferencia es gravable en materia de impuesto sobre la renta, ya que existen elementos financieros y económicos considerados en la determinación de la compensación, tales como el valor del dinero en el tiempo, el costo de oportunidad y el riesgo los cuales no son generadores de renta ni representan enriquecimiento neto alguno tipificado como hecho imponible en la LISLR.

Así las cosas, tenemos el fenómeno de la inflación que está previsto en la LISLR, el cual constituye una metodología de determinación de la ganancia o pérdida que se genera por la exposición de los activos y pasivos monetarios, fenómeno económico que influye en la determinación de la compensación ya que se debe tomar en cuenta la inflación acumulada de USA desde la fecha en que se efectuaron los desembolsos de efectivo por concepto de costos de capital y operación hasta la fecha de la compensación, esta última debe ser una cantidad en dólares equivalente

al poder adquisitivo del dólar al que se realizó la inversión en bienes y servicios adquiridos por cuenta de la Filial, que hoy en día supone una cantidad mayor de US\$ ya que estos tienen un poder adquisitivo menor.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acedo G. et al (1998) **IV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario**. Caracas: Asociación Venezolana de Derecho Tributario.

Acuerdo mediante el cual se aprueba la creación y funcionamiento del Contrato para las Empresas Mixtas entre la Corporación Venezolana de Petróleo S.A. y las Entidades Privadas. (2006). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.410, Marzo 31 de 2006

Acuerdo mediante el cual se aprueba la creación y funcionamiento del Contrato para las Empresas Mixtas entre la Corporación Venezolana de Petróleo S.A. y las Entidades Privadas. (2006). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.506, Agosto 23 de 2006

Acuerdos mediante los cuales se aprueba la constitución de las Empresas Mixtas que en ellos se menciona. (2006). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.430, Mayo 05 de 2006

Agencia Bolivariana de Noticias (2007) **Gobierno compra acciones y derechos de Total y BP en consorcio Jusepín**. (Documento en Línea) Consultado el 08 de Julio de 2009 en: APORREA.ORG fuente original en <http://www.vtv.gov.ve>

Balestrini, C. (1991) Economía y Política Petrolera (Tomo I) (3era Edición) Caracas: Academia Nacional de Ciencias Económicas.

Biblioteca Nacional y Petróleos de Venezuela, S.A. (2001). Exploración búsqueda de petróleo. **Temas Petroleros Programa de Educación Petrolera**, 13-15.

Bottome, R. (2003). Impuestos de PDVSA. **VenEconomía Hemeroteca**, vol. 21 N° 2, 2.

Cabanellas, G. (2000) Diccionario Jurídico Elemental. Buenos Aires: Heliasta.

Cámara de Diputados. (1991). **Diario de Debates del Congreso de la República de Venezuela**: Alocución del Ministro de Energía y Minas Dr. Celestino Armas.

Alocución del Dr. Andrés Sosa Pietri Presidente de PDVSA (Tomo XXI Vol. IV). Caracas.

Calderón, H. (1986) **Venezuela y su Política Petrolera 1979-1983** (2ª. Ed.) Caracas: Centauro.

Carmona J. et al (1998) **Temas de Derecho Petrolero**. Caracas: McGraw-Hill Interamericana.

Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales. (1991) **La Industria Venezolana de los Hidrocarburos (Tomo II)**. Caracas: Editorial Ex Libris.

Chelminski, V. (2001). **Lo Malo y lo Peor de la Ley Orgánica de los Hidrocarburos** VenEconomía Mensual (Documento en Línea) disponible en [http://www.veneconomy.com/site/files/articulos/artEsp2009\\_1508.pdf](http://www.veneconomy.com/site/files/articulos/artEsp2009_1508.pdf) (Consulta: 2009, Abril 4).

Código Orgánico Tributario. (1992). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 4.466 (Extraordinario), Septiembre 11 de 1992.

Congreso de la República de Venezuela (1967) **Exposición de Motivos del Proyecto de Ley de Reforma Parcial de la Ley de Hidrocarburos**. Caracas: Imprenta Nacional.

Congreso de la República de Venezuela (1975) **Exposición de Motivos del Proyecto de Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos**. Caracas: Imprenta Nacional.

Constitución de la República de Venezuela. (1961). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 662 (Extraordinario), Enero 23 de 1961.

Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. (2000). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 5.453 (Extraordinario), Marzo 24 de 2000.

Corte Suprema de Justicia en Pleno (1991). **Sentencia Caso Lagoven, S.A.:** Acción por colisión de leyes.

Corte Suprema de Justicia en Sala Político Administrativo (1995) **Caso Banco Unión C.A. vs. Contraloría General de la República**. Sentencia de fecha 24 de enero de 1995.

De Araujo, A. (1964) **El hecho Generados de la Obligación Tributaria**. Buenos Aires: Ediciones Depalma.

Decreto 172 Reforma Parcial de la LISLR (1975). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.720 Extraordinario, Enero 25 de 1975.

Decreto 440 Reforma de la LISLR (1974). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.702 Extraordinario, Octubre 31 de 1974.

Decreto N° 1.123 por el cual se crea la Empresa Petróleos de Venezuela y se dictan su Acta Constitutiva y Estatutos en la forma que en él se expresa (1975). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.770 (Extraordinario), Agosto 30 de 1975.

Decreto N° 4.574, mediante el cual se autoriza la creación de la Empresa Mixta Boquerón, S.A. (2006). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.464, Junio 22 de 2006

Decreto N° 4.865, mediante el cual se transfiere a la empresa Petrocabimas, S.A., el derecho a desarrollar las actividades primarias de exploración que en él se mencionan. (2006). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.571, Noviembre 24 de 2006.

elEconomista.es (2007) Precio del crudo venezolano cierra la semana en 85,85 dólares. **Mercados y cotizaciones** (Revista en línea). Consultado el 20 de julio de 2009 en: <http://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/323262/11/07/Precio-del-crudo-venezolano-cierra-la-semana-en-8585-dlares.html>

elEconomista.es (2009) **Petroleras Total y BP acordaron poner fin a convenio operativo en Venezuela** (Revista en línea). Consultado el 20 de julio de 2009 en: <http://www.eleconomista.es/economia/noticias/176075/03/07/Petroleras-Total-y-BP-acordaron-poner-fin-a-convenio-operativo-en-Venezuela.html>

Espinasa R. **El Petróleo Industria Nacional** Caracas: PDVSA Programa de Educación Petrolera.

Espinasa R (2006, febrero 03) ¿Empresas Mixtas? **El Universal**. Caracas

Emery, D. et al. (1996) Fundamentos de Administración Financiera (Libro en línea). Consultado el 22 de julio de 2009 en: [http://books.google.co.ve/books?id=isR9DyNXdDwC&pg=PA42&lpg=PA42&dq=Valor+presente+neto+de+un+activo&source=bl&ots=ygsJTzm1n3&sig=UmYAJDBqUy5-LnWh1N8jQ-nUEfY&hl=es&ei=v-JSr7jCI7aNvuNldwL&sa=X&oi=book\\_result&ct=result&resnum=2#v=onepage&q=&f=false](http://books.google.co.ve/books?id=isR9DyNXdDwC&pg=PA42&lpg=PA42&dq=Valor+presente+neto+de+un+activo&source=bl&ots=ygsJTzm1n3&sig=UmYAJDBqUy5-LnWh1N8jQ-nUEfY&hl=es&ei=v-JSr7jCI7aNvuNldwL&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=2#v=onepage&q=&f=false)

Exposición de Motivos. Decreto 1.510 con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos. (2001) **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 37.323, Noviembre 13 de 2001

Exposición de Motivos de la Ley de Impuesto Sobre la Renta. (2001) **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 5.557 (Extraordinario), Noviembre 13 de 2001

Giusti L. (2007) **Petróleo en Venezuela. Impacto del proyecto de Chávez** (Documento en Línea) disponible en NuevaMayoría.com. (Consulta: 2008, Febrero 22).

Giusti L. (1997) **Revista Electrónica En esta Semana Nº 16** (Documento en Línea). (Consulta: 2008, Enero 20).

Giusti L. (abril, 18) Expresidente de Pdvsa asegura que la industria petrolera "escasamente puede operar" **El Nacional**. Caracas

Giusti L. (2006, febrero 5) Los Convenios Operativos **El Nacional**. Caracas p. A-8. (Consulta: 2008, Enero 20).

González, E. (2009). **La economía política de la nueva Ley de Hidrocarburos**. (Documento en Línea) disponible en <http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/> (Consulta: 2009, Abril 2).

González, L. (1972) **Contratos de Servicios y Nuevos Aspectos Impositivos**. Caracas: talleres gráficos Universitarios.

- González, R. (2001) **La Economía Política de la Nueva Ley de Hidrocarburos**  
Consultado el 27 de agosto de 2009 Disponible en:  
<http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/>
- Grisanti, L. (2004) Auge, caída y reactivación de la inversión petrolera. **Economía y Petróleo** (Revista en Línea) Consultado el 6 de febrero de 2007 en:  
<http://www.analitica.com/va/economia/opinion/5828733.asp>
- Guerra, J. (2006). **¿Murió la Apertura Petrolera?** Soberanía.org (Documento en Línea) disponible en [http://www.soberania.org/Articulos/articulo\\_2111.htm](http://www.soberania.org/Articulos/articulo_2111.htm) (Consulta: 2009, Abril 6).
- Guilliod, R. (2003). Consideraciones sobre los aspectos tributarios de la Ley Orgánica de Hidrocarburos **Revista de Derecho Tributario**. enero-marzo, 105-127.
- Incaugarat, M. (Fecha: información no disponible) **Hidrocarburos “El Petróleo”** (Documento en línea). Consultado el 15 de noviembre de 2009 en:  
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml#bi>
- Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos (2008) **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.910, Abril 15 de 2008.
- Ley de Hidrocarburos (1943). **Gaceta Oficial de los Estados Unidos de Venezuela**, 31 (Extraordinario), Marzo 13 de 1943.
- Ley de Hidrocarburos. (1967). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.149 (Extraordinario), Septiembre 15 de 1967.
- Ley de Impuesto sobre la Renta. (1942). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 20.851, Julio 17 de 1942.
- Ley de Impuesto sobre la Renta (1948). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 216 (Extraordinario) (22.768), Noviembre 12 de 1948.
- Ley de Impuesto sobre la Renta (1955). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 24.816, Agosto 08 de 1955.
- Ley de Impuesto sobre la Renta (1961). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 669 (Extraordinario) (26.483), Febrero 17 de 1961.

Ley de Impuesto sobre la Renta (1966). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.069 (Extraordinario) (28.218), Diciembre 23 de 1966.

Ley de Impuesto sobre la Renta (1970). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.448 (Extraordinario), Diciembre 18 de 1970.

Ley de Impuesto sobre la Renta (1976). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.895 (Extraordinario), Agosto 20 de 1976.

Ley de Impuesto sobre la Renta (1978). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 2.277 (Extraordinario), Junio 23 de 1978.

Ley de Impuesto sobre la Renta (1981). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 2.894 (Extraordinario), Diciembre 23 de 1981.

Ley de Impuesto sobre la Renta (1986). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 3.888 (Extraordinario), Octubre 3 de 1986.

Ley de Impuesto sobre la Renta (1991). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 4.300 (Extraordinario), Agosto 13 de 1991.

Ley de Impuesto sobre la Renta (1993). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 4.628 (Extraordinario), Septiembre 09 de 1993.

Ley de Impuesto sobre la Renta. (1994). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 4.727 (Extraordinario), Mayo 27 de 1994.

Ley de Impuesto sobre la Renta. (1995). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 5.023 (Extraordinario), Diciembre 18 de 1995.

Ley de Impuesto sobre la Renta. (1999). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 5.390 (Extraordinario), Octubre 22 de 1999.

Ley de Impuesto sobre la Renta. (2001). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 5.566 (Extraordinario), Diciembre 28 de 2001.

Ley de Impuesto sobre la Renta. (2007). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.628, Febrero 16 de 2007.

Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos.

(2006). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.419, Abril 18 de 2006

Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación. (2005). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.242, Agosto 3 de 2005

Ley Orgánica de Hidrocarburos (2001) **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela** N° 37.323, Noviembre 13 de 2001.

Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. (1999). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 36.793, Septiembre 23 de 1999.

Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos (1973). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.591 (Extraordinario), Junio 22 de 1973.

Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural (1971). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 29.594, Agosto 26 de 1971.

Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos. (1975). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 1.769 (Extraordinario). Agosto 29 de 1975.

Ley sobre Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos (1971). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 29.577, Agosto 6 de 1971.

Ley sobre la eliminación gradual de los Valores Fiscales de Exportación aplicables a las Exportaciones de Hidrocarburos (1993). **Gaceta Oficial de la República de Venezuela**, 35.243, Junio 30 de 1993.

Maraven, S.A. (1995) **Convenio de Servicios de Operación II Ronda**. Caracas

Maraven, S.A. (1997) **Convenio Operativo Modelo III Ronda**. Caracas.

Martínez, A. (2002). **Diccionario del Petróleo Venezolano** (2da. Ed.). Caracas: Los Libros de El Nacional (Minerva, N° 10)

Mazhar Al-Shereida (2005, septiembre 18) Venezuela, proveedor seguro de energía para la globalización (Documento en Línea) **Últimas Noticias**. Caracas. (Consulta: 2007, Octubre 10).

- Ministerio de Energía y Minas (1993). **Petróleos y Otros Datos Estadísticos**. Caracas.
- Ministerio de Energía y Minas (1976). **Petróleos y Otros Datos Estadísticos**. Caracas.
- Ministerio de Hacienda (1968) **Compilación de Leyes, Decretos y Demás Disposiciones Dictadas en Materia de Impuesto sobre la Renta 1942-1966 con Apéndice para 1967-1968**. Caracas
- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (2006). **Petróleos y Otros Datos Estadísticos** (Cuadragésima Novena Edición). Caracas.
- Mora, J. (2001). **La propiedad y la regalía de los hidrocarburos venezolanos** Economía y Petróleo (Documento en Línea) disponible en <http://www.analitica.com/va/economia/opinion/6428312.asp> . (Consulta: 2009, Abril 6).
- Morazán, R. (2004). **El Estado vuelve por sus fueros y aumenta las regalías petroleras** (Documento en Línea) disponible en <http://www.voltairenet.org/article122489.html>. (Consulta: 2009, Abril 2).
- Parra, J. et al. (1964-1965) **Recopilación de Exposiciones de Motivos de las Leyes de Impuesto Sobre la Renta y de los Reglamentos de las Mismas**. Caracas: Instituto de Derecho público de la Universidad Central de Venezuela
- Párraga, M. (2005, mayo 29) ENTREVISTA / Para Alvaro Silva la apertura se hizo de espaldas a la legalidad. **El Universal**. Caracas. (Documento en Línea) Consultado el 2 de septiembre de 2009 en: [http://www.eluniversal.com/2005/05/29/eco\\_art\\_29202A.shtml](http://www.eluniversal.com/2005/05/29/eco_art_29202A.shtml)
- PDVSA Petróleo, S.A. (2006). **Anexo K: Proyecto de Contrato de compra Venta de Hidrocarburos**. Caracas
- Quiros A. (2006) **Las Empresas Mixtas (en Venezuela)** (Documento en Línea) disponible en [http://www.petroleoyv.com/website/site/p\\_acercapyv.php](http://www.petroleoyv.com/website/site/p_acercapyv.php). (Consulta: 2008, Febrero 2).
- Ramírez R. (2005) Discurso ante la Asamblea Nacional (Documento en Línea) disponible en [nestorgoro en fibertel.com.ar](http://www.nestorgoro.com.ar) (Consulta: 2008, Enero 20).

Ramírez, R. (2006) **Palabras del ministro de Energía y Petróleo y presidente de PDVSA ante la plenaria de la Asamblea Nacional sobre el Modelo de Empresas Mixtas.23/3/06** Joecaba (Documento en Línea) disponible en <http://joecaba.espacioblog.com/post/2006/09/05/palabras-del-ministro-energia-y-petroleo-y-presidente-de-2> (Consulta: 2009, Abril 7).

Reforma Parcial de la Resolución N° 151, de fecha 23 de mayo de 2008. (2008) **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.970, Julio 10 de 2008

Registros Mercantiles. (2006). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.532, Septiembre 28 de 2006

Resolución 1803 (XVII) de la Asamblea General de la Organización de Naciones Unidas del 14 de diciembre de 1962 sobre **Soberanía Permanente sobre los Recursos Naturales**.

Resoluciones por las cuales se delimita el área geográfica en la cual las empresas que en ellas se mencionan, realizaran las actividades que en ellas se indican. (2006). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.467, Junio 27 de 2006

Resoluciones por las cuales se escoge directamente a las empresas que en ellas se señalan, para que participen con Corporación Venezolana del Petróleo S.A., en la constitución de las Empresas Mixtas que en ellas se describen. (2006). **Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela**, 38.462, Junio 20 de 2006.

Revista de Derecho Tributario. (2003), 98, enero-marzo.

Rodríguez, M. (2000) La Política Petrolera para el Desarrollo. **Economía y Petróleo** (Revista en Línea) Consultado el 20 de agosto de 2009 en: <http://www.analitica.com/va/economia/opinion/8656476.asp>.

Rodríguez, P. (2006) **Petróleo en Venezuela ayer, hoy y mañana**. Caracas: Editorial CEC, S.A.

Ruesta I. (2002) **La Actividad Petrolera y la Nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos**. Caracas: Funeda.

Sansó, H. (2008) El Régimen Jurídico de los Hidrocarburos. Caracas: Epsilon Libros

Sol Gil J. et al (2003) **60 años de imposición a la Renta en Venezuela**. Caracas: Asociación Venezolana de Derecho Tributario.

Sección de medios audiovisuales. (10 de marzo de 2009) **Entrevista al Profesor Oswaldo Anzola**. (Entrevista gravada)

Tribunal Supremo de Justicia Sala Constitucional (2009). **Sentencia Caso República Bolivariana de Venezuela**: Acción de Interpretación respecto del contenido y alcance de los artículos 1 y 151 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. Febrero 11 de 2009.

Tribunal Supremo de Justicia Sala Constitucional (2008). **Sentencia Caso República Bolivariana de Venezuela**: Recurso de Interpretación de la norma contenida en el único aparte del artículo 258 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. Octubre 17 de 2008.

VEA (2007). Petróleo venezolano se cotiza en 60,63 dólares por barril. **Precio del Petróleo** (Revista en línea). Consultado el 20 de julio de 2009 en: <http://www.guia.com.ve/noticias/?id=6577>

Venelogía (2008) Petróleo crudo venezolano rompe la barrera de los 100 dólares. (Revista en línea). Consultado el 20 de julio de 2009 en: <http://www.venelogia.com/archivos/2370/>