

Tributación de la Explotación Minera y Petrolera en Venezuela
III Encuentro Regional Latinoamericano - IFA

Carlos Fernández Smith *

carlos.fernandez@macleoddixon.com

I. Introducción

1. Petróleo

La legislación de hidrocarburos venezolana y la política en materia de hidrocarburos de cara a la inversión privada han tenido dos fases claramente diferenciadas.

En los años noventa se produjo la llamada “*apertura petrolera*”, en la cual el Estado venezolano permitió la participación de inversionistas privados para desarrollar proyectos petroleros específicos principalmente bajo tres esquemas:

(i) Los llamados **Proyectos de Asociación Estratégica** en los que seis grandes compañías petroleras extranjeras¹ (privadas y estatales) se asociaron con Petróleos de Venezuela (“PDVSA”) formando cuatro asociaciones (*joint ventures*) para explotar y mejorar el crudo extra-pesado de la Faja del Orinoco con una inversión total de alrededor de 18.000 millones de Dólares. En el año 2007 estos proyectos tenían una producción total aproximada de 620.000 barriles diarios de crudo mejorado entre 16 y 32 grados API;

(ii) Los denominados **Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas** bajo los cuales consorcios privados exploraron y explotaron tres campos petroleros;

(iii) 32 **Convenios Operativos** en los que PDVSA contrató con consorcios formados por inversionistas extranjeros y venezolanos la explotación de campos inactivos o de producción marginal a cambio de un honorario compuesto por un reembolso de gastos de capital y una porción de remuneración propiamente dicha que dependía de la producción del campo y del precio de mercado del crudo producido. A diferencia de las

* Abogado, Socio a cargo del Departamento de Impuestos de Macleod Dixon, S.C. Caracas, Venezuela.

¹ Conoco-Philips, Total, Statoil, Chevron, Exxon-Mobil y BP.

Asociaciones Estratégicas, el crudo extraído bajo el esquema de Convenios Operativos pertenecía a PDVSA.

La actual fase se inicia en abril de 2006 al dictarse la Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias² la cual declaró los Convenios Operativos suscritos durante el proceso de “apertura petrolera” incompatibles con la nueva *Política de Plena Soberanía Petrolera*. Posteriormente, en 2007 mediante la llamada “Ley de Migración” se estableció que las actividades hasta entonces llevadas a cabo por las llamadas Asociaciones Estratégicas sólo podían ser realizadas por empresas mixtas en las cuales el Estado (a través de PDVSA o sus filiales) tiene una participación accionaria de al menos 60%.

A las empresas privadas se les dio un plazo de cuatro meses para negociar forzosamente las condiciones de su futura participación en las empresas mixtas con PDVSA y se estableció que el Estado podría asumir directamente las actividades hasta entonces llevadas a cabo por las Asociaciones Estratégicas de no llegarse a un acuerdo en dicho plazo.

Algunos inversionistas privados optaron por someter sus disputas de inversión al arbitraje internacional siendo los casos más notorios los de ExxonMobil y ConocoPhillips. En tales casos PDVSA tomó el control de las operaciones de las Asociaciones en las que tales inversionistas participaban. A la fecha de la publicación de este artículo estos arbitrajes no han sido decididos.

Las antiguas Asociaciones Estratégicas, denominadas Sincor, Hamaca, Cerro Negro y Petrozuata por el nombre de los proyectos que ejecutaron, dieron origen a las empresas mixtas PetroCedeño, S.A.³ (“PetroCedeño”), PetroPiar, S.A.⁴ (“PetroPiar”) y PetroMonagas, S.A.⁵ (“PetroMonagas”) y Petrolera Sinovensa, S.A.⁶ (“Petrolera Sinovensa”). Los convenios operativos convertidos a empresas mixtas bajo la Ley de Migración dieron origen a 21 empresas mixtas en las que PDVSA tiene participaciones que oscilan entre el 60% y 75% del capital social. Los Convenios de Exploración a

² Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto No. 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos publicado en Gaceta Oficial No. 38.419, el 18 de abril de 2006.

³ Accionistas: PDVSA 60%; Total (Francia) 30.323% y Statoil (Noruega) 9.677%.

⁴ Accionistas: PDVSA 60% y Chevron (EEUU): 40%

⁵ Accionistas: PDVSA 83,33% y Veba Oil & Gas Cerro Negro (BP) (Reino Unido): 16,67%

⁶ Accionistas: PDVSA 60% y CNPC (China): 40%

Riesgo y Ganancias Compartidas se transformaron en 3 empresas mixtas en las que la participación de PDVSA oscila entre el 60% y 73% del capital social.

Actualmente, los inversionistas privados sólo pueden participar en la actividad petrolera a través de empresas mixtas con PDVSA, en la cual el Estado Venezolano debe tener una participación mayor al 50%. Sin embargo, como se dice anteriormente, en todas las empresas mixtas recientemente creadas el Estado, a través de PDVSA o sus filiales, ha tomado una participación de al menos 60%.

Las empresas mixtas creadas bajo el nuevo esquema previsto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (“LOH”)⁷ (en contraposición a las empresas mixtas producto de la “migración” de las antiguas Asociaciones Estratégicas y de los Convenios Operativos que estuvieron vigentes hasta el año 2006)) se denominan PetroCarabobo, S.A. (“PetroCarabobo”)⁸, PetroMiranda, S.A. (“PetroMiranda”)⁹, PetroUrica, S.A. (“PetroUrica”)¹⁰, PetroJunín, S.A. (“PetroJunín”)¹¹, PetroIndependencia S.A. (“PetroIndependencia”)¹² y PetroMacareo, S.A. (“PetroMacareo”)¹³. Estas empresas se crearon en 2010 mediante acuerdo de la Asamblea Nacional para la exploración, explotación y mejoramiento de crudos extra-pesados en áreas predeterminadas de la Faja del Orinoco.

La Faja Petrolífera del Orinoco es de gran importancia ya que mantiene una producción aproximada de más de un millón de barriles diarios y reservas probadas estimadas en 153 mil millones de barriles. Adicionalmente, se calcula que posee reservas recuperables de 272 mil millones de barriles, basadas en un factor de recuperación total del 20%.

Debido a la magnitud de las reservas explotables en las áreas asignadas, este análisis se enfocará exclusivamente en las condiciones fiscales y contractuales que aplican a los proyectos de explotación de crudos extra-pesados en la Faja del Orinoco. Es decir, los ejecutados por las empresas mixtas de proyectos pre-existentes, es decir, PetroCedeño, PetroPiar, PetroMonagas y Petrolera Sinovensa, así como las nuevas

⁷ Publicada en Gaceta Oficial N° 38.493 del 4 de agosto de 2006

⁸ Accionistas: PDVSA 60%; Repsol (España):11%; Petronas (Malasia) 11%; ONGC Videsh Limited (India) 11% e INDOIL (India): 7%.

⁹ Accionistas: PDVSA 60% y Consorcio Nacional Petrolero (Rusia): 40%.

¹⁰ Accionistas: PDVSA 60% y CNPC (China): 40%.

¹¹ Accionistas: PDVSA 60% y Eni Lasmoplac (Italia / Reino Unido): 40%.

¹² Accionistas: PDVSA 60%, Chevron (EEUU); 34%; Japan Carabobo UK Ltd. (Japón):5% y Suelopetrol (Venezuela) 1%.

¹³ Accionistas: PDVSA 60% y PetroVietnam: 40%

empresas mixtas PetroCarabobo, PetroMiranda, PetroUrica, PetroJunín, PetroIndependencia y PetroMacareo.

De acuerdo a los indicadores de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) actualmente la producción de petróleo de Venezuela es de cerca de 2.300.000 barriles diarios. El gobierno venezolano declaró recientemente que el objetivo de su actual política petrolera es de elevar la producción a 4.000.000 de barriles diarios para finales de 2013. Por otro lado el gobierno declaró que las reservas de petróleo probadas son de aproximadamente 300.000 millones de barriles (la gran mayoría de los yacimientos son de crudos extra-pesados).¹⁴

2. Minería

Venezuela posee importantes yacimientos de bauxita, hierro, carbón, oro, diamantes y otros minerales no metálicos, sin embargo la inversión privada y la producción ha disminuido drásticamente en la última década, al punto que en los últimos años no se ha producido prácticamente ninguna nueva inversión privada significativa en el sector minero. Ejemplo de ello es que las concesiones Las Cristinas y Brisas, unos de los yacimientos de oro potencialmente más rentables del mundo, se encuentran inactivos desde hace varios años por diversos problemas legales y regulatorios. Por esta razón y por la importancia preponderante que el sector de los hidrocarburos ha tenido históricamente en Venezuela, el tratamiento fiscal y contractual de la actividad minera sólo se tocará brevemente en este análisis.

II. Regimen Fiscal (*Government Take*)

1. Petróleo

1.1 Regalías

Bajo la LOH la tasa de la regalía es del 30% de los hidrocarburos extraídos pero el gobierno nacional puede reducirla hasta 20% sólo para la producción de yacimientos maduros o de crudos extra-pesados, siempre que la explotación de dichos yacimientos no sea comercialmente viable sin la regalía reducida. Posteriormente, el gobierno

¹⁴ Dicha cifra fue publicada oficialmente el 14 de febrero de 2011.

puede ajustar la regalía a la tasa ordinaria del 30% si considera que la explotación de los yacimientos es comercialmente viable a dicha tasa.

Igualmente, el Gobierno puede cobrar la regalía en efectivo o en especie. En este segundo caso su monto se determina con base en el valor comercial del crudo en el área de explotación.

1.2 Impuestos Especiales

La LOH establece los siguientes impuestos especiales aplicables a los proyectos de hidrocarburos en Venezuela:

(a) Impuesto Superficial

Este impuesto es exigible respecto del área no explotada de la concesión y es equivalente a 100 Unidades Tributarias (aproximadamente 1.767 US\$ a la tasa de cambio oficial de 4,30/1 Dólar de los EEUU -“US\$”-) por año y por kilómetro cuadrado, sujeto a los siguientes incrementos interanuales: 2% en los primeros 5 años y 5% de allí en adelante, indefinidamente.

(b) Impuesto al Consumo Propio

El Impuesto al Consumo Propio es del 10% de los derivados de hidrocarburos producidos y consumidos como combustible en operaciones propias, calculado al valor de venta de dichos derivados al consumidor final.

(c) Impuesto General al Consumo

La tasa del Impuesto General al Consumo varía entre el 30% y el 50% del precio pagado por el consumidor final por litro de derivados de hidrocarburos vendidos en el mercado nacional. Este parece un impuesto diseñado para ser soportado por el consumidor final, aunque entendemos que nunca se ha aplicado desde su entrada en vigencia en el año 2001.

(d) Impuesto de Extracción

El Impuesto de Extracción es un tercio (33,33%) del valor de todos los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento. Se debe pagar mensualmente y se calcula sobre la misma base que la regalía pagadera en efectivo (el valor de mercado del crudo extraído en el área de producción). Para calcular el Impuesto de Extracción el contribuyente puede deducir los montos pagados como regalías, incluyendo cualquier monto pagado como “ventaja especial” (ver 1.6 *infra*). Como en el caso de la regalía, el ejecutivo nacional puede bajo ciertas condiciones reducir su tasa hasta 20% del valor de los hidrocarburos extraídos.

(e) Impuesto de Registro de Exportación

Equivalente al 0.1% del valor de todos los hidrocarburos exportados. La base imponible es el precio de venta del hidrocarburo exportado.

Los impuestos antes descritos bajo (a), (b), (d) y (e) son deducibles a fines del ISR.

1.3 Límite a la Regalía, Impuesto de Extracción e Impuesto de Registro de Exportación

El reciente Decreto Ley que crea la Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes del Mercado Internacional de Hidrocarburos (ver punto 1.6 de esta sección) establece que el precio tope del barril de crudo para el cálculo de la regalía, el impuesto de extracción y el impuesto de exportación es de 70 US\$. A pesar de que dicho Decreto-Ley es de rango inferior a la LOH (y por tanto no puede modificar su contenido) dicha reducción se debe considerar aplicable mientras esta norma esté vigente. No queda claro si esta limitación a la base de cálculo también aplica para determinar la “ventaja especial” descrita en el punto 1.7 de esta sección.

1.4 Impuesto sobre la Renta

El Impuesto sobre la Renta Venezolano (“ISR”) aplica a las ganancias de fuente nacional o extranjera obtenidas por personas naturales residentes o por entidades legales domiciliadas en el país y establecimientos permanentes de entidades no domiciliadas. Las personas naturales no residentes y las entidades legales no domiciliadas están sujetas al ISR sólo por las rentas de fuente venezolana.

(a) Tarifa

Los contribuyentes que realicen actividades de exploración y explotación de petróleo y de gas asociado, así como su refinación y transporte, o la comercialización de hidrocarburos y sus derivados, están sujetos a una tarifa proporcional del 50% (los contribuyentes ordinarios están sujetos a tarifas graduales con un máximo de 34%). Sin embargo, los contribuyentes que realizan exclusivamente actividades de refinación o mejora de crudos extra-pesados están sujetos a las tarifas ordinarias (máximo 34%). Es importante destacar que este tratamiento más ventajoso no tiene aplicación práctica en la actualidad, ya que todos los proyectos en el área de crudos extra-pesados ejecutan de manera verticalmente integrada por lo que las actividades de refinación o mejora serán realizadas por una empresa mixta que también ejecuta actividades de exploración y explotación de petróleo extra-pesado y que por tanto está sujeta a la tarifa proporcional del 50%.

(b) Deducciones

La mayoría de los costos y gastos incurridos en Venezuela en relación con el giro ordinario del negocio del contribuyente son deducibles. La mayoría de los gastos incurridos fuera del país no son deducibles. Los intereses pagados a acreedores extranjeros por gastos incurridos en Venezuela son deducibles, así como los pagos por asistencia técnica ejecutada en el exterior y las regalías pagadas a beneficiarios extranjeros.

(c) Depreciación y Amortización

La Ley de Impuesto sobre la Renta ("LISR") no establece períodos específicos de depreciación para determinadas categorías de activos o actividades sino principios generales que deben ser aplicados por los contribuyentes en forma racional basados en la experiencia y de acuerdo con los principios contables de general aceptación.

La LISR establece que los contribuyentes que realizan actividades petroleras (y por tanto están sujetos a la tarifa proporcional del 50%) deben amortizar sus inversiones capitalizadas por método de agotamiento. La cuota de amortización es deducible sólo respecto de áreas en producción y de activos localizados en el país.

Las inversiones capitalizables incluyen:

- (i) El costo de adquisición de las licencias;
- (ii) Gastos directos de exploración, estudios geológicos y gastos por actividades similares;
- (iii) Una cuota razonable de otros gastos indirectos incurridos en la operaciones del área; y
- (iv) Cualquier otro costo que pueda ser considerado como una inversión permanente.

Las bases para determinar la cuota de amortización de los costos directos de exploración son: el saldo de inversiones no amortizado, las reservas totales explotables en áreas probadas y la producción total de la empresa (contribuyente).

Los costos de perforación y desarrollo de pozos, relacionados con activos tangibles o intangibles, deben amortizarse por el método de agotamiento. El costo de desarrollo de pozos secos puede capitalizarse o deducirse completamente en el ejercicio corriente. Si las deducciones producen una pérdida fiscal en el año corriente, dichas pérdidas pueden trasladarse a los siguientes 3 ejercicios fiscales.

(d) Ajuste por Inflación y Dedución de Pérdidas Cambiarias

Como parte del cálculo anual de su enriquecimiento neto los contribuyentes que realicen actividades comerciales o industriales deben ajustar sus activos no monetarios y su patrimonio por la variación del índice de precios al consumidor (IPC) ocurrida en el período gravable (la variación mensual del IPC es publicada por el Banco Central de Venezuela).

Los activos no monetarios son aquellos cuyo valor no es afectado por la inflación, tales como plantas y maquinarias, inmuebles, inventarios, etc. El patrimonio fiscal está compuesto por el capital social pagado, reservas, utilidades no distribuidas (excluyendo las del ejercicio corriente) y otros aportes permanentes de accionistas al capital de la sociedad.

En términos muy generales, el ajuste anual (regular) de los activos no monetarios consiste en multiplicar su valor al cierre del ejercicio (neto de amortización y

depreciación) por el porcentaje de inflación oficial del período gravable (este resultado se considera renta gravable adicional del período). El ajuste del patrimonio fiscal (al inicio del ejercicio) se hace de la misma manera y su resultado es una deducción de la renta gravable del correspondiente año fiscal.

El resultado neto del ajuste de los activos no monetarios y del patrimonio fiscal (ganancia o pérdida) forma parte del enriquecimiento neto anual del contribuyente y debe incluirse en el patrimonio fiscal de cierre del ejercicio.

Las ganancias o pérdidas derivadas de activos y pasivos en moneda extranjera se consideran realizadas a fines fiscales en el período en que la contraprestación es pagada o recibida o se hace exigible, lo que ocurra primero. Este es un punto de gran interés para proyectos petroleros con activos no monetarios de alto valor financiados con préstamos en moneda extranjera (es lo más usual) ya que el ajuste anual por inflación de los activos no monetarios no estaría compensado con un ajuste comparable del patrimonio ni con pérdidas cambiarias (porque en el ejercicio en cuestión no se produjo una devaluación oficial o, si se produjo, porque la deuda en divisas, o parte de ella, no se pagó o no se hizo exigible).

(e) “Impuesto al Dividendo”

El llamado “impuesto al dividendo” previsto en la LISR es aplicable al exceso de las utilidades pagadas a los accionistas sobre la renta gravable de la compañía y debe ser retenido en la fuente al momento de la distribución (por lo tanto, el “impuesto al dividendo” está diseñado para gravar las ganancias distribuidas a los accionistas no gravadas a nivel de la empresa que paga el dividendo). Cuando el dividendo gravable sea pagado por una compañía dedicada a exploración, explotación, refinación y transporte de petróleo o sus derivados, estará sujeto a una tarifa del 50%.

Este impuesto es eliminado o reducido bajo ciertos tratados de doble tributación celebrados por Venezuela de cumplirse ciertos requisitos previstos en el respectivo tratado.

(f) Normas de Sub-capitalización y Precios de Transferencia

El interés pagado directa o indirectamente por el contribuyente a una parte relacionada es deducible siempre que la deuda que genera el interés, sumada a la deuda con

partes no relacionadas, no exceda el patrimonio del contribuyente (relación 1 a 1 entre deuda total y patrimonio). La porción de la deuda con partes relacionadas que exceda la proporción 1:1 se debe considerar patrimonio fiscal y el interés no puede deducirse a fines del ISR.

La LISR contiene normas en materia de precios de transferencia que aplican a operaciones transfronterizas entre partes relacionadas. Los métodos previstos en dichas normas son los recomendados por la OCDE.

1.5 Impuesto al Valor Agregado

El IVA en Venezuela aplica a la transferencia de la propiedad a título oneroso de la mayoría de bienes muebles tangibles, así como a la prestación de servicios. La tarifa actual es del 12%. Las exportaciones de bienes están sujetas a la tasa cero. La mayoría de los contribuyentes del IVA deben retener el 75% del IVA débito cargado (repercutido) por otros contribuyentes, quienes a su vez tendrán un derecho a solicitar un reembolso al fisco en caso que la retención exceda su cuota tributaria del período de la retención. Debido a la lentitud y complejidad de estos reembolsos, la retención del 75% normalmente afecta significativamente el flujo de caja de las empresas cuyo IVA débito es objeto de retención.

En materia petrolera el IVA presenta la particularidad de que las empresas mixtas con PDVSA creadas de acuerdo a la LOH deben tratar como ventas de exportación las ventas de hidrocarburos naturales a PDVSA, a pesar de tratarse de ventas internas. En la práctica esto significa que dichas empresas mixtas deben solicitar al fisco el reembolso de los créditos IVA relacionados con la producción de hidrocarburos naturales vendidos a PDVSA, el cual normalmente es un proceso lento y complicado.

1.6 Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes del Mercado Internacional de Hidrocarburos (*Windfall Profits Tax*)

Este impuesto (técnicamente denominado contribución especial) es pagadero por las empresas que exportan o transportan al exterior hidrocarburos líquidos naturales o mejorados y productos derivados de éstos, así como por las empresas mixtas creadas

de acuerdo la LOH que vendan dichos productos a PDVSA o a cualquiera de sus filiales¹⁵.

De acuerdo al Decreto Ley que crea la Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes del Mercado Internacional de Hidrocarburos (el “Decreto-Ley”), la tarifa de esta contribución especial depende de si el precio de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos califica como un “precio extraordinario” o como un “precio exorbitante”, según las siguientes definiciones:

- Se entiende que existe un “precio extraordinario” cuando el valor de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos establecido en la Ley de Presupuesto del ejercicio fiscal de que se trate (actualmente de 40 US\$) sea inferior a 70 US\$, en cuyo caso se aplicará una tarifa del 20% sobre la diferencia entre dicho valor y el promedio mensual de las cotizaciones en el mercado internacional de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos, o;
- Se entiende que existe un “precio exorbitante” cuando el promedio mensual de las cotizaciones en el mercado internacional de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos sea superior a 70 US\$, en cuyo caso se aplicarán las siguientes tarifas:
 - o 80% del valor promedio mensual de las cotizaciones en el mercado internacional de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos que exceda el monto de US\$ 70 y sea menor a US\$ 90;
 - o 90% del valor promedio mensual de las cotizaciones en el mercado internacional de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos que exceda la cantidad de US\$ 90 y sea menor a US\$ 100;
 - o 95% del valor promedio mensual de las cotizaciones en el mercado internacional de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos que exceda el monto de US\$ 100.

Hay varios aspectos fundamentales del funcionamiento de las contribuciones que no están totalmente claros. Sin embargo, de una lectura sistemática y literal de las

¹⁵ Decreto-Ley N° 8.163 del 18 de abril de 2011, publicado en Gaceta Oficial N° 6.023 (ext.).

disposiciones del Decreto-Ley, así como del funcionamiento de la contribución especial derogada¹⁶, es razonable concluir lo siguiente:

- La contribución por “precios extraordinarios” y la de “precios exorbitantes” no aplican concurrentemente¹⁷;
- Las tarifas aplicables a los distintos tramos de la contribución por “precios exorbitantes” (i.e., 80%, 90% y 95%) se deben aplicar acumulativamente.

Si se aceptan estas premisas como válidas los siguientes ejemplos sencillos demuestran el funcionamiento de estas contribuciones:

- Contribución por “precios extraordinarios”: Si el valor promedio mensual de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos es 60US\$ y el valor establecido en la Ley de Presupuesto del ejercicio fiscal es de 40 US\$ (valor actual), el monto del impuesto sería: $(60-40) = 20 * 20\% = \text{US}\4 ;
- Contribución por “precios exorbitantes”: Si el valor promedio mensual de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos es 120US\$, el monto del impuesto sería: $[(90-70=20) \times 80\% = 16] + [(100-90=10) \times 90\% = 9] + [(120-100=20) \times 95\% = 19] = 44 \text{ US}\$$.

Es muy importante tener en cuenta que este impuesto se calcula sobre la base de precio promedio mensual de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos, no sobre el precio de venta por barril del contribuyente, por lo que una empresa mixta que produzca o exporte un barril de petróleo crudo o mejorado o sus derivados cuyo precio sea inferior a dicho valor promedio mensual tendrá un mayor impacto económico por esta contribución especial que una empresa mixta que produzca o exporte un crudo natural o mejorado cuyo valor por barril sea superior al valor promedio mensual de las cotizaciones en el mercado internacional de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos.

¹⁶ El Decreto Ley deroga La Ley de Contribución Especial Sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos publicada en la Gaceta Oficial No.38.910, de fecha 15 de abril de 2008.

¹⁷ Debe tenerse en cuenta que esta conclusión no coincide con las declaraciones del Ministro de Energía y Petróleo sobre el funcionamiento de estas contribuciones especiales citadas por la prensa nacional (Últimas Noticias. Edición del 27 de abril de 2011.

A pesar de que el Decreto-Ley no lo autoriza expresamente (a diferencia de la Ley Derogada de este tributo) el Impuesto a las Ganancias Extraordinarias es deducible a fines del ISR en virtud de una norma expresa de la LISR que permite la deducción de tributos pagados por el contribuyente en relación a su actividad económica.

Otro aspecto interesante es que debido a que estas contribuciones aplican sobre la exportación o venta a PDVSA de crudos naturales o mejorados, la regalía pagada en especie al Estado Venezolano por la empresa mixta de que se trate no causaría este tributo.

1.7 “Ventaja Especial”

La “ventaja especial” prevista en los acuerdos de creación de las empresas mixtas PetroCedeño, PetroPiar, PetroMonagas y Petrolera Sinovensa (en virtud de la Ley de Migración de 2007), así como en los acuerdos de PetroMiranda, PetroUrica, PetroJunín y PetroMacareo (creadas en 2010) consiste en que dichas empresas mixtas deben entregar a la República un monto equivalente a la diferencia entre: : (i) el 50% del valor del petróleo crudo pesado y extrapesado antes del mejoramiento y cualquier otro tipo de hidrocarburo natural extraído durante cada año calendario y, (ii) la suma de los pagos efectuados por la empresa mixta de que se trate durante dicho año por concepto de regalías, impuesto de extracción, ISR, cualquier otro impuesto, tributo o contribución calculado con base en ingresos (brutos o netos) y las inversiones obligatorias en “proyectos de desarrollo endógeno” del 1% de utilidades antes del ISR. El monto de la ventaja especial será igual a cero (0) cuando la suma de los anteriores pagos resulte igual o superior al 50% mencionado bajo (i). La “ventaja especial” prevista en el acuerdo de creación de PetroCarabobo y de PetroIndependencia presenta ciertas diferencias respecto a la exigible a las demás empresas, según se verá en la sección III. 2.

2. Minería

2.1 Impuestos especiales

Los titulares de derechos mineros pagarán los siguientes impuestos:

- (a) Impuesto Superficial

Este impuesto se causa a partir del cuarto año de otorgamiento la concesión y se paga trimestralmente. El impuesto superficial sobre oro y diamante, varía entre 0.14 y 0.30 U.T por hectárea, y desde 0.14 y 0.22 U.T por hectárea para los demás minerales dependiendo en todos los casos del plazo de la concesión. Una vez iniciada la explotación de la concesión, se rebajará el impuesto de explotación del impuesto superficial correspondiente al mismo período, hasta su concurrencia con éste.

(b) Impuesto de explotación

Este impuesto se causa desde la extracción del mineral y se paga mensualmente, a opción del Ejecutivo Nacional, en dinero o en especie. En el caso de pagos en efectivo, impuesto se debe calcular de acuerdo a los siguientes porcentajes:

- 3% del valor comercial en Caracas del mineral refinado, cuando se trate de oro, plata, platino y metales asociados a este último.
- 4% del valor comercial en Caracas cuando se trate de diamante y demás piedras preciosas.
- 3% calculado sobre su valor comercial en la mina, para otros minerales, el cual incluye los costos de extracción pero no los costos de transporte.

Sin embargo, el Ejecutivo Nacional podrá reducir del impuesto de explotación hasta el 1% cuando las condiciones económicas lo ameriten.

2.2 Impuesto sobre la Renta

Los enriquecimientos netos anuales obtenidos por los contribuyentes que se dediquen a la explotación de minas se gravarán con la tarifa ordinaria (máximo 34%). Los contribuyentes, sean personas naturales o jurídicas, que reciban regalías o participaciones análogas de la explotación de minas están sujetos a una tarifa proporcional de sesenta por ciento (60%) por dichos ingresos..

Excepto por las tarifas, las demás normas de la LISR (incluyendo la mayoría de las normas en materia de capitalización y amortización) son aplicables a la actividad minera.

III. Implicaciones Tributarias de las Ventas y Cesiones de Derechos

Bajo la Ley de ISR, las ganancias por la cesión de acciones de compañías Venezolanas o de bienes o derechos que puedan ser consideradas de fuente venezolana son gravables en el país. Esta conclusión puede no ser aplicable en el caso que el titular de la ganancia sea residente de un estado con el que Venezuela haya celebrado un convenio de doble imposición (“CDI”) (en este momento existen 30 CDIs en vigencia entre Venezuela y otros estados)¹⁸ y se cumplan los requisitos previstos en el CDI para que Venezuela no pueda gravar dicha ganancia.

Bajo el actual esquema en el que toda inversión privada en la actividad petrolera debe realizarse a través de empresas mixtas con PDVSA, los inversionistas privados no tendrán, en principio, una situación distinta de cara al ISR a la que les corresponde como accionistas, es decir, que la posibilidad de obtener rentas gravables se reduciría a los dividendos recibidos de la empresa mixta de que se trate, o a las ganancias de capital producto de la transferencia de propiedad de sus acciones en dicha empresa. En tal sentido, conviene tener en cuenta que el Ejecutivo Nacional no ha restringido, ni actualmente ni en el pasado, el derecho de los inversionistas privados a detentar acciones en las empresas mixtas con PDVSA a través de empresas “holding” ubicadas en jurisdicciones con un CDI con Venezuela que contenga normas favorables en cuanto a la tributación complementaria a los dividendos o a las ganancias de capital.

En la llamada “migración” al actual esquema de empresas mixtas con PDVSA, los inversionistas privados transfirieron activos y derechos de gran valor económico a cambio de una determinada cantidad de acciones en las nuevas empresas mixtas. En muchos casos estas transacciones eran tremendamente complejas desde un punto de vista fiscal. Probablemente por ello, el Ejecutivo Nacional incluyó en un Decreto Ley destinado a regular ciertos aspectos del proceso de “migración” una exención de todos los tributos nacionales que incluyó todas las posibles transacciones requeridas para la creación de las empresas mixtas con PDVSA¹⁹. Esta exención era aplicable a las transacciones para la “migración” de los Proyectos de Asociación Estratégica y de los denominados convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. Las

¹⁸ Venezuela tiene hoy en día los siguientes CDIs en vigor: Estados Unidos, Canadá, Barbados, Qatar, Trinidad y Tobago, Cuba, Reino Unido e Irlanda del Norte, España, Dinamarca, Suecia, Republica Checa, Bélgica, Reino de Noruega, Suiza, Portugal, Holanda, Alemania, Francia, Italia, Austria, China, Kuwait, Indonesia, Corea, Irán, Rusia, Malasia, Vietnam y Belarús.

¹⁹ Decreto-Ley N° 5.200 del 9 de Febrero de 2007.

transacciones requeridas para la conversión de los 32 Convenios Operativos quedaron exentas de todos los tributos nacionales a través de normas especiales previstas en los Acuerdos de Creación de las respectivas empresas mixtas. Ejemplo de ello es el numeral 5 de la sección Segunda del Acuerdo de creación de la empresa mixta PetroBoscan, S.A.²⁰

IV. Incentivos Fiscales

1. Incentivos Tributarios en General

1.1 Impuesto sobre la Renta

(a) Petróleo

La Ley del Impuesto sobre la Renta no establece ningún beneficio específico para las empresas que realizan actividades petroleras sujetas a la tarifa proporcional del 50%.

(b) Minería

Los contribuyentes que realicen actividades de minería sujetas al 34% tienen derecho a una rebaja del 10% del del valor de las nuevas inversiones hechas en los cinco años posteriores al 16 de febrero de 2007 en activos fijos destinados al aumento de la capacidad productiva de empresas existentes o a la creación de nuevas empresas.

1.2 Impuesto al Valor Agregado

Los contribuyentes que ejecuten proyectos que implican una fase pre-operativa y cuya producción se destine principalmente a la exportación pueden solicitar la aprobación de un esquema especial de reembolso a corto plazo del IVA pagado en la importación o adquisición de ciertos bienes o servicios de capital. La mayoría de los proyectos petroleros hoy día en operación utilizaron este beneficio en su fase pre-operativa

Los contribuyentes que tengan una fase pre-operativa pero no puedan optar o no deseen solicitar el anterior beneficio, pueden ajustar por la variación experimentada por el Índice de Precios al Consumidor entre la fecha en que se generaron los créditos

²⁰ Acuerdo publicado en Gaceta Oficial N° 38.430 del 5 de mayo de 2006.

IVA por las importaciones o compras realizadas en la fase pre-operativa y el inicio de sus operaciones. Este mecanismo busca evitar que la inflación erosione el valor de los créditos IVA acumulados durante la fase pre-operativa del contribuyente (el porcentaje oficial de inflación en Venezuela de los últimos 3 años ha sido cercano a 30%)

1.3 Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes del Mercado Internacional de Hidrocarburos

El Decreto-Ley que crea estas contribuciones prevé dos supuestos de exoneración y un supuesto de exención. A pesar de que ambos beneficios suponen la dispensa total del tributo, la exoneración tiene un plazo de validez de 5 años contados a partir de la entrada en vigencia del Decreto-Ley, mientras que la exención se mantiene en vigencia mientras lo esté el Decreto Ley²¹

(a) Exención

El lenguaje del primer supuesto de exención (artículo 12.1 del Decreto-Ley) es un tanto impreciso; sin embargo, es razonable concluir que sus beneficiarias son las empresas mixtas creadas de acuerdo a la LOH que vendan hidrocarburos líquidos tanto naturales como mejorados y sus productos derivados a PDVSA o a sus filiales, siempre que dichas ventas se relacionen con: (i) proyectos de desarrollo de nuevos yacimientos, o (ii) la producción incremental de proyectos en marcha, ambos declarados como tales por el Ministerio de Energía y Petróleo y siempre que los beneficiarios de la exención no hayan recuperado su inversión en dichos proyectos. Es de notar que, en principio, las empresas mixtas que exporten su producción de crudo mejorado no estarían beneficiadas por esta exención pues no venden sus productos a PDVSA o a sus filiales.

El segundo supuesto de exención beneficia a las exportaciones hechas en ejecución de convenios internacionales de cooperación o financiamiento (ej. PetroCaribe o exportaciones a la República Popular China).

²¹ Según el artículo 77 del Código Orgánico Tributario las exenciones y exoneraciones pueden ser derogadas o modificadas por una ley posterior, Sin embargo, los beneficios en curso se mantendrán por el resto del plazo de duración otorgado al contribuyente, pero en ningún caso por más de 5 años a partir de la derogatoria o modificación del beneficio.

(b) Exoneración

Dentro del marco de políticas económicas y de cooperación internacional, el Ejecutivo Nacional puede dispensar de estas contribuciones a determinadas exportaciones.

2. Incentivos Fiscales Específicos de las Empresas Mixtas dedicadas a la Explotación de Crudos Extra-Pesados

2.1 Empresas Mixtas creadas bajo la Ley de Migración

Los Acuerdos de Creación de PetroCedeño, PetroPiar, PetroMonagas y Petrolera Sinovensa permiten al Ejecutivo Nacional reducir la tasa de regalía aplicable de acuerdo a la LOH, así como ajustar la “ventaja especial” que se requiere para no anular la reducción de la regalía. Sin embargo, dichos acuerdos no permiten expresamente la posibilidad de reducir el impuesto de extracción el cual se calcula sobre la misma base que la regalía, por lo que de no reducirse ambos en el mismo porcentaje la reducción de la regalía quedaría desvirtuada.

2.2 Empresas Mixtas creadas en 2010 para la explotación de crudo extra-pesado en la Faja del Orinoco

A diferencia de los Acuerdos de Creación de PetroCedeño, PetroPiar, PetroMonagas y Petrolera Sinovensa los Acuerdos de las Empresas Mixtas creadas en 2010 (PetroMiranda, PetroCarabobo, PetroUrica, PetroJunín, PetroIndependencia y PetroMacareo) prevén que la reducción de la regalía implicará la reducción de la “ventaja especial” y del impuesto de extracción.

Otro beneficio común a estos proyectos es que el Ejecutivo Nacional debe rebajar la regalía y el impuesto de extracción si una vez culminados los estudios de ingeniería básica el estimado de costos indica que las inversiones de capital no podrán ser recuperadas en un período de 7 años²². Tanto para PetroMiranda como para PetroUrica y PetroCarabobo, los incentivos fiscales aplican a partir del inicio de la

²² El incentivo correspondiente a PetroMiranda se encuentra expresamente establecido en el acuerdo de cooperación suscrito entre Rusia y Venezuela para el desarrollo de proyectos estratégicos conjuntos, suscrito el 10 de septiembre de 2009.

producción comercial y cesarán cuando la empresa mixta haya recuperado totalmente sus inversiones de capital.

2.3 PetroCarabobo y PetroIndependencia

El cálculo de la “ventaja especial” de PetroCarabobo y de PetroIndependencia difiere significativamente del de las restantes empresas mixtas (que deben pagar la “ventaja especial” anualmente) ya que la deuda por “ventaja especial” de PetroCarabobo y de PetroIndependencia se acumulará desde el año de inicio de la producción de hidrocarburos naturales (la “producción temprana”) hasta el inicio de la producción de crudo mejorado.

Adicionalmente, los Acuerdos de PetroCarabobo y de PetroIndependencia establecen los siguientes incentivos de ISR: las inversiones en activos para el desarrollo de actividades primarias (exploración y explotación) son deducibles en su totalidad en el año en que se efectúen, (ii) las inversiones en activos de mejoramiento del crudo extra-pesado pueden ser depreciadas o amortizadas en un plazo de 10 años, y (iii) las pérdidas operativas netas pueden ser trasladadas a los siguientes 10 ejercicios fiscales (el período ordinario de traslado es de tres años para las pérdidas operativas ordinarias y de un año para las pérdidas derivadas del ajuste por inflación fiscal).

V. Formas contractuales

1. Petróleo

A diferencia de la llamada “apertura petrolera” materializada a través de contratos celebrados entre los inversionistas privados y la República (Convenios de Asociación y Convenios Operativos), en el actual esquema toda la inversión privada en la actividad petrolera debe realizarse a través de empresas mixtas en las que, de acuerdo a la LOH, PDVSA debe tener la mayoría accionaria (al menos 50% de las acciones) así como control sobre las decisiones de la empresa mixta. Por tanto, respecto de la actividad petrolera primaria no existe, como tal, un régimen contractual.

No obstante, las diferencias entre las condiciones de los Acuerdos de Creación de las empresas mixtas (en particular las creadas en 2010) apuntan a que existió cierto nivel de negociación entre los inversionistas privados y el Ejecutivo Nacional antes de la aprobación de dichos Acuerdos por parte de la Asamblea Nacional.

Por otra parte, la Asamblea Nacional es la encargada de aprobar los estatutos de las empresas mixtas, los cuales establecen las condiciones de funcionamiento y ciertos aspectos de gran importancia de la empresa mixta como lo son las obligaciones de capitalización inicial y la distribución de utilidades a los accionistas.

1.1 Condiciones aplicables a las Empresas Mixtas creadas en virtud de la Ley de Migración para la explotación de crudos extra-pesados

Seguidamente se resumen algunas de las condiciones que se establecieron en los Acuerdos de la Asamblea Nacional para las Empresas Mixtas PetroCedeño, PetroPiar, PetroMonagas y Petrolera Sinovensa.

(a) Duración y Prórroga

El Acuerdo de Creación de dichas empresas mixtas establece una duración de 25 años contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial del decreto de transferencia, con la posibilidad solicitar una prórroga de 15 años.

(b) Actividades que pueden desarrollar

PetroCedeño, PetroPiar, PetroMonagas y Petrolera Sinovensa pueden desarrollar todas las actividades primarias establecidas en el artículo 9 de la LOH; a saber: la exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento inicial de hidrocarburos líquidos. Adicionalmente, pueden mejorar el petróleo crudo pesado y extra-pesado producido por ellas para producir crudo sintético o petróleo mejorado y subproductos del proceso de mejoramiento (principalmente azufre y coque).

(c) Comercialización de petróleo crudo mejorado y derivados del mejoramiento

Las empresas mixtas PetroCedeño, PetroPiar, PetroMonagas, Petrolera Sinovensa pueden comercializar el petróleo crudo mejorado y los subproductos resultantes del mejoramiento del petróleo crudo. Estas empresas sólo pueden comercializar directamente el crudo mejorado y, por tanto, tienen la obligación legal de vender a PDVSA o sus filiales todo el petróleo crudo que produzcan que no hayan podido mejorar.

1.2 Condiciones aplicables a las Empresas Mixtas creadas en 2010 para la explotación de crudo extra- pesado en la Faja del Orinoco

De seguidas las principales condiciones establecidas en los Acuerdos de Creación de la Asamblea Nacional y en los Estatutos Sociales de dichas empresas mixtas.

(a) Duración y Prórroga

Los Acuerdos de Creación de las empresas mixtas PetroUrica, PetroMiranda, PetroCarabobo, PetroJunín y PetroIndependencia establecen un plazo de duración de 25 años, prorrogable por 15 años siempre que el mejorador de crudo haya sido puesto en operación y opere conforme a lo previsto en el plan de desarrollo de la empresa mixta de que se trate. Los Acuerdos de PetroCarabobo y PetroIndependencia establecen como condición adicional que a la fecha de solicitud de la prórroga la empresa de que se trate haya producido al menos 40 millones de barriles de crudo.

(b) Actividades que pueden desarrollar

Además de las actividades primarias previstas en el artículo 9 de la LOH, PetroMiranda, PetroCarabob, PetroUrica y PetroIndependencia pueden mejorar el crudo y, además, mezclar el crudo mejorado con otros volúmenes de crudo pesado y extrapesado producido por ellas.

Adicionalmente, para estas empresas mixtas está previsto un período de “producción temprana” en el cual podrán producir petróleo crudo pesado y extrapesado antes de la entrada en operación del mejorador. Este plazo es de 36 meses para PetroMiranda, 84 meses para PetroCarabobo y PetroIndependencia, 72 meses para PetroJunín y 48 meses para PetroUrica. El período de producción temprana se inicia con la producción de petróleo y culmina con la entrada en operación del mejorador o, en el caso de PetroCarabobo, a partir de la constitución de la empresa mixta. El acuerdo para PetroMiranda no establece límite para la “producción temprana”, mientras que los respectivos Acuerdos establecen límites de 300 millones de barriles para PetroCarabobo y PetroIndependencia, 50 millones de barriles para PetroUrica y 190 millones de barriles para PetroJunín.

(c) Comercialización de petróleo crudo mejorado y subproductos resultantes del mejoramiento

Los acuerdos para estas empresas mixtas les permiten comercializar directamente el llamado “petróleo crudo mezcla,” que resulte de mezclar el petróleo crudo mejorado con el petróleo crudo pesado y extra-pesado. También podrán comercializar volúmenes adicionales de petróleo crudo mejorado y demás subproductos obtenidos del mejoramiento de petróleo crudo pesado y extrapesado.

2. Minería

La actividad minera en Venezuela funciona a través de concesiones otorgadas por el Ejecutivo Nacional, reguladas por la Ley de Minas de 1999. La duración máxima de las concesiones es de 20 años, prorrogable por períodos sucesivos no mayores de 10 años. El derecho de exploración y de explotación que se deriva de la concesión es un derecho real inmueble que el concesionario puede enajenar, gravar, arrendar, subarrendar, traspasar o celebrar sobre el mismo subcontrataciones para la explotación, previo permiso otorgado por el Ministerio del ramo.

Bibliografía:

- Elisabeth Eljuri y Daniela Jaimes, “The 2007 Nationalization of the Venezuelan Orinoco Oil Belt”, publicado en Oil & Gas Energy Law Intelligence, Tomo 5, Número 4, 2007.
- Olavarría Leopoldo y Lupini Roberto, “Análisis comparativo de las condiciones aplicables a Empresas Mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco creadas en virtud de la Ley de Migración de 2007 y en 2010”
- Rondón de Sansó H. “El Régimen Jurídico de los Hidrocarburos: El Impacto del Petróleo en Venezuela”. Caracas 2008.