

Una aproximación al régimen de regalías e impuesto a la renta en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos

Carlos Augusto Llosa Saldaña*
Carlos Alfonso Quiroz Velásquez**

Los autores presentan de manera esquemática el marco regulatorio tributario recaído en las regalías y/o participación petrolera. Asimismo, el presente artículo resalta la importancia de la regulación referida al Impuesto a la Renta para la promoción de las actividades “upstream”.

I. INTRODUCCIÓN

Las actividades de hidrocarburos en el Perú están reguladas bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, publicada el 20 de agosto de 1993 (en adelante, la LOH). Dicha norma regula una serie de actividades: exploración y/o explotación de hidrocarburos; transporte de hidrocarburos por ductos; almacenamiento; refinación y procesamiento; comercialización, transporte y distribución; y distribución de gas natural por ductos.

Las actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos son comúnmente denominadas como actividades de *upstream*, mientras que al resto se les denominan actividades de *downstream*.

En los últimos años se vienen incrementando las actividades de *upstream*, por ejemplo hay un crecimiento importante en la producción de hidrocarburos a partir de la entrada en funcionamiento del Proyecto Camisea (Lote 88) al cual se le ha sumado el año pasado los hidrocarburos provenientes del Lote 56 (lote adyacente al Lote 88). Asimismo, se han presentado en los últimos años descubrimientos y confirmaciones de hidrocarburos como es el caso del Lote 57 (Repsol y Petrobras), 67 (Perenco) y 39 (Repsol) entre otros, además, de un aumento en la suscripción de nuevos contratos exploratorios.

Como se explicará más adelante, las actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos sólo pueden llevarse a cabo en el país al amparo de un Contrato de Licencia o de Servicios suscrito con Perupetro S.A., que es una empresa estatal de derecho privado, regida por la Ley General de Sociedades y creada en 1993 por la LOH.

El objeto de dicha entidad comprende, entre otros, promover la inversión en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, negociar y suscribir los contratos petroleros en nombre del Estado Peruano y ejercer la supervisión de dichos contratos, además, de administrar la renta petrolera. Este último concepto debemos entenderlo como la participación del Estado en la renta generada por la explotación de los recursos hidrocarburíferos.

En esa línea, los mencionados contratos constituyen un instrumento de política petrolera que asume el país, en los cuales se determina, entre otros, tal repartición de ingresos, definitivamente dentro de un marco legal constituido por la LOH y las normas correspondientes a los conceptos que conforma la participación del Estado en dicha riqueza. Principalmente nos estamos refiriendo a las regalías o participaciones en la producción de hidrocarburos y por el cobro de impuestos, específicamente el Impuesto a la Renta.

El objetivo del presente artículo es explicar reglas relativas a las regalías o participación en los contratos petroleros, así como las normas especiales que contiene la LOH respecto del Impuesto a la Renta. Previamente, desarrollaremos el marco regulatorio para entender mejor el escenario sobre el cual se establece el reparto de la renta petrolera. Cabe precisar, que en el análisis de las normas especiales relativas al Impuesto a la Renta se incluirá una explicación general acerca del beneficio de la garantía de estabilidad impositiva.

II. MARCO REGULATORIO

Un concepto básico para entender la regulación establecida en nuestro país respecto de los hidro-

* Abogado U. Lima, Master en Asesoría Fiscal de Empresa por el IE (Madrid, España). Gerente de Impuestos de Pluspetrol.

** Abogado U. Lima, LLM en Petroleum Taxation & Finance (Dundee, UK). Analista Senior de Impuestos en Pluspetrol.

carburos, consiste en entender que estamos ante un negocio que se puede desarrollar en cualquier parte del mundo, es decir, una especie de negocio mundial, que demanda una significativa inversión para poder desarrollarlo, que es de larga maduración y sobre todo expuesto a diversos riesgos que van desde el riesgo exploratorio hasta riesgos comerciales (como, por ejemplo, el hecho mismo que no existe control sobre el precio de venta de los hidrocarburos, pues como *commodities* están sujetos a cotizaciones internacionales).

Por ello, resulta importante para su desarrollo que exista una línea definida en cuanto a la política de estado que se desea seguir y atendiendo a que la actividad petrolera supone la explotación de recursos naturales agotables. Entonces, podríamos decir que se trata de un negocio en donde se presenta entre otros lo siguiente:

- Alto riesgo de incurrir en inversiones sin resultados positivos;
- Riesgo comercial incrementado por los inconvenientes logísticos y el largo periodo de maduración;
- Inestabilidad de los precios;
- Políticas medioambientales cada vez más rigurosas;
- Tensiones en las relaciones con las comunidades indígenas; y,
- Riesgo político.

Para países como Perú, que no es propiamente un país petrolero, resulta importante promocionar este tipo de actividades, no sólo por la generación de la renta petrolera, pago de impuestos y creación de puestos de trabajo, sino también, como parte de su plan de desarrollo a fin de mejorar su balanza comercial de hidrocarburos y ser una economía atractiva para los inversionistas del exterior.

Hasta antes de la entrada en vigencia de la LOH, Petroperú tenía el monopolio de las actividades de refinación, transporte, petroquímica básica y comercialización mayorista. En el caso de las actividades de exploración y explotación, las mismas eran compartidas con empresas privadas a través de contratos petroleros, cuyas características podían ser de un contrato de operación o un contrato de servicios, conforme se regulaba por los Decretos Leyes N° 22774 y N° 22775.

La LOH se aprueba con el objetivo esencial de promover el desarrollo de las actividades de hidrocarburos en el país sobre la base de la libre competencia, bajo los siguientes lineamientos:

- Los hidrocarburos "*in situ*" son de propiedad del Estado Peruano.
- El Estado otorga el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos a Perupetro S.A., a fin de

que dicha entidad pueda suscribir los contratos de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos.

- El derecho de propiedad de Perupetro S.A. sobre los hidrocarburos extraídos, será transferido a los licenciatarios al celebrarse los contratos de licencia.

Ahora bien, los contratistas podrán ser personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Aunque no cualquier persona o empresa puede ser un contratista petrolero, previamente debe cumplir con una serie de requisitos para calificar como tal. Estos requisitos están orientados a comprobar su capacidad técnica, legal, económica y financiera. La calificación se otorga por cada contrato a nivel de casa matriz.

La LOH precisa que, en caso fuera persona jurídica extranjera, ésta deberá establecer una sucursal o una sociedad en el país.

La LOH también aclara que varias empresas pueden integrar el contratista, es decir, que se asocian para celebrar el contrato, formando consorcios, *joint ventures* u otras formas de colaboración empresarial. En tales casos, todas ellas serán solidariamente responsables ante Perupetro S.A. por las obligaciones contractuales, salvo respecto de las responsabilidades contable y tributaria, en las cuales se indica que serán asumidas de manera individual. En todos los casos, uno de los partícipes será designado como operador de la operación.

La LOH establece dos modalidades contractuales: los contratos de licencia o de servicios.

- (i) El Contrato de Licencia, es aquel mediante el cual el contratista tiene la autorización de explorar y explotar o explotar hidrocarburos en el área de contrato. Perupetro S.A. le transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos a cambio del pago de una regalía.
- (ii) El Contrato de Servicios, es aquel mediante el cual el Contratista lleva a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos en el área de contrato, recibiendo a cambio una retribución. La retribución será determinada en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos. El contratista puede acordar que la retribución sea pagada en especie, caso en el cual podrá acceder a la propiedad de los hidrocarburos extraídos.

Actualmente tenemos ochenta y nueve contratos suscritos: diecinueve están en fase de explotación y setenta en fase de exploración.

Tener presente que los contratos contemplan dos fases (exploración y explotación), salvo que sea uno

de explotación. La fase de exploración dura siete años, pudiendo extenderse tres años más. Mientras que el contrato en sí mismo tiene como plazo máximo de: (i) treinta años tratándose de petróleo; o, (ii) cuarenta años tratándose de gas natural.

El contrato petrolero se materializa con la suscripción de la escritura pública del Contrato de Licencia o de Servicios, que es suscrita por la empresa o empresas que conforman el Contratista, las casas matrices que otorgan las garantías (cartas fianzas) y los representantes de Perupetro S.A. y del Banco Central de Reserva del Perú, previamente con la expedición del Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas que autoriza la suscripción de dicho contrato.

Los contratos una vez aprobados y suscritos, sólo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Dichas modificaciones también deberán ser aprobadas por Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas. Cabe aclarar, que esta disposición no hay que entenderla de manera absoluta, ni menos aún, que restrinja determinados derechos de las empresas contratistas como, por ejemplo, efectuar cambio de denominación social o reorganizarse societariamente, situaciones que estarán sujetos a las disposiciones de la Ley General de Sociedades. Obsérvese que en más de una oportunidad cuando se han emitido Decretos Supremos por este tipo de cambios, los mismos han tenido el cuidado en señalar que se emiten con el propósito de "reflejar"¹.

III. REGALÍAS Y PARTICIPACIÓN PETROLERA

3.1. Naturaleza jurídica

Las normas vigentes no definen la naturaleza jurídica de la regalía petrolera, esto es, si se trata de una "contraprestación" contractual por el aprovechamiento de los recursos naturales o si se trata de un "tributo". La diferencia entre ambos conceptos radica en que mientras una contraprestación estaría regida por las reglas del Código Civil y de las demás que prevean las partes en pie de igualdad, un tributo está sujeto a límites constitucionales que lo obligan a observar el principio de legalidad, la igualdad ante la ley y la no confiscatoriedad, entre otros.

La pregunta cobra relevancia, pues en el caso de las regalías minera sí existe un pronunciamiento sobre dicha naturaleza. En efecto, de acuerdo a la sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Exp. N.º 0048-2004-AI/TC, la regalía minera establecida mediante Ley N.º 28258 y modificatorias, es la "contraprestación" del titular de la concesión minera a los gobiernos regionales y locales por la explotación de recursos naturales no renovables, justificada en la

necesidad de la Nación de recibir beneficios de sus propios recursos antes de que se agoten.

Ahora bien, consideramos que la respuesta pasa por la fuente de la que nace la regalía. Es decir, si fuese prevista -como usualmente lo es en la práctica petrolera- por un contrato libremente acordado entre Estado y empresa, entonces se tratará de una contraprestación de naturaleza contractual, que no podría modificarse por voluntad unilateral de ninguna de las partes por sí sola. En cambio, no existiendo acuerdo para tal fin, si el Estado con el único amparo de su *ius imperium* estableciese una regalía, dicha obligación sólo podría tener naturaleza tributaria. La misma conclusión cabría si, existiendo un acuerdo sobre regalía entre Estado y empresa petrolera, luego el Estado estableciera de forma unilateral nuevos términos diferentes de los acordados.

3.2. Metodologías

Las normas vigentes contemplan cuatro metodologías para el cálculo de la regalía petrolera. Las primeras dos fueron establecidas mediante el Decreto Supremo N.º 049-93-EM publicado el 15 de noviembre de 1993 que estableció la regalía factor R y la regalía basada en precio y volumen producido. Las dos últimas fueron establecidas por Decreto Supremo N.º 017-2003-EM y están vigentes desde el 30 de mayo de 2003.

3.2.1. Regalía Factor R

Básicamente, resulta de multiplicar un porcentaje por el valor de la producción de hidrocarburos observable en el punto de medición. Esto implica que se paga regalía por los hidrocarburos producidos que pasen el punto de fiscalización

El valor de la producción fiscalizada de hidrocarburos se hará a precios internacionales sobre la base de una canasta de hidrocarburos acordada por las partes en cada contrato. Dicha canasta reflejará el precio internacional de los hidrocarburos producidos y fiscalizados que se están valorizando, y será el que aparezca publicado en el *Platt's Oilgram Price Report* u otras fuentes reconocidas por la industria petrolera, modificándolo según los ajustes que acuerden las partes y que sean necesarios por razón de calidad, transporte u otros, con respecto al punto de fiscalización de la producción. Cabe destacar que según el artículo 45º de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N.º 26221) los hidrocarburos líquidos (petróleo y líquidos de gas natural) serán valorizados sobre la base de precios internacionales, y el gas natural (gas seco) sobre la base de precios de venta en el mercado nacional o de exportación, según sea el caso.

1 Ver entre otros el Decreto Supremo N.º 060-2005-EM.

El porcentaje de la regalía es determinada por el desempeño del proyecto, que es medido a través del "Factor R". Este factor representa la relación que existe entre "ingresos acumulados" y "egresos acumulados", como sigue:

$$R = \frac{X}{Y}$$

Donde:

R = Factor R,

X = Ingresos acumulados, y

Y = Egresos acumulados

Tanto los ingresos como los egresos, son reconocidos sobre la base del efectivo y no sobre la base de lo devengado. Además, los siguientes egresos no son deducibles:

- Inversiones y gastos incurridos en tuberías más allá del punto de medición;
- Impuesto a la Renta de Tercera Categoría;
- Depreciación y amortización;
- Gastos Financieros (intereses);
- Multas derivadas de incumplimientos contractuales o respecto de obligaciones tributarias; e,
- Inversiones y gastos no relacionados con el contrato de explotación de hidrocarburos, según se detalle en el Procedimiento Contable.

Luego de determinar el Factor R que corresponde al proyecto, el porcentaje de la regalía se estima según la siguiente escala progresiva:

Factor R	Porcentaje de Regalía
De 0.0 a menos de 1.0	15%
De 1.0 a menos de 1.5	20%
De 1.5 a menos de 2.0	25%
De 2.0 en adelante	35%

Estas tasas son consideradas las mínimas y, por tanto, las empresas petroleras pueden negociar con el Estado Peruano las tasas efectivas que, probablemente, serán más altas.

3.2.2. Producción Acumulada por Yacimiento con ajuste por Precio

La regalía se modificará de acuerdo a la producción acumulada de cada yacimiento y el precio promedio por barril de la producción de dicho yacimiento.

La aplicación de este mecanismo debería reflejar un resultado económico equivalente al del factor R.

La determinación del factor de ajuste se hace con arreglo a la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de ajuste} = 1 - (P1 - P_b) * K2$$

Donde:

P1 = Precio promedio ponderado acumulado por barril.

P_b = Precio base establecido para los porcentajes de Regalía base.

K2 = Constante que determina la pendiente de variación de los porcentajes de regalía base, con respecto a precios mayores y menores que el precio base.

3.2.3. Regalía derivada de Escalas de Producción

En este caso, la regalía depende del número de barriles por día producidos, según se indica a continuación:

Producción Diaria (MBPD ²)	Tasa de la Regalía (%)
Menos de 5	5%
Entre 5 y 100	De 5% a 20%
Más de 00	20%

Si la producción en campo se situará entre 5 y 100 MBPD, entonces el porcentaje de regalía se calculará por interpolación lineal. Asimismo, se desprende del artículo 3° del Decreto Supremo N° 017-2003-EM que esta regalía es aplicable a hidrocarburos líquidos (petróleo o líquidos de gas natural).

3.2.4. Regalía por Resultado Económico

Esta regalía se compone de una "regalía fija" y una "regalía variable".

La regalía fija aplica desde que empieza la producción y equivale a 5%. En cambio, la regalía variable tiene un porcentaje en un rango que va de 0% a 20%. Aunque aritméticamente la fórmula para el cálculo de la regalía variable puede determinar porcentajes menores a 0% o mayores a 20%, está establecido que el porcentaje no puede salir del indicado rango. Además, este componente depende de dos sub-variables: el Factor R y el desempeño del proyecto en el año anterior.

Con relación a la primera sub-variable, la relación entre ingresos y egresos acumulados a lo largo de la vida del proyecto arrojará un Factor R el cual, a su vez, determinará un porcentaje de regalía específico. Sin embargo, la norma ha establecido que la regalía variable no incidirá a menos que el Factor R sea superior a la valla de 1.15, o sea, que los ingresos acumulados representen 1.15 veces el importe de los egresos acumulados.

Con relación a la segunda sub-variable, la relación entre ingresos y egresos correspondientes al ejercicio anterior en que la regalía es calculada determinará un mayor incremento en el porcentaje de regalía. Sin embargo, si el desempeño del

2 Miles de barriles por día.

proyecto en el ejercicio anterior fuese negativo, la regalía variable no incidiría. Es decir, si los egresos del ejercicio anterior fueran mayores a los ingresos del mismo periodo, esta sub-variable arrojaría una cifra negativa que, a su vez, determinaría que el porcentaje de la regalía variable sea una cifra negativa y, como un porcentaje negativo sería menor a 0%, entonces, el porcentaje de regalía por resultado económico sería equivalente únicamente al porcentaje de la regalía fija (o sea, 5%).

Finalmente, la norma establece que la regalía variable será calculada sobre la base de la información disponible sobre el ejercicio anterior. Además, el cálculo de la regalía por resultado económico se efectuará en dos momentos al año: el primero, luego del cierre del año sobre la base de información por el periodo enero a diciembre del año anterior, y el segundo, a la mitad del año, sobre la base de información por el periodo de julio del año anterior a junio del año corriente. Para este fin es válido utilizar información preliminar, con cargo a efectuar los ajustes posteriores que resulten pertinentes.

Determinado el porcentaje y base de cálculo de la regalía bajo cualquiera de los cuatro sistemas, ella se calculará para cada quincena de un determinado mes y el pago respectivo se hará a más tardar el segundo día útil después de finalizada la quincena correspondiente.

3.3. Tratamiento de la Regalía Petrolera para fines del Impuesto a la Renta

Nos parece pertinente desarrollar la controversia entre la SUNAT y algunas empresas petroleras respecto de la regalía petrolera constituye gasto deducible en el ejercicio en que se devenga o si debe formar parte del costo de producción del hidrocarburo.

Según SUNAT, el párrafo 23 del FAS 19³ establece que el costo de producción está formado por los costos para elevar el petróleo y/o gas hasta la superficie, su recojo, tratamiento, procesamiento y almacenamiento en campo, y que la función de producción termina en la válvula de salida del campo, o del tanque de almacenamiento o, en circunstancias excepcionales, en el primer punto de entrega del petróleo y/o gas a al cliente (refinería, terminal marítimo o transporte común).

Bajo este marco, SUNAT interpreta que como la empresa petrolera tiene la obligación legal de pagar regalía para poder retirar el hidrocarburo del campo y entregarlo a su cliente, entonces dicha regalía forma parte del costo de producción pues de otro modo no podría vender el producto.

Nosotros no compartimos el criterio de SUNAT por varias razones:

- La falta de pago de la regalía se resuelve en una deuda de intereses por atraso en el pago con el Estado Peruano. No se trata de un "insumo" necesario para la producción del hidrocarburo (como sí lo son los sueldos de los trabajadores, los materiales y combustible necesarios para operar la maquinaria, la depreciación incurrida por la maquinaria empleada para la producción, entre otros).
- SUNAT no considera que las normas contables permiten que las empresas petroleras valúen sus inventarios no sólo por su costo de producción, sino también por su valor neto de realización, que es el ingreso que razonablemente se obtendría por la venta de dicho inventario menos los costos en que se incurriría para dicha venta. Es decir, sería posible para fines contables que los inventarios de hidrocarburos no tengan un "costo" pues todas las erogaciones necesarias para producir los hidrocarburos (incluso las de aquellos que no sean vendidos al cierre de un ejercicio) sean reconocidas en resultados. Bajo este escenario —y reiteramos que para fines contables— tanto la regalía como las demás erogaciones calificarían como gasto. Aquí se observa la debilidad de SUNAT al querer obtener consecuencias tributarias a partir de normas contables, a pesar de que se tratan de conjuntos normativos de diferente naturaleza.
- Finalmente, la interpretación de SUNAT colisiona con el texto expreso contenido en las normas sectoriales con vocación claramente promotora de la inversión petrolera, como puede verse a continuación:

Ley N° 26221: Ley Orgánica de Hidrocarburos. Artículo 45°.-

"Los Contratistas pagarán la regalía por cada Contrato de Licencia en función de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos provenientes del área de dicho Contrato.

(...)

La regalía será considerada como gasto." (subrayado nuestro)

Decreto Supremo N° 049-93-EM: Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros

Artículo 14°.-

"(...)

El pago de la Regalía dará lugar a la emisión por parte de PERUPETRO S.A., del certificado

3 FAS es la abreviatura de Financial Accounting Standard y es una norma contable emitida por una entidad profesional de Estados Unidos de América, la Financial Accounting Standards Board (FASB). Cabe advertir que las normas contables americanas son supletoriamente aplicables en el Perú a falta de otras normas contables directamente aplicables.

correspondiente a nombre del Contratista, para efectos de la deducción que debe efectuar el Contratista en la determinación de su Impuesto a la Renta." (El subrayado es nuestro)

De las normas glosadas, fluye que el legislador ha previsto que la regalía petrolera sea deducida para fines del Impuesto a la Renta y, como es sabido, las deducciones representan gasto del ejercicio para fines de dicho tributo, no estando relacionados con el costo de producción de los bienes.

Por las anteriores consideraciones estimamos que la interpretación de SUNAT contraviene no sólo el espíritu de las normas contables que ella misma invoca, sino también el texto expreso de normas promotoras de la inversión petrolera.

IV. ESTABILIDAD TRIBUTARIA E IMPUESTO A LA RENTA

Preliminarmente, debemos indicar que estamos ante un marco tributario especial, atendiendo a lo comentado en la introducción del presente artículo, por lo que los principios generales de la legislación común muchas veces no son aplicables. Por ello, es importante tener presente las disposiciones tributarias de la LOH, el Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria y de las Normas Tributarias de la LOH, aprobado por Decreto Supremo N° 032-95-EF, la cláusula novena de los Contratos de Licencia o de Servicios y el Manual de Procedimientos Contables de cada contrato.

4.1. Aproximación a la estabilidad tributaria concedida por la LOH

De acuerdo con el artículo 63° de la LOH, "el Estado garantiza a los contratistas que los regímenes cambiarios y tributarios vigentes a la fecha de celebración del Contrato, permanecerán inalterables durante la vigencia del mismo, para efectos de cada Contrato".

De esta manera, conforme a la norma expuesta, el legislador otorga el beneficio de estabilidad tributaria para toda aquella empresa o persona natural que suscriba un contrato petrolero en atención a que los montos de inversión son considerables y se evita que el proyecto esté sometido a los riesgos que implican cambios en el sistema tributario del país.

En otras palabras, el régimen impositivo vigente a la fecha de suscripción del Contrato permanecerá inalterable durante el desarrollo del proyecto, con lo cual los cambios en las tasas de los impuestos, la derogación o modificación de los mismos, no tendrá repercusión para el proyecto.

Tener presente que la garantía de estabilidad no sirve para beneficiar al inversionista, toda vez que algunas veces puede resultar perjudicado económicamente, en caso, por ejemplo, que la carga

tributaria vigente para todos los contribuyentes sea menor que la que se establece en el régimen de estabilidad.

A continuación, analicemos a quienes beneficia la estabilidad, que tributos, normas y actividades comprende.

4.1.1. A quiénes beneficia

El beneficio de estabilidad recae en quien tiene la condición de Contratista respecto de determinado contrato petrolero. Es decir, más que al titular del contrato, la garantía de estabilidad sigue la suerte del contrato petrolero.

Un sujeto o empresa adquiere la condición de Contratista Petrolero en alguna de las siguientes situaciones:

- Al momento de suscribir un Contrato Petrolero; o,
- Al momento de adquirir una participación en un Contrato, mediante la celebración de un Contrato de Cesión de Participación; o,
- A través de un proceso de reorganización societaria; o,
- Al momento de adecuar un contrato suscrito bajo la legislación anterior a la nueva LOH.

Estos casos operarán a partir de la firma de la respectiva escritura pública de suscripción o modificación del Contrato Petrolero, a excepción del caso referido en el punto c), pues en tanto corresponde a una decisión corporativa de la empresa contratista, se regula por lo establecido en la Ley General de Sociedades.

Adicionalmente, el beneficio también alcanza a los titulares, socios o accionistas del Contratista Petrolero respecto de las rentas por dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades proveniente de los resultados del contrato petrolero. Tener presente que a partir del año 2003 los dividendos pasan a ser gravados con el Impuesto a la Renta con una tasa impositiva de 4.1%. En consecuencia, los contratos petroleros suscritos a partir de dicho año habrán estabilizado dicho gravamen.

4.1.2. Qué tributos

La Ley N° 27343, publicada el 6 de setiembre de 2000, aclaró que la garantía de estabilidad tributaria incluye únicamente a los impuestos, agregando que no serán de aplicación los impuestos que se creen con posterioridad a la suscripción del contrato correspondiente.

Esta aclaración resultó importante, ya que inicialmente había una duda en el mercado en cuanto al alcance del beneficio de estabilidad que estaba generado, principalmente, por una mala técnica legislativa.

En efecto, como hemos indicado, el artículo 63° de la LOH, al otorgar el beneficio bajo estudio, hace referencia a “régimen tributario”. Por su parte, el artículo 4° del Reglamento establece que mediante la Garantía de Estabilidad Tributaria, el Contratista quedará sujeto únicamente al “régimen impositivo” vigente a la fecha de suscripción del Contrato, no siéndole de aplicación los “tributos” que se establezcan con posterioridad a dicha fecha, ni los cambios que se efectúen en el hecho generador de la obligación tributaria, la cuantía de los “tributos”, las exoneraciones, beneficios, incentivos e inafectaciones, con excepción de lo establecido en el artículo 17°.

Como se podrá apreciar, el hecho de que la LOH alude a “régimen tributario” y luego que el Reglamento si bien hace referencia a “régimen impositivo” luego con deficiente técnica alude al término “tributos”, generando la existencia de dos posiciones. La primera que alegaba que la estabilidad comprendía a todos los tributos, es decir, en tres especies de impuestos, tasas y contribuciones, conforme recoge nuestro Código Tributario. La segunda posición consistía en que sólo los impuestos formaban parte de la estabilidad.

Al respecto, conviene citar las reflexiones que en su oportunidad hiciera la doctora Rosanna BRIGNETTI “si tenemos en cuenta que las tasas y contribuciones son tributos vinculados, es decir tributos que se pagan por recibir un servicio o un beneficio del Estado (y que su monto se destina a cubrir el costo del servicio o la obra), parece ilógico o injusto sostener que si el Contratista deja de recibir el servicio o beneficio que justifica su cobro, deba seguir pagándolas solo porque estuvieron vigentes a la fecha de suscripción del Contrato. También parece ilógico o injusto que el Contratista se niegue a pagar tasas y contribuciones que no estaban vigentes a la fecha de suscripción del Contrato, si con posterioridad a dicha fecha ellas se crean y el Contratista recibe o pretende recibir los servicios o beneficios por los que a otros contribuyentes si se les cobra tales tributos”. En virtud de ello, la doctora BRIGNETTI concluía que “las tasas y contribuciones no deberían considerarse estabilizadas, y que la estabilidad, como menciona el Reglamento, solo abarca a los impuestos”⁴.

Ahora bien, justamente tratando el asunto de las contribuciones y tasas, nos permitimos hacer un paréntesis para comentar el caso de la contribución al FONAVI.

Resulta que surgió una interesante controversia a inicios de la presente década, entre la Administración Tributaria y aquellos contratistas petroleros, que habían asumido la posición de que la garantía de estabilidad tributaria abarcaba solo impuestos, ya

que cuando el legislador sustituyó la contribución al FONAVI por el Impuesto Extraordinario de Solidaridad, dejaron de tributar por el primero y también respecto del segundo por no serles aplicables por tratarse de un impuesto creado con posterioridad al régimen estabilizado.

El asunto es que en diciembre del 2000 se publicó la Resolución N° 523-4-97 del Tribunal Fiscal, mediante la cual dicho colegiado estableció que la contribución al FONAVI, en la parte a cargo del empleador, no era propiamente una contribución sino un impuesto, toda vez que se trataba de un tributo que gravaba la planilla sin que exista respecto del empleador actuación estatal alguna que le produzca un beneficio.

La Administración Tributaria mediante Informe N° 187-2002-SUNAT de fecha 26 de junio de 2002 señala que la denominada contribución al FONAVI sí se encuentra dentro del régimen de estabilidad tributaria a que se refiere el artículo 4° del Reglamento de la LOH.

De esta manera, la controversia se centró en si un cambio de interpretación respecto de la naturaleza jurídica de un tributo puede variar los alcances de la estabilidad afectando la seguridad jurídica y desnaturalizando la esencia misma del beneficio. Afortunadamente, el Tribunal Fiscal hizo prevalecer la buena fe contractual y la defensa del principio de seguridad jurídica, por lo que concluyó que la contribución al FONAVI no formaba parte del régimen estabilizado en la Resolución N° 01380-1-2005.

Retornando a nuestro tema de análisis, simplemente mencionar que los impuestos estabilizados son aquellos de cargo de la empresa contratista. Excepcionalmente, la norma contempla también la extensión de la estabilidad al impuesto que grava los intereses de créditos del exterior cuando se cumplan los siguientes requisitos: (i) que el crédito sea pactado antes de la finalización de la fase de exploración o en los casos en que sea aplicable el Decreto Legislativo N° 818 antes del inicio de las operaciones de explotación comercial; y, (ii) en tanto el impuesto sea asumido por la empresa contratista.

Por último, comentar también que la Ley N° 27343 precisó que la estabilidad tributaria que se otorgaba respecto del Impuesto a la Renta, al amparo de la LOH y la Ley General de Minería, implicaba la estabilidad de la tasa vigente más dos puntos porcentuales. Como una especie de “prima” que se cobraba al inversionista por el hecho de que el Estado le concedía (la estabilidad tributaria respecto de dicho impuesto). Se exceptúa de esta disposición a los contratos de explotación de gas

4 BRIGNETTI, Rosanna. Revisión de la legislación tributaria aplicable a los contratos petroleros. Revista Estudios Privados Vol. III N° 3.

natural en tanto cuenta con un Decreto Supremo con el voto aprobatorio de la totalidad del Consejo de Ministros.

4.1.3. Qué normas

Respecto de qué normas se estabilizan, entendemos que son aquellas que influyen en la determinación y pago de los diversos impuestos aplicables a los contratistas petroleros, sin importar si corresponden a normas permanentes o temporales.

En el caso de las normas temporales, la estabilidad supone que las prórrogas o extensiones acerca de las mismas no resultan aplicables como consecuencia de la aplicación del beneficio de estabilidad.

No está prevista renuncias parciales o totales del régimen estabilizado, tampoco cabe pretender acogerse a una norma más beneficiosa, como contemplaban antes las normas sectoriales mineras.

4.1.4. Qué actividades

En la parte introductoria habíamos comentado que la LOH regula una serie de actividades: exploración y/o explotación de hidrocarburos; transporte de hidrocarburos por ductos; almacenamiento; refinación y procesamiento; comercialización, transporte y distribución, y; distribución de gas natural por ductos.

En ese sentido, el Reglamento de la LOH nos detalla una serie de actividades:

- (i) Actividades de Contrato, que serán aquellas relativas a la exploración y/o explotación de hidrocarburos.
- (ii) El resto de actividades podrán constituir Actividades Complementarias o Actividades Relacionadas. Será el primer caso cuando tales actividades estén contempladas en el propio Contrato de Licencia o de Servicios como actividad complementaria, en cuyo caso formará parte de las actividades de contrato y gozará de todos los beneficios tributarios comprendidos en la LOH. En cambio, de no estar previstas en el contrato petrolero o de generar ingresos por servicios prestados a terceros, entonces constituirán Actividades Relacionadas. Como es previsible, este tipo de actividades no se somete a las reglas tributarias especiales de la LOH sino al régimen vigente (no estabilizado).
- (iii) Otras Actividades, que será en aquellos casos en que el contratista petrolero realice adicionalmente actividades distintas a las previstas en la LOH.

4.2. Determinación del Impuesto a la Renta

La LOH exige al Contratista Petrolero a formular estados financieros independientes por cada

contrato, por cada una de las actividades relacionadas con petróleo, gas natural y condensados o actividades energéticas conexas así como por el conjunto de "otras actividades", sin perjuicio de la formulación de estados financieros consolidados.

Asimismo, la citada norma indica que el Impuesto a la Renta (base imponible y monto del impuesto) se determina por cada contrato y por cada una de las "actividades relacionadas", así como por el conjunto de "otras actividades". En consecuencia, el impuesto a pagar será el que resulte de sumar tales montos, sin perjuicio de compensar pérdidas entre actividades de contrato y actividades relacionadas. Más no es posible compensar resultados de otras actividades con resultados de actividades de contrato o actividades relacionadas.

El legislador ha previsto reglas referidas a "gastos comunes" en aquellos casos de contratistas petroleros que tengan más de un contrato o realicen actividades relacionadas u otras actividades, en forma adicional a sus actividades de contrato. En efecto, se ha establecido que "los ingresos, gastos amortizables e inversiones que no estén íntegramente relacionados con un contrato, alguna de las "actividades relacionadas" o las "otras actividades", se consideran comunes y se imputan a cada una de ellas según los procedimientos de distribución previstos en el Manual de Procedimientos Contables".

Para un mejor entendimiento, veamos el siguiente ejemplo:

Imaginemos un contratista petrolero con dos contratos petroleros, uno suscrito en el año 1999 y el otro suscrito en el año 2004. Por cada contrato deberá determinar renta afecta o pérdida tributaria en función de las normas estabilizadas que rigen para el contrato. En aplicación de ello, en ambos contratos determina renta afecta y las tasas del impuesto estabilizadas son de 30% y 32%, respectivamente. Recordemos que a partir de la entrada en vigencia de la Ley N° 27343, por gozar del beneficio de estabilidad tributaria se impone una prima de dos puntos porcentuales adicionales en la tasa del Impuesto a la Renta.

Además realiza actividades relacionadas y otras actividades en las cuales el resultado tributario será determinado conforme al régimen vigente en el año de la liquidación (recordemos que estas actividades no gozan del beneficio de estabilidad). En virtud de ello, consideremos que en ambos casos se determina pérdida tributaria.

Con los datos expuestos tendríamos que la determinación del Impuesto a la Renta sería de la siguiente manera:

	Lote X (suscripto 10/7/1999)	Lote Y (suscripto 10/7/2004)	Actividad relacionada	Otras actividades
Resultado Contable	200	100	(50)	(100)
Adicciones	60	40	20	30
Deducciones	(30)	(30)	(10)	(10)
Renta Neta / Périda	230	110	(40)	(80)
Compensación		(40)	40	
Resultado Neto	230	70	-	(80)
Tasa del IR	30%	32%	30%	30%
IR	69	22	-	-
Créditos	(30)	(12)	(5)	(5)

IR a pagar (69 + 22 - 30 -12 -5 -5)	39
---------------------------------------	----

Este contratista petrolero pagará por Impuesto a la Renta la suma de los impuestos determinados por los Lotes X e Y, es decir, 91 menos los créditos correspondiente a todos sus centros de costos, esto es, 52, lo cual determina un impuesto a pagar de 39. Ello porque la determinación separada aplica hasta la determinación del impuesto. En la aplicación de los créditos dicha determinación individual ya no aplica pues tiene que ver con el pago del impuesto. A este nivel no opera la estabilidad tributaria (como bien ha recogido, por ejemplo, la norma reglamentaria del beneficio comúnmente denominado "Obras por impuestos"), ni tampoco las reglas de determinación separada. Más bien, la pérdida tributaria arrastrable por Otras Actividades deberá arrastrarse a futuros ejercicios, toda vez que, como hemos señalado, el resultado de dicha actividad no se puede compensar con los resultados de actividades de contrato y de actividades relacionadas.

Las deducciones y adicciones en los Lotes X e Y se determinarán conforme a la legislación del Impuesto a la Renta estabilizada en cada contrato, mientras que en el caso de la actividad relacionada y otras actividades deberá efectuarse en función del régimen vigente por el ejercicio gravable materia de liquidación.

Conviene mencionar que los sistemas de pagos a cuenta del Impuesto a la Renta también se estabilizan, por consiguiente, el legislador indica que los pagos a cuenta se calculan por cada contrato, por cada actividad relacionada y por el conjunto de otras actividades. En este caso, tendremos que el contratista petrolero aplicará un sistema de coeficientes respecto de sus ingresos correspondiente a actividades de contrato, mientras que respecto de sus ingresos por actividades relacionadas y otras actividades aplicarán el sistema del dos por ciento.

4.3. Tratamiento de las inversiones para efectos del Impuesto a la Renta

La LOH en su intención de atraer inversión en las actividades de *upstream* propicia un marco normativo atractivo para el inversionista, estableciendo reglas especiales sobre las cuales no operan los criterios ge-

nerales contenidos en la legislación común del Impuesto a la Renta. Veamos en que consiste dicho marco:

El artículo 53° de la LOH señala que "Los gastos de exploración y desarrollo así como las inversiones que realicen los Contratistas hasta la fecha en que se inicie la extracción comercial de Hidrocarburos, incluyendo el costo de los pozos, serán acumulados en una cuenta cuyo monto, a opción del Contratista y respecto de cada Contrato, se amortizará de acuerdo con cualesquiera de los dos métodos o procedimientos siguientes:

- En base a la unidad de producción; o,
- Mediante la amortización lineal, deduciéndolos en porciones iguales, durante un período no menor de cinco ejercicios anuales".

Más adelante, indica que "iniciada la extracción comercial se deducirá como gasto del ejercicio, todas las partidas correspondientes a egresos que no tengan valor de recuperación" y que "el desgaste que sufran los bienes depreciables se compensará mediante la deducción de castigos que se computarán anualmente, conforme al régimen común del Impuesto a la Renta a la fecha de suscripción de cada Contrato".

En tal sentido, podemos apreciar que la norma dispensa dos tipos de tratamientos tributarios distinto para las inversiones dependiendo de la oportunidad en que se realizan.

El primero, referido a los gastos de exploración y desarrollo así como demás inversiones, realizados con anterioridad a la fecha en que se inicie la extracción comercial de Hidrocarburos, constituirá en buena cuenta en un "intangibles", el cual se amortizará bajo cualquiera de los dos métodos previstos en la norma, que deberá estar identificado en el contrato petrolero (v.g. de licencia o de servicios). En otras palabras, la norma permite considerar como intangible cualquier bien, independientemente cual sea su naturaleza, excepto a nuestro modo de ver del caso de los terrenos, pues éstos propiamente no se desgastan y existe un antecedente en el caso de los contratos de arrendamiento financiero.

En definitiva, como se puede entrever el concepto de “depreciación” no existe respecto de las inversiones realizadas durante dicha etapa, sino más bien de amortización.

No obstante, es importante notar que este intangible, a nuestro modo de ver, no está formado por cualquier erogación, sino aquella que constituya propiamente gasto de exploración, desarrollo o de inversión. Así, los gastos de orden administrativo, entendemos que no se encuentran sometidos a este tratamiento y no teniendo norma especial en la LOH se someterán a los criterios generales del Impuesto a la Renta.

El segundo, se refiere a los desembolsos incurridos después de iniciada la extracción comercial (la puesta en producción del lote petrolero), en la cual podemos distinguir hasta tres posibles desembolsos: (i) egresos sin valor de recuperación; (ii) bienes depreciables; y, (iii) gastos propiamente dichos.

El término “egresos sin valor de recuperación” está definido en el artículo 11° del Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria, el cual comprende:

- a) Inversiones para perforación, completamiento o puesta en producción de pozos de cualquier naturaleza, inclusive los estratigráficos, excepto los costos de adquisición de los equipos de superficie; e,
- b) Inversiones de exploración, incluyendo las referentes a geofísica, geoquímica, geología

de campo, gravimetría, levantamientos aerofotográficos y levantamiento, procesamiento e interpretación sísmica.

En la citada norma se indica que el Manual de Procedimientos Contables contendrá el detalle de las cuentas, que constituyen egresos sin valor de recuperación.

Como se puede apreciar, la norma dispone que toda inversión relacionada con pozos constituye egresos sin valor de recuperación, excepto los costos de adquisición de los equipos de superficie. En consecuencia, cuando la LOH se refiere a bienes depreciables, los únicos que revestirán tal característica son aquellos que están sobre la superficie.

V. CONCLUSIONES

Consideramos que las reglas establecidas, en cuanto a las regalías o participación petroleras así como en lo referido al tema tributario, específicamente respecto del Impuesto a la Renta, son en su mayoría adecuadas y denotan el propósito de promover las inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos.

No obstante, en los últimos años han venido surgiendo algunas controversias con la Administración Tributaria en cuanto a interpretación de tales normas, las cuales, al ser muy especializadas, cuentan con pocos precedentes de parte del Tribunal Fiscal, de ahí será importante la aclaración que haga dicha entidad sobre los alcances de las normas sectoriales. CA