



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

EXPEDIENTE Nº : 2160-2013
INTERESADO :
ASUNTO : Impuesto a la Renta y Multa
PROCEDENCIA : Lima
FECHA : Lima, 3 de mayo de 2017

VISTA la apelación interpuesta por contra la Resolución de Intendencia Nº 0150140010543 de 30 de noviembre de 2012, emitida por la Intendencia de Principales Contribuyentes Nacionales de la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria - SUNAT, que declaró infundada la reclamación formulada contra la Resolución de Determinación Nº 012-003-0031245 y la Resolución de Multa Nº 012-002-0019889, giradas por Impuesto a la Renta del ejercicio 2007 y por la infracción prevista por el numeral 1 del artículo 178º del Código Tributario.

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

Que en el presente caso, como resultado de la fiscalización iniciada a la recurrente mediante Carta Nº 110011345650-01 SUNAT y Requerimiento Nº 012110000171¹ (fojas 3472, 3473 y 3860), la Administración efectuó reparos al Impuesto a la Renta del ejercicio 2007, según se aprecia de la Resolución de Determinación Nº 012-003-0031245 y Anexos (fojas 4166 a 4316), por los siguientes conceptos y montos:

CONCEPTO	MONTO US\$
Contratos derivados	163 479 056,00
Atribución del costo de existencias - Regalias	14 330 559,00
Donaciones	2 862 541,00
Bienes que debieron activarse	7 784 698,00

Que asimismo se reconocieron las deducciones sobre la base de reparos efectuados en los ejercicios 2002, 2003, 2004, 2005 y 2006, siendo que como resultado de la referida fiscalización, la Administración emitió además la Resolución de Multa Nº 012-002-0019889, girada por la infracción tipificada en el numeral 1 del artículo 178º del Código Tributario (fojas 4317 y 4318).

Que previamente cabe señalar que el 20 de agosto de 1993 se publicó en el diario oficial "El Peruano" la Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el Territorio Nacional, Ley Nº 26221, a través de la cual se normaron las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional, teniendo como objetivo promover el desarrollo de las actividades de hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional; siendo que conforme con lo dispuesto por su Cuarta Disposición Final, dicha ley entró en vigencia a los 90 días de su publicación.

Que mediante Decreto Supremo Nº 042-2005-EM publicado el 14 de octubre de 2005 en el diario oficial "El Peruano" se aprobó el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos que en su artículo 10º establece que las actividades de exploración y de explotación de hidrocarburos podrán realizarse a

¹ Notificados el 12 de mayo de 2011, con arreglo a ley (foja 3474).

[Handwritten signatures and marks]



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

través de contratos celebrados por quien los suscribe con el "contratista"³, bajo las formas contractuales siguientes: a) Contrato de Licencia, por el cual el "contratista" obtiene la autorización de explorar y explotar o explotar hidrocarburos en el área de contrato, en mérito al cual transfiere el derecho de propiedad al contratista de los hidrocarburos extraídos, quien a cambio debe pagar una regalía al Estado; b) Contrato de Servicios, por el cual el contratista ejerce el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos en el área de contrato, recibiendo aquél una retribución en función a la "producción fiscalizada de hidrocarburos" y; c) Otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Que al respecto, el artículo 20° del citado Texto Único Ordenado, señala que la extensión y delimitación del área inicial de contrato se determinará en cada contrato en función al potencial hidrocarburífero, zona geográfica, programa de trabajo mínimo garantizado y área en que efectivamente se realizarán las actividades de exploración o explotación de hidrocarburos o ambas actividades, asimismo el artículo 22° establece que los contratos contemplarán dos fases: la de exploración y la de explotación, salvo que el contrato sea uno de explotación en cuyo caso tendrá una sola fase u otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Que por su parte, el artículo 48° de la referida ley, establece que los contratistas estarán sujetos al régimen tributario común del Impuesto a la Renta, a las normas específicas que en dicha ley se establecen y se regirán por el régimen aplicable vigente al momento de la celebración del contrato, señalando asimismo que en los contratos se especificará en forma referencial o expresa a criterio de las partes, el régimen vigente aplicable, siendo que, cuando los contratistas sean sucursales de empresas constituidas en el exterior, el Impuesto a la Renta recaerá únicamente sobre sus rentas gravadas de fuente peruana.

Que de las normas antes glosadas, se tiene que a los "contratistas", personas naturales o jurídicas que obtienen la autorización de explorar y/o explotar hidrocarburos en el área de contrato de licencia o de servicio, le resultan aplicables la Ley del Impuesto a la Renta, vigente a la fecha de suscripción del contrato, así como las disposiciones específicas reguladas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Que en tal sentido, debe tenerse en consideración que conforme con el principio de especialidad⁴, según el cual la norma especial prima sobre la norma general, en los temas relacionados con el Impuesto a la Renta que se encuentren regulados por la ley del citado impuesto y la Ley Orgánica de Hidrocarburos, se deberá preferir lo dispuesto por esta última.

Que asimismo y tal como señala la Administración en el Informe General de Fiscalización (fojas 3861 a 3873), la recurrente se constituyó el 1 de mayo de 2002 en virtud del acuerdo de escisión tomado mediante Junta General de Accionistas de fecha 11 de marzo de 2002, de la empresa .

que acordó la segregación del bloque patrimonial correspondiente a los activos, pasivos y cuentas patrimoniales vinculados con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en

² Cabe anotar, que mediante el artículo 6° de la Ley N° 26221, se creó empresa estatal de derecho privado del Sector de Energía y Minas, teniendo como objeto social, entre otros, negociar, celebrar y supervisar en su calidad de contratante, por la facultad que le confiere el Estado en virtud de esta ley, los contratos que la referida ley establece.

³ De acuerdo con el artículo 9° de la citada ley, el término "contratista" comprende tanto al contratista de los contratos de servicios como al licenciataria de los contratos de licencia, a menos que se precise lo contrario.

⁴ El Tribunal Fiscal se ha pronunciado respecto a la aplicación del principio de especialidad en diversas resoluciones tales como las Resoluciones N° 05732-5-2003 y N° 04548-2-2006, entre otras, señalando que en aplicación de dicho principio la norma especial debe primar sobre la norma general.

2



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

el marco del contrato de licencia de los Lotes 8, XII⁵ y 1AB, contando la recurrente por cada lote adquirido, con un Contrato de Estabilidad Tributaria encontrándose respecto del Impuesto a la Renta, así el marco legal estabilizado a la firma de cada contrato, según el siguiente detalle:

Lote	Impuesto a la Renta
8	Decreto Legislativo Nº 774: Ley del Impuesto a la Renta, y su reglamento: Decreto Supremo Nº 122-94-EF.
1AB	Decreto Legislativo Nº 774: Ley del Impuesto a la Renta, y su reglamento: Decreto Supremo Nº 122-94-EF.

II. RESOLUCIÓN DE DETERMINACIÓN Nº 012-003-0031245

Que teniendo en consideración lo antes expuesto, corresponde emitir pronunciamiento sobre los reparos que son materia de controversia, contenidos en la Resolución de Determinación Nº 012-003-0031245.

Contratos de Derivados

Que la recurrente señala que:

Carece de asidero lo señalado por la Administración en el sentido que según la legislación aplicable a su caso el contrato derivado se encontraba regulado al margen de la operación subyacente, al partir de la premisa que el derivado se realiza en algún lugar; sin embargo, los swaps constituyen contratos que no requieren de una actividad posterior, pues únicamente se negocian y se suscriben, quedando sus efectos supeditados al comportamiento en el mercado spot de la variable subyacente, a partir de lo cual el contratante debe pagar o cobrar suma de dinero, no existiendo una actuación o actividad material originada por el contrato, que pueda ser calificada como fuente generadora de renta.

La Administración se equivoca al señalar que el derivado se realiza en el lugar en el que se lleva a cabo el flujo de fondos, no siendo correcto tampoco señalar que el derivado se realiza en el mercado extranjero. El flujo de dinero en los contratos derivados es simplemente la forma en que se materializa el cumplimiento de la prestación a la que se obligan las partes en virtud de la suscripción del contrato derivado y, por ello, no se puede sostener que el pago constituya una actividad que se realiza en nuestro país o en el exterior.

Bajo su régimen tributario estabilizado, no es posible separar el tratamiento que corresponde a los resultados de un derivado de cobertura, del resultado del negocio con el cual se encuentra vinculado, pues en estos casos existe un solo negocio sujeto a imposición y que en su caso el único negocio sujeto a imposición, con el cual se vincula su derivado, es la venta de petróleo.

Si bien el derivado contratado sirvió para garantizar el pago del préstamo otorgado |

ello no implica "per se" que éste carezca de fines de cobertura, siendo que el referido instrumento fue contratado en el marco de sus políticas financieras, para asegurar determinado flujo futuro de ingresos provenientes de la venta de barriles de petróleo, esto es, el derivado fue tomado exclusivamente con fines de cobertura. El hecho que el derivado haya originado resultados negativos no lo descalifica como de cobertura, al cumplir su finalidad, pues permitió asegurar la obtención de los flujos necesarios para cumplir sus obligaciones, entre ellas el pago del préstamo y en todo caso se estabilizó el flujo, que es la característica esencial de una operación de cobertura.

⁵ Cabe indicar que tal como se señala en el referido Informe General de Fiscalización, como consecuencia de los resultados fallidos de exploración, la recurrente decidió hacer suelta del Lote XII comunicando su decisión el 28 de noviembre de 2002.

 3



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

El riesgo que afecta a sus actividades generadoras de renta gravada no es otro que la propia volatilidad del precio del barril de petróleo en el mercado internacional al que se enfrenta toda empresa que incursiona en el negocio del petróleo, por hechos ajenos a la voluntad de la empresa, por eso precisamente constituye un riesgo para su actividad comercial.

La producción de petróleo por el Lote 1AB en el año 2007 fue de 10.3 millones de barriles, mientras que el flujo futuro de ingresos cubiertos correspondió a la venta de 5 960 059 barriles en total por el ejercicio 2007, información que se encuentra detallada en el contrato y sus liquidaciones, lo cual significa que la producción de barriles fue mayor a la partida cubierta y demuestra que se trató de una operación de cobertura y no de una operación especulativa, lo que existiría si no existiese una producción sujeta a riesgo. La partida cubierta es precisamente el volumen de sus ventas necesario para hacer frente a la obligación de pago a la entidad financiera (100 000 barriles de petróleo), siendo que el excedente de su producción se encuentra sujeto a los riesgos normales del mercado.

La relación entre el instrumento financiero derivado - IFD y el préstamo otorgado por el se encuentra acreditada mediante la presentación y exhibición de la documentación pertinente, no habiendo la Administración formulado observación ni reparo alguno respecto a la realidad ni a la causalidad del préstamo contratado, por lo que los resultados originados por dicho instrumento debían ser incluidos en la determinación de los resultados tributarios, al estar directamente relacionado con el financiamiento de sus actividades. Invoca las Resoluciones Nº 05732-5-2003, 00701-4-2000 y 01932-5-2004.

Nuestro ordenamiento tributario distingue el tratamiento correspondiente a los diversos conceptos que afectan el resultado tributario de los contribuyentes, como los costos, gastos y las pérdidas, por lo que deben ser tratados de manera diferenciada como se ha establecido en la Resolución Nº 01003-4-2006, según la cual, la deducibilidad de los costos y las pérdidas no se regulan por lo establecido en el artículo 37º de la Ley del Impuesto a la Renta. Sin perjuicio de ello, para determinar la deducibilidad de dichas pérdidas, igualmente se cumple con la causalidad en el presente caso.

La legislación estabilizada aplicable no regula de manera expresa el tratamiento de los resultados provenientes de Instrumentos Financieros Derivados, por lo que éste debe definirse a partir de los principios generales para la determinación de la renta neta imponible, siendo así computables todos los ingresos y gastos que conforman la utilidad neta de la empresa, salvo que haya norma expresa que los excluya expresamente del ámbito de aplicación del impuesto.

Se debe tener presente que aunque la operatividad conlleve dos transacciones diferentes, a través de dichos instrumentos lo que realmente se asegura es el resultado del negocio cubierto, razón por la cual solo existe un negocio sujeto a imposición cuyo resultado no puede establecerse aisladamente, sino combinando los resultados de la transacción física con la liquidación del instrumento financiero, lo que además responde a la finalidad del contrato de cobertura, que busca en esencia fijar el precio de los bienes cubiertos, de tal manera que si el precio en el mercado físico es mayor se deja de ganar y si es menor, no se pierde. Este hecho económico complejo se materializa mediante el resultado de la venta del subyacente y el ajuste de dicho resultado como consecuencia de la liquidación del derivado.

Resulta aplicable el criterio establecido en la Resolución Nº 12352-3-2014, toda vez que el Instrumento Financiero Derivado es el mismo, por lo que no corresponde que la Administración recurra a la aplicación de las NIC 39 y FAS 133, superadas en diversos procedimientos por la misma Administración y el Tribunal Fiscal.

[Firma manuscrita]



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

Que la Administración señala que:

En las operaciones con instrumentos financieros derivados se puede identificar claramente dos relaciones jurídicas susceptibles de generar ingresos o indicar en el costo o valor de un bien, por lo que nuestra legislación ha optado indirectamente por regular separadamente al contrato derivado y al subyacente, debiendo cada operación liquidarse de manera individual para efectos impositivos. Según la legislación aplicable, la fuente se encontraba definida por el lugar en el que se realizaba el derivado, esto es, el lugar en el que se lleva a cabo el flujo de fondos en el caso de los swaps, lo cual fluye de los términos de cada contrato, y es independiente al lugar de celebración de éste y al domicilio de las partes que lo celebran, aunque aquéllos podrían coincidir y dar luces respecto del lugar de realización de la actividad contratada, así pues, en caso se pacte en el contrato que la realización del derivado se lleva a cabo en territorio nacional, se trataría de una renta de fuente peruana.

Los resultados positivos provenientes de la celebración de instrumentos financieros derivados realizados en mercados extranjeros, constituían renta gravada en el 2007 únicamente para los contribuyentes domiciliados, puesto que dichos resultados califican como renta de fuente extranjera, en tanto no encuadran en las reglas de fuente establecidas en el artículo 9º o en los supuestos señalados en el artículo 10º de la Ley del Impuesto a la Renta; así, siendo que los resultados positivos provenientes de la celebración de instrumentos financieros derivados realizados en el mercado extranjero constituyen rentas de fuente extranjera, los resultados negativos provenientes de las mismas operaciones sólo podrían devenir en pérdidas de fuente extranjera, en consecuencia, no era posible deducir dichas rentas contra rentas de fuente peruana en el periodo acotado, teniendo en cuenta lo dispuesto por el artículo 51º de la Ley del Impuesto a la Renta.

La recurrente no tenía ningún propósito de cobertura en la celebración del contrato derivado suscrito con siendo su única motivación cumplir con las condiciones y obtener ventajas derivadas de la operación de financiamiento, en ese sentido, no existían las condiciones necesarias para que la recurrente atribuyera los resultados a la protección de flujos futuros, por lo que la pérdida por US\$ 163 479 056,00 originadas en el contrato derivado (swap de petróleo) no son deducibles, al calificar como contratos sin fines de cobertura; y en el supuesto negado que si tuviera tales fines, no puede afectar la renta neta de fuente peruana en tanto generó pérdidas de fuente extranjera.

No existe relación de causalidad sino el cumplimiento de un acuerdo entre empresas, pues las partidas cubiertas son muy reducidas, el precio acordado evidenciaba una pérdida y un perjuicio en la recaudación, no se sustentó la cobertura dentro de los términos establecidos en las NIC 39 y FAS 133. Invoca la sentencia recaída en el Expediente CAS 2579-2010 LIMA, referida a otro contribuyente por gastos correspondientes a servicios de terceros por elaboración, traducción y envío de información consolidada a la oficina matriz de Alemania del grupo de empresas en América Latina.

Que de lo actuado se tiene lo siguiente:

Mediante el Anexo Nº 1 al Requerimiento Nº 0122110000842⁶, la Administración solicitó a la recurrente presentar diversa documentación e información a efecto de verificar la causalidad y/o necesidad de la pérdida de US\$ 163 479 055,51 originada por el instrumento financiero derivado suscrito, que afectó los resultados del ejercicio gravable 2007 (fojas 790 a 792).

En respuesta a lo solicitado, mediante escrito de fecha 23 de agosto de 2011 (fojas 728 a 740), la recurrente señaló que resultaba razonable la suscripción de contratos como condiciones del préstamo del

⁶ Notificado el 23 de junio de 2011, con arreglo a ley (foja 793).

5



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

en razón a que sus flujos futuros estaban expuestos a la volatilidad del precio del petróleo, no siendo extraña a su operatividad la contratación de instrumentos financieros derivados como herramienta para mitigar los riesgos de tal volatilidad como se puede verificar a través de la estadística internacional, adjuntando diversa documentación (fojas 105 a 727).

La Administración en el Anexo N° 1 al Resultado del Requerimiento N° 0122110000842 (fojas 742 a 783)⁷, señaló que la recurrente no sustentó documentariamente la necesidad de la suscripción del contrato derivado, asimismo que no sustentó con la documentación probatoria de fecha cierta porqué el precio pactado en el referido contrato, se realizó por montos menores a los de mercado, a pesar que debido a la crisis existente la tendencia era al alza. Agregó que según lo manifestado por la recurrente, la suscripción del contrato derivado se efectuó a exigencia del *ante* la eventualidad del no pago de las cuotas del préstamo, asumiendo el riesgo de la referida entidad crediticia, no siendo posible asociar dicho riesgo con la producción de petróleo; indica que dicha operación se realizó sin tener en consideración el activo subyacente, alcanzando el monto sujeto al derivado una proporción mínima respecto a la producción y venta de barriles de petróleo, por lo que no se justifica su necesidad, siendo que las pérdidas originadas por instrumentos financieros derivados deben cumplir con el principio de causalidad, por lo que no son aceptadas como una pérdida patrimonial, si dicha operación no es aceptada tributariamente para efectos del Impuesto a la Renta, por lo que concluyó que el instrumento financiero derivado reparado se realizó en el exterior y sus resultados calificaban como de fuente extranjera por lo que la deducción de la pérdida ascendente a US\$ 163 479 056,00 no se ajustaba a ley

Posteriormente, mediante Requerimiento N° 0122120001387 (fojas 102 y 103)⁸, emitido en virtud a lo dispuesto por el artículo 75° del Texto Único Ordenado del Código Tributario aprobado por Decreto Supremo N° 135-99-EF y modificado por Decreto Legislativo N° 953⁹, la Administración puso en conocimiento de la recurrente tal observación (fojas 99 a 102), habiendo presentado la recurrente el escrito de 27 de junio de 2012 (fojas 93 a 96) en el cual reiteró que la contratación de derivados tuvo como propósito el asegurar los flujos futuros de la venta de petróleo frente al riesgo de volatilidad en el precio de mercado, para asegurar el pago de los financiamientos a los que había accedido. Según se aprecia del Anexo N° 1 al Resultado del Requerimiento N° 0122110001387 (fojas 1 a 92)¹⁰, la Administración reiteró las conclusiones señaladas en el precitado Anexo N° 1 al Resultado del Requerimiento N° 0122110000842. Cabe precisar que tal como se aprecia del Punto I del Anexo N° 04 a la Resolución de Determinación N° 012-003-0031245 (fojas 4271 a 4309), la referida resolución recoge las conclusiones antes citadas, a efecto de fundamentar el reparo bajo análisis.

De acuerdo con lo previamente expuesto, es materia de controversia determinar si el reparo efectuado por la Administración a la pérdida proveniente del contrato de derivado se encuentra arreglado a ley.

En primer lugar, corresponde indicar que en el régimen del Impuesto a la Renta que estableció la recurrente (Decreto Legislativo N° 774 y su reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 122-96-EF, modificado por el Decreto Supremo N° 125-96-EF), no se encontraba regulado de forma expresa el

⁷ Notificado el 21 de junio de 2012, con arreglo a ley (foja 784).

⁸ Notificado el 21 de junio de 2012, con arreglo a ley (foja 104).

⁹ Según el cual, concluido el proceso de fiscalización o verificación, la Administración Tributaria emitirá la correspondiente Resolución de Determinación, Resolución de Multa u Orden de Pago, si fuera el caso; no obstante, previamente a la emisión de las citadas resoluciones, la Administración Tributaria podrá comunicar sus conclusiones a los contribuyentes, indicándoles expresamente las observaciones formuladas y, cuando corresponda, las infracciones que se les imputan, siempre que a su juicio la complejidad del caso tratado lo justifique. En estos casos, dentro del plazo que la Administración Tributaria establezca en dicha comunicación, el que no podrá ser menor a tres (3) días hábiles; el contribuyente o responsable podrá presentar por escrito sus observaciones a los cargos formulados, debidamente sustentadas, a efecto que la Administración Tributaria las considere, de ser el caso.

¹⁰ Notificado el 28 de junio de 2012, con arreglo a ley (foja 92).

6



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

tratamiento de las operaciones con instrumentos financieros derivados. Asimismo, se tiene que según lo dispuesto por el artículo 51º de la referida Ley del Impuesto a la Renta, los contribuyentes domiciliados en el país sumarán y compensarán entre sí los resultados que arrojen sus fuentes productoras de renta extranjera, y únicamente si de dichas operaciones resultara una renta neta, la misma se sumará a la renta neta de fuente peruana determinada de acuerdo con los Artículos 49º y 50º de dicha Ley; no computándose en ningún caso la pérdida neta total de fuente extranjera, la que no es compensable a fin de determinar el impuesto.

De manera previa, resulta pertinente analizar la figura de los instrumentos financieros derivados, tal como lo entiende la doctrina. Al respecto, Gabriel Gotlib indica lo siguiente: *"Un instrumento financiero derivado es un contrato financiero cuyo valor depende del valor de uno o más activos, tipos o índices subyacentes de referencia"*¹¹. Agrega más adelante, que *"el elemento subyacente es el punto de referencia para calcular el valor de un derivado y puede ser cualquier índice objetivamente valuable, tales como los tipos de interés, tipos de cambio de monedas extranjeras, índices bursátiles, precios de commodities o las cualidades de un crédito"*¹².

Asimismo, Gabriel Daga¹³ refiriéndose a los "productos derivados", indica que se denominan como tales *"(...) a una familia o conjunto de instrumentos financieros cuya principal característica es que están vinculados con un valor subyacente o de referencia. Añade que "éstos instrumentos surgieron para garantizar la cobertura ante fluctuaciones de precio en productos agroindustriales y cada vez más personas los usan como mecanismo de inversión o para cubrir riesgos económicos – financieros", precisando más adelante que "en definitiva, los derivados no son más que hipotéticas operaciones que se liquidan por diferencias entre el precio de mercado del subyacente y el precio pactado"*.

Con relación al riesgo cubierto por las operaciones de instrumentos financieros derivados, debe señalarse que en el desarrollo de sus actividades las organizaciones empresariales están sometidas a diferentes tipos de riesgos, los cuales pueden estar bajo su control o no, es por ello que deben desarrollar, como parte de su administración de riesgos, estrategias o procedimientos de control tendientes a evitar o reducir los costos que pueden afectar estos riesgos, siendo una de las estrategias más utilizadas para ello, realizar operaciones que se estructuran sobre la fuente de riesgo, a fin de evitar o reducir sus efectos, estas operaciones formalizadas dentro de un sistema económico son denominados instrumentos financieros derivados, los cuales *"(...) sirven para una variada gama de legítimas necesidades empresariales, entre otras: a) permiten reducir costos de financiación; b) la reducción de riesgos de oscilaciones de las tasas de interés y en las cotizaciones de monedas extranjeras, y c) proveen nuevas fuentes de financiación. De esta manera incrementan la eficiencia del mercado y su liquidez"*¹⁴.

Por su parte, Philippe Jonion refiriéndose a los riesgos que se busca administrar a través de dichos derivados, los define *"como la volatilidad de los flujos financieros no esperados, generalmente derivada del valor de los activos o los pasivos"*¹⁵, señalando el mismo autor que *"estos derivados brindan un*

¹¹ GOTLIB, Gabriel. Tratamiento Impositivo de Instrumentos Financieros Modernos.- En Tratado de Tributación. Política y economía tributaria - Director Vicente Oscar Díaz. Buenos Aires, 2004. Editorial Astrea, Tomo II, Volumen 1, Parte III, Capítulo III: El Impuesto a la Renta, acápite C), pág. 254.

¹² Loc.cit. En el mismo sentido, señala Alfonso De Lara Haro que un producto derivado se define como un instrumento cuyo valor depende o se "deriva" del valor de un bien o activo denominado subyacente, el cual puede ser alguna materia prima o mercadería, cuyo precio se cotee en los mercados internacionales (commodity), como el trigo, oro, petróleo, o en su caso un activo financiero (títulos accionarios, índices monedas) o un instrumento de deuda.- De Lara Haro, Alfonso. Productos Derivados Financieros: Instrumentos, Valuación y Cobertura de Riesgos.- México 2005. Editorial LIMUSA, pág. 11.

¹³ DAGA, Gabriel Alejandro.- Parte Primera, Capítulo Primero, pág. 36.

¹⁴ GOTLIB, Gabriel. Op. Cit., Tomo II, Volumen 1, Parte III, Capítulo III: El Impuesto a la Renta, acápite C), pág. 251.

¹⁵ JONION, Philippe. "Valor en riesgo". Méjico 2009. Editorial Limusa, pág. 23.

7
r y a f



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

mecanismo a través del cual las instituciones pueden cubrirse eficientemente contra los riesgos financieros. La cobertura de los riesgos financieros es similar a la adquisición de un seguro; proporciona protección contra los efectos adversos de las variables sobre las cuales no tienen control ni los agentes (negocios) ni los países”¹⁶.

Es así, como afirma John C. Hull¹⁷, que “Cuando un particular o una empresa, deciden utilizar los mercados de futuros para cubrir un riesgo, el objetivo es, normalmente, tomar una posición que neutralice el riesgo hasta donde sea posible. (...) si el precio del producto baja, el beneficio de la posición de futuros compensa la pérdida del resto de negocio de la empresa. Si el precio del producto sube, la pérdida en la posición de futuros es contrarrestada por los beneficios en el resto del negocio de la misma empresa”.

Como se puede observar, el motivo principal de contratar con derivados de cobertura, es gestionar los riesgos financieros a que está expuesta una determinada actividad económica, sujeta al mercado internacional, como consecuencia de los distintos cambios que se producen en la economía mundial, por ello las organizaciones empresariales al decidir realizar operaciones con derivados, con la finalidad de evitar o disminuir los efectos del riesgo a que están expuestas las operaciones de las partidas subyacentes, deberán tener definido el propósito del uso de los contratos de derivados, los cuales deben estar debidamente documentados.

De acuerdo con su finalidad, los contratos de derivados pueden ser clasificados como de protección de riesgos (cobertura), o de comercio (especulación); así, en el primer supuesto debe existir necesariamente un activo subyacente expuesto a un riesgo que se busca cubrir y en el segundo si bien existe como referencia el valor de un activo subyacente, su fin es el lucro a través de la especulación.

En cuanto a la finalidad del instrumento derivado de cobertura, Gabriel Gotlib señala que *“El fin buscado es la protección frente a oscilaciones no deseadas en la evolución del precio del activo subyacente, en el entendimiento de que – si tales fluctuaciones llegan a producirse-, podrían generar pérdidas patrimoniales”*, mientras que en el caso del instrumento derivado de especulación, indica que *“La contratación con fines especulativos se realiza basada en los pronósticos o especulaciones racionales realizados, con la motivación de obtener un beneficio anticipándose a la evolución de las condiciones del mercado”¹⁸.*

En cuanto a la finalidad de la especulación, Gabriel Daga sostiene que *“estas operaciones se realizan con la única finalidad de obtener ganancias, ya sea a la finalización de la operación o con la negociación del instrumento”*. Asimismo, indica que *“(...) la especulación es la contraposición de la cobertura, por lo cual, si se ha tomado una posición firme de contado sin adoptar una postura de cobertura, también se está especulando con el mercado. Debe considerarse que la contrapartida negociadora de un especulador es, en numerosas ocasiones, alguien que realiza una operación de cobertura”¹⁹.*

En cambio, tratándose del instrumento financiero derivado de cobertura (“hedge”), tal como se ha indicado, su finalidad es reducir o eliminar el riesgo que proviene de la fluctuación del precio del activo subyacente, en otras palabras, su objetivo es distribuir el riesgo que resulta de movimientos inesperados en el precio del subyacente entre los participantes que quieren disminuirlo y aquellos que deseen asumirlo²⁰.

¹⁶ Ibidem, pág. 28.

¹⁷ HULL, John C. Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones. 2002, Cuarta edición en español impreso en España por Lavel, S.A., Capítulo 4 - Estrategias de cobertura con contratos de futuros, pág. 84.

¹⁸ GOTLIB, Gabriel.- Op. cit., pág. 257 y 258.

¹⁹ Ibidem.

²⁰ Ibidem, Parte Primera, Capítulo Primero, pág. 42.



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

De todo lo expuesto, se tiene que en una operación de cobertura se distinguen los siguientes elementos:

- La partida a ser cubierta o también denominada “subyacente cobeturado”, el cual puede ser una materia prima o mercadería (mundialmente llamadas commodities) o un activo financiero (índices bursátiles, divisas, tipos de interés, bonos, hipotecas, securities)²¹.
- El instrumento financiero de cobertura, el cual se deriva del valor del subyacente, denominado “derivado”.
- El riesgo a ser cubierto, es decir la volatilidad del precio internacional de materia prima o mercadería (commodity), del tipo de cambio, de intereses, entre otros.

En tal sentido, en el caso de los contratos derivados con fines de cobertura existe una fuerte vinculación entre la operación de derivado y la operación subyacente, en tanto el primero tiene por objeto proteger los resultados que pudieran obtenerse en el segundo. Se tiene así que la operación de cobertura y la operación subyacente pueden verse como dos manifestaciones económicas intrínsecamente ligadas, que juntas constituyen un solo hecho económico complejo, siendo por tanto el resultado final de la cobertura el que debe ser considerado como sujeto a imposición.

Tal como señala Manini²² *“Las diversas circunstancias de orden económico de los contratos derivados evidencian la íntima relación que estos tienen con las operaciones o situaciones subyacentes sobre las cuales son estructurados; [es así] que no se puede concebir a unos sin otros a efectos de realizar un adecuado análisis tributario”*. Agrega dicho autor que *“(…) reconocemos en la operación o situación subyacente (ya existente o por existir) y en la operación derivada una relación económica compleja que podrá constituir una “relación económica de cobertura”, siendo su resultado final un “hecho económico complejo”*.

Dentro de los tipos de Contratos de Derivados, encontramos a los Swaps o también denominados Contratos de Permuta Financiera, que de acuerdo con Manini²³ se produce cuando dos entidades (llamadas contrapartes) a través de un intermediario (generalmente un banco), llegan a un acuerdo para intercambiar periódicamente flujos financieros, durante un lapso preestablecido y de acuerdo a una regla de cálculo previamente definida por el intermediario. Considera que la base de cálculo para el referido intercambio de flujos, es una cifra igual o equivalente para ambas partes llamada “nacional”, la cual adicionalmente debe coincidir respecto al tiempo.

Por lo tanto, y según el criterio seguido por este Tribunal en la Resolución N° 04335-9-2014 se puede concluir que la operación de cobertura (mercado de derivados) constituye, conjuntamente con la operación de subyacente (mercado al contado o spot), la materia imponible, en tanto el resultado esperado como consecuencia del desarrollo de este último, se verá complementado con los resultados del primero; esto es, el resultado esperado se obtendrá no solo de la liquidación del mercado al contado por la operación del subyacente, sino también de la liquidación del mercado de derivados. Lo expuesto, permite afirmar que la contratación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura pretende cubrir los riesgos a que se enfrentan las actividades empresariales y por lo tanto, dentro de la hipótesis de incidencia del elemento objetivo de la Ley del Impuesto a la Renta, aplicable al caso de autos, se relaciona con la obtención de renta gravada y el mantenimiento de la fuente productora, de lo que se puede concluir que la renta gravada proveniente del resultado de la utilización de tales instrumentos es generada por la propia empresa en el desarrollo de su actividad.

²¹ Ibidem, Parte Primera, Capítulo Primero, pág. 40.

²² MANINI Chung, Jorge, Op Cit., pág. 92.

²³ Ibidem, pág. 21 y 22.

9



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

En el presente caso, de la documentación que obra en el expediente se aprecia que la recurrente a fin de sustentar las operaciones con derivados, presentó la siguiente información:

- Copia de un escrito remitido por el [redacted] con fecha 18 de diciembre del 2002 (fojas 634 a 642), en el cual manifiesta haber tomado conocimiento de la intención de la recurrente de tomar un préstamo por la suma de US\$ 75 000 000,00, sujeto a una serie de condiciones²⁴, entre las cuales se señala que la recurrente deberá participar en la transacción de un commodity swap de acuerdo con los términos adjuntos en el Anexo de dicho contrato, estableciéndose en el mencionado anexo denominado "Transacción commodity swap – Resumen de términos y condiciones", quiénes son las partes que realizarán la negociación, la cantidad teórica por periodo de cálculo, fecha de cambio, fecha efectiva, fecha de cierre, periodo de cálculo, precio fijo por barril y quién realizará el pago, pagador del precio flotante, precio de referencia del commodity, terminación temprana del contrato, entre otros. Por su parte, el [redacted] otorgará un préstamo de US\$ 75 000 000,00, sujeto a la transacción de Commodity Swap con un precio fijo igual o mayor a US\$ 20,00 por barril. El prestamista tendrá derecho después de 36 meses desde la fecha de desembolso y hasta 6 meses antes de la fecha de vencimiento del préstamo a extender dicho préstamo en la suma de US\$ 40 000 000,00, por un plazo adicional de 12 meses a ser desembolsado a la empresa en la fecha de vencimiento del préstamo principal y las operaciones por la transacción del commodity swap por una cantidad de 152 833 barriles de WTI²⁵.
- Copia de las sesiones de Directorio de fechas 20 de enero y 28 de febrero del 2003 (fojas 615 a 619), en las que se observa el acuerdo tomado sobre la celebración del Contrato de préstamo con el [redacted] por la suma de US\$ 75 000 000,00; así como la aceptación de la exigencia de dicha entidad de garantizar la cuota préstamo con un contrato de cobertura bajo los lineamientos del modelo del Contrato ISDA²⁶, sometiendo una parte de su producción, de modo tal que los flujos de la cobertura de precios más la venta del crudo subyacente cubran las cuotas a pagar.
- Copia del Contrato Maestro - ISDA celebrado entre la recurrente [redacted] de fecha 21 de marzo del 2003 (fojas 423 a 461), en el que se aprecia las condiciones generales de un contrato de cobertura. Asimismo, obra en el expediente copia del Contrato de agencia de cálculo celebrado entre la recurrente [redacted] (fojas 347 a 359), en el que se nombra a este último como agente de cálculo de los resultados originados por la celebración del Contrato ISDA.
- Copia de la Confirmación del Commodity Swap remitida [redacted] el 21 de marzo del 2003 (fojas 333 a 339), en la que se precisa que complementa y está sujeta al Contrato Maestro ISDA. En dicha confirmación se establece lo siguiente:
 - Fecha de intercambio: 21 de marzo del 2003.
 - Fecha efectiva: 1 de marzo del 2004.
 - Fecha de término: 30 de setiembre del 2007.
 - Commodity: OIL-WTI-NYMEX²⁷.
 - Cantidad Nocional total: 4 300 000 barriles.
 - Cantidad Nocional por periodo de cálculo: 100 000 barriles.
 - Periodo de cálculo: Cada mes calendario consecutivo.
 - Fecha de pago: El siguiente quinto día laborable después a la fecha de precio durante dicho periodo de cálculo.
 - Pagador precio fijo:

²⁴ De acuerdo con la Hoja Resumen de términos del préstamo anexo al escrito (fojas 625 a 633).

²⁵ West Texas Intermediate.

²⁶ International Swaps and Derivatives Association (Asociación Internacional de Swaps y Derivados)

²⁷ New York Mercantile Exchange (Bolsa Mercantil de Nueva York).

[Handwritten signatures]



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

- Precio fijo: US\$ 22,75 por barril.
- Pagador precio flotante: Contraparte.
- Agente de cálculo:

Cabe indicar que el _____ dirigió una carta de 3 de diciembre de 2004 (fojas 215 a 252), en la que alude a la novación de la transacción antigua de intercambio de bienes de consumo (swaption) celebrada entre dicha empresa y la recurrente de acuerdo con el contrato ISDA²⁸, por la nueva transacción celebrada entre la recurrente _____, por operaciones de instrumentos financieros derivados, y precisa que no asume ninguna responsabilidad por la nueva transacción elaborada en las mismas condiciones de la confirmación²⁹ de la antigua transacción, comprendida por los siguientes elementos:

- Tipo de transacción: Intercambio de bienes de consumo.
 - Fecha de vigencia: 1 de octubre del 2007.
 - Fecha de término: 30 de setiembre del 2008.
 - Bien de consumo: OIL-WTI-NYMEX.
 - Cantidad Nocial total: 1 840 236 barriles.
 - Cantidad teórica por periodo de cálculo: 153 353 barriles.
 - Periodo de cálculo: Cada mes calendario consecutivo.
 - Fecha de pago: El siguiente quinto día laborable después a la fecha de precio durante dicho periodo de cálculo.
 - Redondeo de cálculo: a dos decimales.
 - Agente de cálculo: (
 - Pagador precio fijo:
 - Precio fijo: US\$ 22,75 por barril.
 - Pagador flotante: La recurrente.
- Copia del Balance de Comprobación correspondiente al ejercicio 2007 (foja 2988), donde se observa la contabilización de la pérdida en la Cuenta contable 8388 01 - _____ (De acuerdo con el Plan Contable General Revisado correspondería a la Cuenta 702 - Ventas) por la suma de US\$ 163 479 055,51 atribuida al Lote 1AB.
 - Copia de las Liquidaciones efectuadas por Barclays en virtud al Contrato de Derivado de Swap de los periodos de liquidación de enero a noviembre del 2007 y por el periodo de octubre 2007 a setiembre 2008 (fojas 170 a 181), de las que se aprecia que la recurrente tuvo que reconocer diferenciales a favor _____ debido a que el precio de petróleo por barril el cierre de cada mes resultó mayor que al precio estipulado en el derivado: US\$ 22,75 por barril. La sumatoria de dichas liquidaciones ascendió al importe de US\$ 163 479 955,51.
 - Copia del Informe de Auditoría del ejercicio 2007 comparativo con el ejercicio 2006, emitido por Pricewaterhouse Coopers (foja 3755), en el que se da cuenta que la recurrente el 21 de marzo del 2003, obtuvo un préstamo de la entidad financiera denominada CSFB, por la suma de US\$ 75 000 000,00 y que según indica fue cancelado en octubre del 2007. En el mismo Informe también se precisa que el 6 de abril del 2006, se realizó el desembolso por la suma de US\$ 40 000 000,00,

²⁸ Copia del Contrato Maestro - ISDA celebrado entre la recurrente y _____ de fecha 21 de marzo del 2003 (fojas 314 a 332), en donde se aprecia las condiciones generales de un contrato de cobertura.

²⁹ Según consta en la copia de la Confirmación del Commodity Swaption remitida por _____ a la recurrente (fojas 253 a 260), en donde se precisa que ésta ha sido elaborada de acuerdo con lo dispuesto en el Contrato Maestro ISDA.

11



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

correspondiente a la extensión contemplada en el acuerdo de financiamiento suscrito el 31 de marzo del 2003, el cual según se indica fue pre cancelado el 28 de diciembre 2007.

En la Nota Nº 20 de dicho Informe de Auditoría denominada Contratos de Cobertura (foja 3747), se indica que la recurrente obtuvo en el ejercicio 2007, pérdidas a razón de US\$ 39,1 millones de dólares, por la suscripción de un Contrato de Derivado por cobertura de precios de petróleo en la modalidad de Swap como garantía otorgada a la entidad Financiera CSFB para la entrega de un préstamo US\$ 75 000 000,00, en el que se negociaban mensualmente 100 000 barriles de petróleo cuya vigencia duró hasta el periodo de setiembre del 2007. De igual manera, se mencionó que por el préstamo adicional de US\$ 40 millones de dólares, la recurrente como garantía coberturó el precio del petróleo por el periodo de octubre 2007 a setiembre 2008, por una cantidad mensual de 153 353 barriles de petróleo, por la cual obtuvo una pérdida de US\$ 31,1 millones de dólares, siendo que el 26 de diciembre del 2007 al pre cancelar el citado préstamo adicional, debía cumplir con pre cancelar también el contrato de cobertura, lo que le originó una pérdida de US\$ 93,3 millones de dólares, importes que según se señala se cargaron a resultados.

- Copia del Informe de la Memoria Anual 2007 de la recurrente (fojas 3733 y 3734), en el que se deja constancia que los préstamos por la suma de US\$ 75 000 000,00 y US\$ 40 000 000,00, otorgados por fueron cancelados. Con relación al préstamo adicional, se mencionó que éste conjuntamente con el pre pago del contrato de cobertura fueron cancelados en el mes de diciembre del 2007, con el préstamo sindicado en el que participaron 10 entidades financieras incluida el Standard Bank.
- Detalle por día del precio del petróleo de enero a diciembre del ejercicio 2007 (fojas 716 a 720), en el que se observa la variabilidad del precio por día y que en función a ello se determina el precio promedio mensual para la liquidación del derivado a fin de mes; así se verifica al constatar dicho precio con el aplicado en las liquidaciones mencionadas, a excepción de la liquidación efectuada al 26 de diciembre del 2007, fecha en que se cancela el préstamo adicional conjuntamente con el contrato de derivado, en el que se aplica el promedio a dicha fecha³⁰.
- Copia de un documento emitido por el área administrativa y de finanzas de la recurrente de fecha 12 de noviembre del 2010, relacionado a un resumen de la evaluación que en su oportunidad se realizó, respecto del análisis de riesgo para la suscripción del instrumento financiero derivado con (fojas 182 a 184), en el que se señala que el contrato de cobertura se llevó a cabo sobre un 13% de los estimados de producción futura sobre la base del "Informe Crude Oil Reserve Audit Certification Lote 1-AB", emitido por en agosto de 2002. En dicho documento, se menciona también que las condiciones de mercado estaban mostrando un escenario hacia la baja en la curva de futuros, precisando que entre el momento de la aprobación del Directorio para la suscripción del contrato de derivado con fines de cobertura y de la implementación del contrato, el precio del WTI cayó aproximadamente en US\$ 10,00 el barril, manteniéndose una expectativa de tendencia a la baja en el mercado.

De lo expuesto se puede apreciar que la recurrente obtuvo un préstamo de la entidad bancaria en el ejercicio 2003, lo cual no ha sido cuestionado por la Administración, y que a razón de dicho préstamo se vio obligada a la contratación de un instrumento financiero derivado bajo la modalidad de Swap a fin de garantizar el pago de la cuota mensual al prestamista. Es así que el 21 de marzo del 2003, la recurrente suscribió el contrato de derivado con la empresa a fin de cumplir con el compromiso

³⁰ Cabe precisar que la recurrente adjuntó a su escrito de respuesta al Requerimiento Nº 0122110000842 (foja 727) un cuadro denominado "Swap - 100 000 Bls, precio fijo US\$ 22,75", en el que se observa que el diferencial de US\$ 103 681 458,00, es el resultado de comparar la cantidad notional que al 26 de diciembre del 2007, se encontraba pendiente por 1 533 530 barriles por la diferencia de precios obtenida del precio de liquidación menos el precio fijo.



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

del pago de las cuotas antes mencionadas, coberturando el precio del petróleo (OIL WTI), por una cantidad nominal de 4 300 000 por el periodo de vigencia de marzo 2004 a setiembre 2007 a razón de 100 000 barriles mensuales y una cantidad nominal de 1 840 236 barriles a partir de octubre 2007 hasta setiembre 2008 a razón 153 353, como consecuencia de la extensión del contrato de cobertura relacionada a la extensión del préstamo por el importe de US\$ 40 000 000,00, el que fue cancelado el 26 de diciembre del 2007.

De acuerdo con el documento emitido por el área de administrativa y de finanzas de la recurrente, las cantidades nominales de 4 300 000 y 1 840 236 barriles de petróleo ascenderían a un porcentaje del 13% de la producción estimada, el cual fue calculado en función a las estimaciones de producción futura de petróleo contenidas en la carta de certificación de declaración de reservas probadas, desarrolladas y el total del resumen de los flujos de efectivo probados del Lote 1AB, emitido por la empresa

en agosto del 2002 (fojas 185 a 199), de la cual se aprecia asimismo que como resultado de la auditoría llevada a cabo en los yacimientos ubicados en el Lote 1AB en vigencia al 30 de junio del 2002, se determinó que el total de reservas probadas ascendería a 51 494³¹ Mbbl, la canasta de precios del petróleo de US\$ 22,66/bbl fue evaluada para la misma fecha y extendida constantemente a través del periodo de producción y que del flujo de caja de las reservas probadas desarrolladas de una cantidad de 88 895 Mbbl se obtendría un ingreso bruto de US\$ 1 739 681 000,00.

Respecto al precio acordado, en la Confirmación del Swap Commodity (fojas 215 a 219 y 333 a 339), se determinó el importe de US\$ 22,75 por barril, que al aplicarlo a los 100 000 y 153 353 barriles arroja los importes de US\$ 2 275 000,00 y US\$ 3 488 781,00, que debía obtener como mínimo la recurrente a efecto de asegurar el pago de las cuotas del préstamo inicial (US\$ 75 000 000,00) y la extensión del préstamo a US\$ 40 000 000,00, respectivamente.

La recurrente para sustentar las cuotas de los préstamos, presentó copia de los asientos contables (fojas 148 a 168), en los que se refleja el pago de dichas cuotas por los meses de enero a setiembre por la suma mensual de US\$ 2 029 397,00 y de octubre a noviembre del mismo año por el importe de US\$ 3 488 791,00, así como también el pago del resultado de las liquidaciones del derivado cuya suma total de enero a diciembre del 2007 ascendió a US\$ 163 479 055,61, monto materia de observación.

Como puede advertirse, los flujos que la recurrente esperaba recibir como mínimo para pagar su deuda y por el cual suscribió un contrato de derivado en función de una parte de su producción (aproximadamente 13% de las reservas probadas), resultan ser montos aproximados a las cuotas que debía pagar en forma mensual a su acreedor, los cuales se realizaban en función al cumplimiento del pago de su pasivo.

Con respecto al precio pactado por la recurrente, debe señalarse que si bien de la documentación que obra en el expediente no se evidencia la determinación de dicho precio, de acuerdo con un documento emitido por la División de Recursos Naturales e Infraestructura de , denominado la Volatilidad de los Precios del Petróleo y su impacto en América Latina³², se observa que el precio del petróleo por barril en el mercado internacional oscilaba en un rango de US\$ 20,00 a US\$ 25,00 en el periodo de los años 2002 y 2003; lo que permite afirmar que el precio pactado (US\$ 22,75) se encontraba dentro del precio que oscilaba en el mercado internacional, tal como lo señala la recurrente y que también se evidencia en la carta de certificación de declaración de reservas probadas, desarrolladas y el total del resumen de los flujos de efectivo probados emitida por en agosto del 2002, al señalarse que la canasta de precio del petróleo oscila en US\$ 22,66 por barril. Asimismo, en el documento antes

³¹ Se precisa que las reservas probables y posibles han sido asignadas a las extensiones de las probadas las que serán desarrolladas dentro de los términos y vigencia del contrato.

³² Elaborado por Sánchez – Albavera, Fernando y Alejandro Vargas. Publicación de las Naciones Unidas 2005, pág. 21. - www.cepal.org/es/publicaciones/6291-la-volatilidad-precios-petroleo-su-impacto-america-latina



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

referido³³, se ha indicado que el petróleo es un producto básico cuyos precios presentan volatilidad, pues las fluctuaciones de éstos se pueden ver afectadas por una gran cantidad de factores, algunos previsibles como es el nivel de reservas probadas, la capacidad de explotación y el nivel esperado de la demanda y otros no previsibles, como es el caso de acontecimientos geopolíticos que podrían alterar abruptamente las predicciones.

De lo expuesto se tiene que la recurrente al suscribir un contrato de derivado coberturó el precio del petróleo de una parte de su producción, pues dicho precio resultaba vulnerable a cualquier acontecimiento externo, es decir fuera del control de la empresa, lo que resulta razonable, pues pretendía asegurar la disponibilidad de fondos que le permitiera cumplir con el compromiso de la amortización de su pasivo, cuyo origen y su destino, como se indicó anteriormente, no fueron objeto de observación por parte de la Administración. Así se tiene que la actividad expuesta a riesgos como lo es la venta de petróleo, se encontraba ubicada en territorio nacional, habiendo sido cubiertos tales riesgos con el contrato derivado suscrito por la recurrente, materia de análisis, por lo que las pérdidas provenientes del referido instrumento financiero derivado del tipo swap, no califican como pérdidas de fuente extranjera como pretende la Administración, encontrándose vinculadas con la generación de renta y el mantenimiento de su fuente productora, cumpliendo así con el principio de causalidad, por lo que califican como deducibles a efectos de la determinación del Impuesto a la Renta. En tal sentido, corresponde revocar la apelada en este extremo.

Cabe agregar que según ha señalado este Tribunal en la Resolución N° 12352-3-2014, en lo que respecta al mismo reparo efectuado a la recurrente por Impuesto a la Renta del ejercicio 2006, que el hecho que existiera una obligación contractual en virtud a la cual se exigiera a la recurrente, la contratación de un Instrumento Financiero Derivado no desvirtúa sus fines de cobertura, ni permite inferir ni concluir que se trataba de un contrato de derivados que si bien fue celebrado por la recurrente, se encontraría vinculado con la actividad desarrollada por y que en consecuencia la relación de causalidad entre la pérdida y el mantenimiento de la fuente, se produciría, en todo caso, respecto de esta última, no debiendo confundirse la motivación para la contratación del derivado, que podría estar constituida por la intención de obtener como precio de venta, un valor que estuviera protegido de las fluctuaciones de los precios del commodity que se comercializaba, en cuyo caso se estaría frente a un derivado de protección de riesgos o de cobertura (a diferencia por ejemplo de aquél que persigue un objetivo de lucro a través de la especulación); con el motivo por el cual se deseaba reducir o eliminar el riesgo derivado de la fluctuación del precio del subyacente; el cual incidentalmente en este caso particular, correspondía al condicionamiento de un préstamo por un tercero; siendo que en rigor, existiendo o no dicha obligación contractual con para propósito de viabilizar el mutuo, resultaba razonable la cobertura en el nivel de precios para asegurar un nivel de liquidez, que permitiera cumplir con las obligaciones asumidas en el giro normal del negocio, entre ellas, con la citada entidad financiera.

Asimismo, resulta pertinente indicar que según ha señalado este Tribunal en la Resolución N° 15083-8-2013, criterio que ha sido recogido igualmente en las Resoluciones N° 04335-9-2014 y 14207-10-2014 "(...) es pertinente recurrir a las normas contables cuando en la interpretación y aplicación de una norma tributaria surgiera una institución propia de la ciencia contable, como es el tema del principio de devengado, lo cual no ocurre en el caso de autos ya que las transacciones bajo análisis corresponderían a IFD, que constituyen parte de la ciencia financiera (...)". En tal sentido, teniendo en cuenta el criterio antes citado, carece de fundamento los argumentos expuestos y la jurisprudencia señalada por la Administración en su escrito ampliatorio de fecha 3 de enero de 2014 respecto a la aplicación de las NIC o FAS a efecto de determinar la deducción o no de las pérdidas provenientes de un instrumento financiero derivado.

³³ Idem. pág. 14.

2 4 1 9



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

Atribución del costo de existencias – Regalías

Que la recurrente sostiene lo siguiente:

La legislación específica aplicable a los contratistas con contratos de licencia contiene reglas especiales (artículos 45º y 48º de la Ley General de Hidrocarburos) que señalan de manera expresa que la regalía debe considerarse como gasto, y que lo dispuesto por dicha norma especial tiene efectos para la determinación de su impuesto a la renta, no siendo lógico tratar como costo a la regalía.

Antes de verificar si el tratamiento de la regalía petrolera es el de un costo o un gasto para la determinación del Impuesto a la Renta, recurriendo para ello a la aplicación supletoria de normas contables, primero corresponde revisar lo previsto por las normas específicas de la materia que regulan el tratamiento aplicable y que se encuentran recogidas en la Ley General de Hidrocarburos.

La Ley Órgánica de Hidrocarburos establece claramente que la regalía es considerada como gasto, lo cual no admite otra interpretación. Cita diversos pronunciamientos de este Tribunal emitidos al respecto, entre ellos las Resoluciones N° 21908-4-2011 y 04935-9-2014.

Que la Administración señala que:

Entre los términos gasto y costo existe una distinción de orden conceptual, en la que debe encajar cualquier erogación a fin de determinar el momento de su aplicación a la determinación del Impuesto a la Renta, debiéndose entender que cuando el artículo 45º de la Ley General de Hidrocarburos se refiere a gasto, lo hace en un sentido lato o general, toda vez que no precisa si se trata de un gasto que afecta a resultados o no, siendo entonces necesario analizar la naturaleza de la regalía a efecto de distinguir si ésta es un costo de producción al que se refiere el artículo 20º de la Ley del Impuesto a la Renta, o un gasto al que se refiere el artículo 37º de dicha ley, pues tal distinción dependerá de su naturaleza y no de su denominación.

Según lo dispuesto por la NIC 2 - Existencias, a la que se debe recurrir en el presente caso, de acuerdo con lo dispuesto en la Norma IX del Título Preliminar del Código Tributario, se puede afirmar que para el reconocimiento de los costos, se requiere la relación directa de los mismos con los bienes producidos, además que el costo sea determinado en forma confiable, esto es, que sea posible de ser medido al momento de la producción; así, estando el pago de la regalía condicionado a la transferencia de la propiedad de la producción, en mérito al contrato de licencia firmado con el Estado, dicha regalía califica como un costo indirecto de producción o extracción.

Las regalías pagadas, por su naturaleza intrínseca deben formar parte del costo de producción en forma proporcional, la sentencia recaída en el Expediente N° 01043-2013-PA/TC define la naturaleza de la regalía minera, normalmente incorporada al costo de producción; los gastos denominados gramaticalmente regalías corresponden a costos de extracción o costos directamente relacionados con las unidades producidas, los que deben diferenciarse por su naturaleza intrínseca, basándose en su real naturaleza. En las Resoluciones N° 10084-4-2007, 08049-3-2010 y 01627-1-2012, se ha definido el concepto de costo de producción, así como la diferencia entre gastos corrientes o costos de existencias (Resolución N° 00898-4-2008).

La NIC 2 resulta aplicable al presente caso y supletoriamente los l materializados en las debiendo considerarse la precisión contenida en la Primera Disposición Final del Decreto Supremo N° 134-2004-EF.

[Firmas manuscritas] 15 *[Firma]*



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

Que de lo actuado se tiene que:

Mediante el punto 23 del Anexo Nº 1 al Requerimiento Nº 0122110000838 (foja 2928)³⁴, la Administración requirió a la recurrente la sustentación de la "Valuación de Stock de Petróleo (Financiera – Tributario)", a través del análisis de la determinación del stock inicial y final del ejercicio 2006, Libro de Inventarios y Balances, indicar el método de valuación utilizado, documentación sustentatoria original y fehaciente que acredite el Valor de Mercado y Costo Promedio, los mismos que fueron deducidos en la declaración jurada Anual del Impuesto a la Renta del ejercicio 2006, debiendo acreditarse la información solicitada con su sistema de contabilidad costos.

En el punto 23 del escrito de respuesta al referido requerimiento de 8 de julio de 2011 (fojas 2897 y 2898), la recurrente sostuvo que la determinación del stock inicial y final del ejercicio 2007 se entregó como respuesta al Requerimiento Nº 0121110000017, habiéndose utilizado como método de valuación el del Valor Neto de Realización.

En el Anexo Nº 1 al Resultado del Requerimiento Nº 0122110000838 (fojas 2908 a 2918)³⁵, la Administración señaló que la recurrente consideró como gasto el concepto de regalías que debe formar parte del costo de producción al formar parte, a su vez, del costo de extracción, indicando que dado que la naturaleza de la regalía es el de una contraprestación al Estado por la extracción de hidrocarburos fiscalizados y que dicho pago forma parte del costo de producción, al constituir una erogación necesaria para la extracción de los hidrocarburos que comercializa el contribuyente y puede beneficiar a períodos futuros. Por tal motivo, observó los desembolsos contabilizados como gasto por pago de regalía, en forma proporcional a la existencia de crudo de petróleo al 31/12/2007, por la extracción de hidrocarburos producidos en el área del contrato y medidos en un punto de fiscalización de la producción, por un total de US\$ 14 330 559,00 conformados por el Lote 1AB por US\$ 12 598 587,00 según los Anexos Nº 2 y 2.1 (fojas 2906 y 2907) y por el Lote 8 por US\$ 1 731 972,00 según Anexos Nº 3 y 3.1 (fojas 2904 y 2905).

Posteriormente, en virtud a lo dispuesto por el citado artículo 75º del Código Tributario, la Administración a través del Anexo Nº 1 del Requerimiento Nº 0122120001387 (fojas 99 a 102), puso en conocimiento de la recurrente dicha observación, siendo que en respuesta al citado requerimiento, la recurrente señaló en su escrito de 27 de junio de 2012 que reiteraba lo señalado, en el sentido que de la propia Ley General de Hidrocarburos, corresponde que la erogación por concepto de regalías sea tratada como gasto (fojas 93 y 94), siendo que la Administración mantuvo la observación efectuada según se aprecia en el Anexo Nº 1 al resultado del citado requerimiento (fojas 83 y 92).

De lo antes expuesto se tiene que es materia de controversia determinar si el pago de regalías observados por la Administración corresponde a un costo de producción o a un gasto como consideró la recurrente.

Según se aprecia del Anexo Nº 1 al Resultado del Requerimiento Nº 0122110000838 (fojas 2908 a 2918), así como del Punto II del Anexo Nº 04 a la Resolución de Determinación Nº 012-003-0031245 (fojas 4253 a 4270), la Administración señaló que las regalías debieron formar parte del costo de producción al formar a su vez parte del costo de extracción, debido a que la naturaleza de la regalía es el de una contraprestación al Estado por la extracción de hidrocarburos fiscalizados, según lo establecido en la Ley General de Hidrocarburos, por lo que dicho pago debe formar parte del costo de producción, al constituir una erogación necesaria para la extracción de los hidrocarburos que comercializa la recurrente, y que puede beneficiar a periodos futuros.

³⁴ Notificado el 23 de junio de 2011, con arreglo a ley (foja 2934).

³⁵ Notificado el 20 de junio de 2012, con arreglo a ley (foja 2926).



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

Al respecto, tal como se ha señalado en las Resoluciones Nº 04335-9-2014 y 14207-10-2014, del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos - Lote 8, suscrito el 22 de julio de 1996 entre

se observa en el Punto 8.1 de la Cláusula Octava, que la recurrente se obligaba a pagar una regalía en efectivo en función de los "hidrocarburos fiscalizados" provenientes del área del contrato valorizados en el "punto de fiscalización de la producción"; asimismo del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1-AB, suscrito el 1 de junio de 2001 entre con la intervención de y el Banco Central de Reserva del Perú, se advierte en el punto 8.1 de su Cláusula Octava que la recurrente se obliga a pagar la regalía en efectivo, en base a los "hidrocarburos fiscalizados", valorizados en uno o más puntos de fiscalización de la producción³⁶.

Según lo establecido por el artículo 45º de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, modificada por la Ley Nº 27377³⁷, los contratistas pagarán la regalía por cada contrato de licencia en función de la "producción fiscalizada de hidrocarburos" provenientes del área de dicho contrato. En este caso, el contratista pagará al Estado la regalía en efectivo, de acuerdo con los mecanismos de valorización y de pago que se establecerán en cada contrato, teniendo en cuenta que los hidrocarburos líquidos serán valorizados sobre la base de precios internacionales y el gas natural sobre la base de precios de venta en el mercado nacional o de exportación, según sea el caso; indicando finalmente dicho artículo, que la regalía será considerada como gasto.

El artículo 2º del Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros, aprobado por Decreto Supremo Nº 049-93-EM, señala que la "producción fiscalizada de hidrocarburos", tanto en los contratos de licencia como en los contratos de servicios, será determinada en uno o más puntos de fiscalización según lo acuerden las partes en cada contrato³⁸.

El artículo 14º del precitado reglamento indica que el pago de la regalía dará lugar a la emisión por parte de del certificado correspondiente a nombre del contratista, para efecto de la deducción que debe efectuar éste en la determinación de su Impuesto a la Renta.

De lo expuesto, se tiene que la Ley Orgánica de Hidrocarburos considera expresamente que el monto pagado por concepto de regalías constituye gasto deducible a efecto de la determinación del Impuesto a la Renta, el cual, sin perjuicio del análisis contable que corresponda a dicho concepto, tendrá una incidencia en el resultado tributario en el ejercicio en que dichas regalías se pagan, tal como ha señalado este Tribunal en las citadas Resoluciones Nº 04335-9-2014 y 14207-10-2014, en consecuencia, el presente reparo no se encuentra arreglado a ley, por lo que debe dejarse sin efecto, correspondiendo revocar la apelada en dicho extremo.

Finalmente, cabe señalar que no son de aplicación al presente caso los criterios establecidos en las Resoluciones del Tribunal Fiscal Nº 10084-4-2007, 08049-3-2010, 01627-1-2012 y 008098-4-2008 a las que hace referencia la Administración en su escrito de fojas 4795 a 4813, en tanto que la regalía se encuentra claramente establecida como un gasto deducible para efectos de la determinación del Impuesto a la Renta en el artículo 45º de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, no existiendo la necesidad de determinar lo que se debe entender por costo a tales efectos, como se presentaba en los casos

³⁶ Contratos que obran en autos (fojas 3136 a 3326).

³⁷ Publicada el 7 de diciembre de 2000.

³⁸ Para el Lote 8 según el Contrato de Licencia para la explotación del mencionado lote, el punto de fiscalización de la producción está en la Estación Nº 1 del Oleoducto I y en otro lugar que acuerden las partes. Para el Lote 1-AB, de acuerdo con el Contrato de Licencia de Explotación del indicado lote, el punto de fiscalización de la producción se encuentra en la Estación de Andoas.



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

citados, no existiendo tampoco la necesidad de recurrir a la aplicación supletoria de principio contable alguno para identificar la naturaleza de dichos desembolsos como pretende la Administración.

Donaciones

Que la recurrente sostiene lo siguiente:

La apelada ha incorporado nuevos argumentos y observaciones al presente reparo, pues no solo se limita a analizar la calificación de las entregas como donaciones o gastos de responsabilidad social, considerando que la causalidad del gasto y la disposición por parte de los beneficios "no ha sido probada", concluyendo asimismo que el hecho de no haber acreditado la relación de causalidad convierte de por sí a dichos desembolsos en actos de liberalidad.

Los gastos son deducibles en tanto son causales en atención a la propia naturaleza de sus operaciones, correspondiendo a entregas efectuadas a las poblaciones de las áreas en las que realiza sus operaciones como parte de la estrategia de compenetración que sigue la compañía de conformidad con sus programas de responsabilidad social, esto es, dichos gastos fueron deducidos al cumplir con el principio de causalidad.

La necesidad de cumplir con programas de responsabilidad social para poder desarrollar en nuestro país actividades extractivas es indiscutible, siendo pública la existencia de conflictos sociales latentes que pueden conllevar incluso la paralización de las actividades de las empresas dedicadas a la extracción de recursos naturales, habiendo sido explicados los alcances del concepto de responsabilidad social por el Tribunal Constitucional mediante Pleno Jurisdiccional Nº 0048-2004-PI-TC de 7 de abril de 2005.

El cumplimiento de su obligación constitucional de responsabilidad social ha implicado además asumir compromisos contractuales con las obligaciones y comunidades que se han plasmado en los Convenios presentados durante el procedimiento de fiscalización.

En el presente caso no se puede hablar de liberalidades pues es evidente que estos desembolsos no tienen un fin altruista o de caridad, debido a que las entregas a las poblaciones se realizan en el marco de su programa de responsabilidad social y, por tanto, obedecen al cumplimiento de obligaciones de rango constitucional y contractual que forman parte de una estrategia empresarial que busca incrementar la rentabilidad de la empresa y la continuidad de sus operaciones.

El Tribunal Fiscal ha emitido diversos pronunciamientos en el sentido de considerar que los gastos por concepto de responsabilidad social no califican como donaciones o liberalidades, habiendo reconocido por el contrario expresamente su deducibilidad, cita las Resoluciones Nº 01424-5-2005, 016591-3-2010 y 21908-4-2011; asimismo, el Poder Judicial ha reconocido la deducción de gastos por concepto de responsabilidad social en la máxima instancia de casación, como se aprecia en las Sentencias de Casación Nº 2565-2008 y 2743-2009.

Los gastos observados cumplen con el principio de causalidad e invoca el Título Preliminar del Reglamento del Medio Ambiente para las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo Nº 015-2006-EM y el artículo 9º de su reglamento, siendo indispensable para el desarrollo de sus actividades presentar y obtener por parte del Estado la aprobación de estudios de impacto ambiental que contienen planes de relaciones comunitarias en los que asume obligaciones con el Estado y la compensación a las poblaciones de las zonas de influencia. Invoca el criterio expuesto en la Resolución Nº 18397-10-2013.

~ 4 C 9



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

Que la Administración señala que:

Los desembolsos efectuados serán considerados gastos deducibles en la medida que se encuentre debidamente acreditada la relación de causalidad entre el motivo del gasto y el destino del mismo, y se pueda sustentar documentariamente la efectiva entrega de los bienes adquiridos y la prestación de los servicios, siendo que en el caso bajo análisis, la recurrente no presentó prueba alguna que sustentase la causalidad o vinculación del gasto con la generación o el mantenimiento de la fuente productora. En lo que respecta a los convenios suscritos con las comunidades nativas de su entorno cuyo objeto era otorgar los servicios de apoyo social descritos en los Anexos a dichos convenios, éstos hacen referencia a un cronograma de entrega de bienes y servicios de educación, salud, combustibles y otros, cuya disposición por parte de los beneficiarios no ha sido probada, en tanto la recurrente no presentó documentación adicional a fin de demostrar que los bienes y servicios comprometidos y adquiridos con dicho propósito fueron destinados a lo fines señalados, pese a que le fueron expresamente requeridos, por lo que dichos gastos califican más bien como actos de liberalidad según criterio establecido en la Resolución Nº 01424-5-2005.

La recurrente señaló que los gastos reparados constituían gastos necesarios para evitar que los pobladores entorpezcan la realización de sus operaciones en sus instalaciones petroleras, lo cual no fue acreditado con una denuncia policial o un pedido de intervención fiscal que acreditase la existencia de riesgos de paralización de sus operaciones habituales. Aun cuando la recurrente hubiese acreditado la existencia de los riesgos antes señalados, no se aprecia la acreditación de las actividades programadas como parte de la política de gestión social prevista en el Plan de Relaciones Comunitarias de la recurrente, en base a la mediación de sus propios indicadores ahí plasmados, ni la existencia de ninguna obligación legal o contractual asumida por ésta respecto de dichas comunidades que pueda relacionarse con el cumplimiento del principio de causalidad.

En el 13º Simposium de Tributación Mineroenergética se expuso que tratándose de desembolsos por responsabilidad social se debe acreditar en forma fehaciente, certera, documentada y objetiva el destino y los beneficiarios y que la recurrente pretende que se repita en la presente instancia los criterios adoptados por este Tribunal sin efectuar el análisis correspondiente; no obstante que las circunstancias son diferentes, siendo que la controversia en el presente caso no es conceptual. La estrategia de la recurrente se encuentra orientada a permitir deducciones en forma desmedida bajo el "rótulo de responsabilidad social", sin demostrar que cumplen con estándares aceptables, y que las deducciones materia de análisis deberían tener límite del 10%.

Aun cuando se admita una categorización particular a los desembolsos por responsabilidad social, no toda erogación de este rubro debe ser aceptada pues debe identificarse a quiénes se entregan dichas erogaciones, la zona beneficiada, etc., La jurisprudencia española y colombiana se han pronunciado sobre la necesidad del gasto, la relación de causalidad y proporcionalidad. Son aplicables las Resoluciones Nº 20790-1-2012, 6016-2-2012, 18051-8-2012, 1932-5-2004 y 1424-5-2005.

El grave daño por un derrame de petróleo, debido a la falta de previsión adoptada, no constituye justificación para aceptar estos gastos y si se tiene en cuenta el reporte público del Informe Nº 1473-2012-OEFA/DS de 25 de febrero de 2013, lo expuesto por el Relator de la Organización de las Naciones Unidas de diciembre de 2013 y el reporte del Centro Amazónico de Antropología y Aplicación Práctica CAAAP, se concluye que la recurrente no habría actuado con responsabilidad social, situación que invalida la deducción de las erogaciones.

 19



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

Que de lo actuado se tiene lo siguiente:

Mediante el punto 1 del Anexo Nº 1 al Requerimiento Nº 0122110000839 (foja 2772)³⁹, la Administración solicitó a la recurrente sustentar por escrito, con la documentación probatoria original correspondiente y la base legal respectiva, los motivos por los que no adicionó el rubro "otras donaciones" en la determinación de la renta neta imponible del Impuesto a la Renta del 2007, debiendo acreditar dichas operaciones con el comprobante de pago original, contratos celebrados y/o cancelaciones, las cuales fueron contabilizadas en diversas cuentas de gastos, tal como se detalla en el Anexo Nº 2 por el Lote 8 (fojas 2736 a 2771) y en el Anexo Nº 3 por el Lote 1AB (fojas 2681 a 2735).

En respuesta al mencionado requerimiento, la recurrente mediante escrito de 27 de julio de 2011 (fojas 2566 a 2571), indicó que los rubros cuestionados correspondían a entregas efectuadas a los pobladores de las comunidades nativas de las áreas en las que realiza sus operaciones como parte de la estrategia de penetración seguida, de conformidad con sus programas de responsabilidad social. Tales entregas no constituyen actos de liberalidad, sino una manera de cumplir con su responsabilidad social con los pobladores y comunidades aledañas, cumpliendo dichos gastos con el principio de causalidad, siendo además que de no contar con programas de responsabilidad social se expondría a paralizaciones en sus actividades a partir de la "revuelta" de las comunidades nativas.

En el Anexo Nº 1 al Resultado del Requerimiento Nº 0122110000839 (fojas 2663 a 2674)⁴⁰, la Administración señaló que no existía una relación de causalidad entre el concepto reparado y la generación de renta gravada o el mantenimiento de la fuente, ni conexión alguna entre el giro de la recurrente (exploración y explotación comercial de petróleo) y las prestaciones gratuitas por cuenta propia a los habitantes de las comunidades nativas, por lo que dicho egreso no podía ser considerado necesario para la generación de la renta y el mantenimiento de la fuente, calificando como un acto de liberalidad efectuado por parte de la recurrente y por tanto no podía ser deducido como gasto.

Posteriormente, a través del Anexo Nº 1 del Requerimiento Nº 012210001387 (fojas 99 a 102), en aplicación de lo dispuesto por el citado artículo 75º del Código Tributario, la Administración puso en conocimiento de la recurrente la mencionada observación, habiendo señalado la recurrente en su escrito de 27 de junio de 2012, que la posición de la Administración respecto a la aplicación del principio de causalidad resultaba restrictiva, pese a reiterada jurisprudencia del Tribunal Fiscal según la cual debía ser interpretada en forma amplia y atendiendo a las circunstancias de cada contribuyente, agregando que la posibilidad de conflictos con pobladores de zonas cercanas a aquéllas en las que realiza sus actividades es un hecho notorio y como tal, no sujeto a prueba; apreciándose en el Anexo Nº 1 al resultado del referido requerimiento, que la Administración mantuvo el reparo efectuado; habiéndose señalado los fundamentos antes referidos en el Punto III del Anexo Nº 01 a la Resolución de Determinación Nº 012-003-0031245 (fojas 4242 a 4252).

En el presente caso la materia controvertida consiste en determinar si resultan deducibles a efectos de la determinación del Impuesto a la Renta, los egresos considerados como donaciones por la recurrente.

Según lo dispuesto por el artículo 37º de la Ley del Impuesto a la Renta aplicable al caso de autos, a fin de establecer la renta neta de tercera categoría se deducirá de la renta bruta los gastos necesarios para producirla y mantener su fuente, en tanto la deducción no esté expresamente prohibida por esta ley.

³⁹ Notificado con arreglo a ley, el 23 de junio de 2011 (foja 2773).

⁴⁰ Notificado con arreglo a ley, el 20 de junio de 2012 (foja 2675).



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

Por su parte el inciso d) del artículo 44º del referido cuerpo legal, señala que no son deducibles para la determinación de la renta imponible de tercera categoría las donaciones y cualquier otro acto de liberalidad en dinero o en especie.

Este Tribunal ha señalado en la Resolución N° 18397-10-2013 que los gastos efectuados por concepto de responsabilidad social corporativa no constituyen meros actos de liberalidad, sino, por el contrario, instrumentos legítimos utilizados por las empresas para la generación y/o mantenimiento de sus ingresos, y también de la respectiva fuente productora y, en este sentido, tales erogaciones, debidamente acreditadas y sustentadas, se realizan en cumplimiento del compromiso asumido por el concesionario respecto del Estado que representa a la Nación, lo que se enmarca claramente dentro del principio de causalidad a que se refiere el primer párrafo del artículo 37º de la Ley del Impuesto a la Renta.

Asimismo, este Tribunal ha establecido en las Resoluciones N° 1932-5-2004 y 1424-5-2005 que los gastos incurridos por un deudor tributario a favor de las comunidades colindantes por razones de responsabilidad social corporativa resultan deducibles en tanto éstos se encuentren debidamente acreditados, y además, se constate de los correspondientes contratos, la referida obligación.

Tal como se ha señalado previamente, y según se aprecia de autos, la Administración no discute la efectiva prestación gratuita por cuenta propia a las comunidades nativas, sino la causalidad de dichas entregas al considerarlas como liberalidades.

Al respecto, obran en autos convenios suscritos entre la recurrente y diversas comunidades nativas de zonas colindantes a los Lotes 8 y 1AB por el periodo 2006-2007, los cuales fueron presentados en la etapa de fiscalización, verificándose de éstos que la recurrente se obligaba a entregar a las referidas comunidades nativas, como parte de su política interna de asistencia, los bienes y servicios detallados en los anexos, señalándose en algunos casos de manera específica que las comunidades se comprometían a conceder el uso del área de terreno superficial sobre el cual se encuentran las instalaciones de la recurrente, así como del libre tránsito del personal, materiales y equipos de la recurrente y sus subcontratistas (fojas 2370 a 2565).

En tal sentido, encontrándose acreditado en autos la obligación que había asumido la recurrente frente a comunidades colindantes a los Lotes 8 y 1AB de entregar una serie de bienes y servicios, y no habiendo sido cuestionada la efectiva entrega de los mismos en la etapa de fiscalización, en aplicación de los criterios de este Tribunal antes citados, se tiene que las referidas entregas cumplen con el principio de causalidad y no califican como liberalidades como pretende la Administración, por lo que corresponde dejar sin efecto el referido reparo y revocar la apelada en dicho extremo, careciendo de sustento lo alegado por la Administración en sentido contrario, no resultando aplicable al presente caso la jurisprudencia invocada por ésta.

Bienes que debieron activarse

Que la recurrente sostiene lo siguiente:

Las tuberías y equipos BES (bombas electro sumergibles, motores eléctricos sumergibles y equipos de protección), cables, insumos químicos, repuestos y partes de equipos, constituyen partidas vinculadas al funcionamiento de los pozos y por tanto, califican como egresos sin valor de recuperación, por lo que corresponde que sean deducidos como gasto en aplicación de lo dispuesto por el artículo 53º de la Ley General de Hidrocarburos y el artículo 11º de su reglamento. Los egresos que son materia de reparo califican como inversiones para perforación, "completamiento" o puesta en producción de pozos porque sirven para mantener los pozos en funcionamiento y poner al pozo ya perforado en condiciones de

21



Tribunal Fiscal

N° 03869-10-2017

producir, resultando indiscutible desde un punto de vista técnico que la utilización de equipos BES, repuestos y partes de equipos, califican como egresos sin valor de recuperación.

Este mismo reparo ya ha sido dejado sin efecto por el Tribunal Fiscal mediante la Resolución N° 21908-4-2011, al considerar que la Administración no había efectuado un análisis detallado sobre la naturaleza y uso específico de los bienes observados, a efectos de desvirtuar que no calzaban en los supuestos previstos en el citado artículo 11° del reglamento.

Carece de sustento lo alegado por la Administración respecto a que la reutilización de los bienes en otros pozos implique que éstos no califiquen como egresos sin valor de recuperación, debiendo tenerse en cuenta que en la citada Resolución N° 21908-4-2011, se señaló los únicos requisitos establecidos a tales efectos.

El reparo efectuado carece de sustento al basarse en una norma que no resulta aplicable al caso específico, como es el caso de la NIC 16, dejando de lado la aplicación de la Ley General de Hidrocarburos y que ésta, al ser una norma tributaria de aplicación específica, debe primar sobre una norma contable de aplicación general y de carácter supletorio.

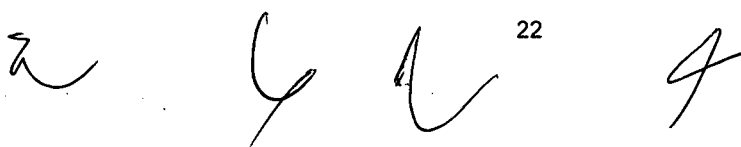
Conforme con lo señalado por el Tribunal Fiscal en la Resolución N° 21908-4-2011, los bienes que han sido observados forman parte de un conjunto y no son bienes independientes entre sí, por lo que no resultaría aplicable lo dispuesto en el artículo 23° del Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta. Al respecto, no niega que el uso de los bienes en cuestión se prolongue por un periodo mayor a un año, más aún, todas las inversiones para la perforación y producción de pozos tienen una duración superior a tal periodo, lo cual no afecta que sean considerados egresos sin valor de recuperación, en tanto la Ley Orgánica de Hidrocarburos no distingue por montos los activos que deben ser considerados como egresos sin valor de recuperación.

En cuanto a que la naturaleza de activo fijo de los bienes se corrobora con el hecho de que se haya tratado como activos fijos a bienes similares, los parámetros de la Administración son erróneos pues no considera las situaciones de hecho disímiles que rodearon la adquisición de los bienes en comparación, toda vez que los supuestos bienes similares recibieron el tratamiento de activo fijo al tratarse de inversiones relacionadas a pozos que fueron adquiridos de terceros.

El artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y el artículo 11° de su reglamento, establece la regla específica a aplicarse en este caso, por lo que los bienes reparados califican como egresos sin valor de recuperación. Cita jurisprudencia emitida sobre el particular.

Que la Administración señala que:

Los equipos observados constituyen activos fijos, pues por sus características son bienes que en su conjunto conforman el sistema de levantamiento artificial de pozos petroleros que posee la recurrente, destinados a su uso durante más de un ejercicio en los pozos de extracción de hidrocarburos, siendo además dichos bienes unidades independientes entre sí, cumpliendo con las condiciones establecidas en el párrafo 8 de la NIC 16 para ser calificados como elementos del activo fijo. Para la calificación como activo fijo de los referidos equipos, resulta irrelevante que los bienes a los cuales sustituyen, que por su naturaleza también calificaron como activos fijos, hayan sido tratados como egresos sin valor de recuperación por la recurrente, siendo además que en la etapa de fiscalización se demostró que los bienes observados cumplían la función de sustituir a otros de similares características generando un servicio a futuro de beneficios para la recurrente.

 22



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

Corresponde que los equipos observados sean activados, al existir la probabilidad de obtención de beneficios económicos para la empresa reflejados en una contribución directa o indirecta en la obtención de flujos de efectivo, capacidad para reducir pagos en el futuro, reducción de costo de producción, entre otro, lo que se condice con la naturaleza de los bienes materia de observación y su reconocimiento como activo.

Los equipos observados no constituyen egresos sin valor de recuperación, dado que no constituyen inversiones para perforación, completamiento o puesta en producción de pozos de cualquier naturaleza. Del concepto de egresos sin valor de recuperación, fluye que solo pueden incluirse bienes que constituyen costos hundidos sin probabilidades de vida útil para otros proyectos, por lo que los bienes reutilizados no pueden considerarse como tales.

Se determinó la existencia de bienes registrados en el Libro Auxiliar de Control de Activo Fijo Tributario, que reúnen las mismas características de los bienes que han sido cargados a gastos, y que si bien algunos de estos no fueron adquiridos directamente por la recurrente, por lo que no reúnen las mismas características para su comparación con los bienes observados, ello no implica que los éstos último no califiquen como activo fijo, dada su naturaleza.

Que de lo actuado se tiene lo siguiente:

Mediante el Punto 1 del Anexo N° 1 al Requerimiento N° 0122110000840 (foja 2339)⁴¹, la Administración solicitó a la recurrente sustentar por escrito con la documentación probatoria correspondiente y la base legal respectiva los gastos observados que por su naturaleza calificaban como "Gastos Activables", es decir activos fijos, debiendo presentar además el Registro Auxiliar de Activos Fijos, así como acreditar dichas operaciones con el comprobante de pago original, contratos celebrados y/o cancelaciones, de las operaciones detalladas en el Anexo N° 2 por el Lote 8 (fojas 2337 y 2338) y en el Anexo N° 3 por el Lote 1AB (fojas 2334 a 2336).

En respuesta a dicho Requerimiento, mediante escrito de 20 de julio de 2011 (fojas 2306 a 2309), la recurrente señaló que cualquier erogación adicional con relación a un pozo, que para fines tributarios tiene la naturaleza de gasto, tiene que seguir la misma naturaleza, no siendo admisible sostener que solo las inversiones originales, es decir, aquellas incurridas cuando se perforó el pozo, son gastos, mientras que las que devienen en fecha posterior, tienen naturaleza de activo fijo. Más aún, no existiendo el beneficio tributario de la Ley General de Hidrocarburos, conforme con la legislación común, resulta claro que los desembolsos incurridos en trabajos de reparación y mantenimiento constituyen gastos para fines del Impuesto a la Renta.

Según se aprecia del Anexo N° 1 al Resultado del Requerimiento N° 0122110000840 (fojas 2317 a 2328)⁴², la Administración procedió a reparar los desembolsos deducidos como gastos por la adquisición de bienes, los mismos que debieron activarse y deducirse como gasto mediante depreciación, al no calificar estos como egresos sin valor de recuperación, sino que por su propia naturaleza corresponden a activos fijos.

Del Anexo N° 1 del Requerimiento N° 012210001387, notificado en aplicación de lo dispuesto por el citado artículo 75° del Código Tributario (fojas 99 a 101), se tiene que la Administración puso en conocimiento de la recurrente la observación efectuada, indicando la recurrente en su escrito de 27 de junio de 2012, que la Administración no toma en cuenta que las inversiones de subsuelo vinculadas con un pozo petrolero, desde la etapa de producción constituyen gasto, por lo que cualquier desembolso

⁴¹ Notificado de acuerdo a ley, el 23 de junio de 2011 (foja 2340).

⁴² Notificado de acuerdo a ley, el 20 de junio de 2012 (foja 2329).



Tribunal Fiscal

N° 03869-10-2017

posterior vinculado con dicha partida (el pozo petrolero) corresponde que sea tratado como gasto; una erogación posterior se activa en la medida que con la partida que se vincula tenga tratamiento de activo fijo, caso contrario, corresponde que sea gasto. Los bienes observados se utilizan con fines de reparación para mantener operativos los pozos, los cuales en principio, tienen naturaleza de gasto para fines tributarios y, principalmente, en mérito a que solo reponen o mantienen el rendimiento original de los pozos, por lo que deben reconocerse como gasto (fojas 94 y 95).

La Administración en el Anexo N° 1 al Resultado del Requerimiento N° 0122110001387 (fojas 47 a 59), reiteró que los desembolsos considerados como gastos por la adquisición de bienes debieron activarse y deducirse como gasto vía depreciación, al no calificar dichos bienes como egresos sin valor de recuperación, sino que por su propia naturaleza califican como activos fijos; habiéndose recogido los fundamentos de dicha observación en el Punto IV del Anexo N° 04 a la Resolución de Determinación N° 012-003-0031245 (fojas 4229 a 4241).

De lo expuesto, se tiene que la controversia en el presente caso, se centra en determinar si corresponde que sean reconocidos como activos o gastos (egresos sin valor de recuperación) del ejercicio, los bienes observados por la Administración utilizados en los Lotes 8 y 1AB.

De acuerdo con el artículo 48° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, los contratistas estarán sujetos al régimen tributario común del Impuesto a la Renta, a las normas específicas que en la citada ley orgánica se establecen y se registran por el régimen aplicable vigente al momento de la celebración del contrato.

El segundo párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos señala que iniciada la extracción comercial se deducirá como gasto del ejercicio todas las partidas correspondientes a egresos que no tengan valor de recuperación.

El artículo 11° del reglamento de la citada ley dispone que para efecto del segundo párrafo del mencionado artículo 53°, son egresos sin valor de recuperación aquellos que se devenguen desde el inicio de la extracción comercial por los siguientes conceptos: 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; y, b) Inversiones de exploración, incluyendo las referentes a geofísica, geoquímica, geología de campo, gravimetría, levantamiento aerofotográficos y levantamiento, procesamiento e interpretación sísmica. Agregando dicho artículo que conforme con lo señalado el Manual de Procedimientos Contables contendrá el detalle de las cuentas que constituyen egresos sin valor de recuperación.

Del texto del segundo párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y el artículo 11° del reglamento de la citada ley, antes glosados, se advierte que no se establece restricción alguna en cuanto a que las inversiones en bienes cuyo valor es calificado como egreso sin valor de recuperación, puedan o no ser reutilizados, advirtiéndose del artículo 11° del reglamento de la citada ley que los únicos requisitos exigibles a efecto de calificar un desembolso como egreso sin valor de recuperación, son los siguientes: i) Se devengue (realice) desde el inicio de la extracción comercial; y ii) Se encuentre dentro de las inversiones detalladas en los incisos a) y b) del citado artículo 11° y que las cuentas contables se encuentren detalladas en el Manual de Procedimientos Contables.

Al respecto, y tal como este Tribunal ha señalado en las Resoluciones N° 4335-9-2014 y 14207-10-2014, en el caso de contribuyentes sujetos al régimen tributario establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, no todos los bienes que por su naturaleza podrían calificar como activos fijos deben recibir el tratamiento dispuesto para tales efectos por el régimen general de la Ley del Impuesto a la Renta, en tanto debe evaluarse primero si se trata de egresos sin valor de recuperación, los que se deducen como

24



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

gasto del ejercicio una vez iniciada la explotación comercial, de acuerdo con lo establecido por el artículo 53º de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y el artículo 11º de su reglamento.

En el presente caso, la Administración desconoce la deducción de los referidos bienes como gasto por concepto de egresos sin valor de recuperación, no aplicando lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 53º de la Ley Nº 26221 y el artículo 11º de su reglamento, sustentándose únicamente en el hecho –según afirma– que los bienes reparados por su propia naturaleza corresponden a activos fijos, considerando que resulta de aplicación la normativa del Impuesto a la Renta y no las citadas normas; sin embargo, conforme con lo actuado en el procedimiento de fiscalización y consignado en el valor impugnado, no se advierte que la Administración hubiera efectuado un análisis detallado sobre la naturaleza y uso específico de los bienes observados a fin de desvirtuar que éstos no se encuentran dentro de los supuestos previstos en el citado artículo 11º del Reglamento de la Ley Nº 26221.

En tal sentido, teniendo en cuenta lo antes expuesto, el reparo bajo análisis ha sido efectuado sobre la base de un incorrecto análisis por parte de la Administración de las normas antes citadas, por lo que corresponde que sea levantado al no encontrarse arreglado a ley, debiendo revocarse la resolución apelada en dicho extremo.

Deducciones aplicadas por la Administración por reparos efectuados en los ejercicios 2002, 2003, 2004, 2005 y 2006

Que según se aprecia del Anexo Nº 2 y 10 a 27 de la Resolución de Determinación Nº 012-003-0031245 (fojas 4166 a 4206, 4313 y 4314), la Administración considera las deducciones que detalla en los referidos anexos, correspondientes a reparos practicados en los ejercicios 2002, 2003, 2004, 2005 y 2006, a efectos de la liquidación de oficio del Impuesto a la Renta del ejercicio 2007, razón por la cual debe proceder a considerar para este efecto, lo resuelto por este Tribunal en las Resoluciones Nº 11969-3-2014, 12352-3-2014, 14207-10-2014 y 02783-10-2017 y las resoluciones de cumplimiento que se emitan, según el caso, respecto del Impuesto a la Renta de los ejercicios 2002, 2003 y 2006; así como lo que se resuelva en los procedimientos contenciosos tributarios seguidos en relación con el Impuesto a la Renta de los ejercicios 2004 y 2005 (Expedientes Nº 7041-2010 y 8049-2010).

Que similar situación se presenta en cuanto a la atribución de gastos al costo de producción de los Lotes 1AB y 8 que se considera en el Anexo Nº 2 a la Resolución de Determinación Nº 012-003-0031245 (foja 4313).

Que en consecuencia, se revoca la apelada en el citado extremo de los referidos reparos (deducciones por reparos efectuados en los ejercicios 2002 a 2006 y atribución de gasto al costo), a efecto que la Administración proceda conforme con lo expuesto en la presente resolución.

III. RESOLUCIÓN DE MULTA Nº 012-002-0019889

Que la Resolución de Multa Nº 012-002-0019889 (fojas 4317 y 4318) fue emitida por el numeral 1 del artículo 178º del Texto Único Ordenado del Código Tributario, aprobado por Decreto Supremo Nº 135-99-EF, modificado por Decreto Legislativo Nº 953, aplicable al caso de autos, esto es, por no incluir en las declaraciones ingresos y/o remuneraciones y/o retribuciones y/o rentas y/o patrimonio y/o actos gravados y/o tributos retenidos o percibidos, y/o aplicar tasas o porcentajes o coeficientes distintos a los que les corresponde en la determinación de los pagos a cuenta o anticipos, o declarar cifras o datos falsos u omitir circunstancias en las declaraciones, que influyan en la determinación de la obligación tributaria; y/o que generen aumentos indebidos de saldos o pérdidas tributarias o créditos a favor del deudor tributario y/o que generen la obtención indebida de Notas de Crédito Negociables u otros valores similares

~ ~ ~ ~ ~ 25 ~ ~ ~ ~ ~



Tribunal Fiscal

Nº 03869-10-2017

Que la mencionada resolución de multa ha sido calculada sobre el tributo omitido por Impuesto a la Renta del ejercicio 2007 como consecuencia de los reparos contenidos en la Resolución de Determinación Nº 012-003-0031245, que han sido levantados en esta instancia, motivo por el cual corresponde que la Resolución de Multa Nº 012-002-0019889 sea dejada sin efecto.

Que estando a lo expuesto, carece de relevancia emitir pronunciamiento sobre los alegatos de la recurrente respecto de la sanción bajo análisis.

Que en cuanto a los intereses moratorios, la recurrente señala que en el supuesto negado que se determine deuda tributaria se deberá tener en cuenta que para actualizar la supuesta deuda se debe aplicar la TIM en dólares y convertir la deuda en moneda nacional con el tipo de cambio vigente al momento del pago; al respecto, es preciso indicar que este Tribunal en reiteradas resoluciones como las Resoluciones Nº 5820-3-2008 y 14787-8-2013, en casos similares al de autos, ha indicado que para efecto de la actualización de la deuda tributaria corresponde aplicar el artículo 87º de los Códigos Tributarios vigentes a las fechas de suscripción de los contratos, lo que deberá ser tomado en cuenta por la Administración al emitir la resolución de cumplimiento respectiva.

Que el informe oral solicitado se llevó a cabo con asistencia de los representantes de ambas partes como se aprecia de la Constancia del Informe Oral Nº 0223-2015-EF/TF (foja 4884).

Con las vocales Villanueva Aznarán y Ruiz Abarca, a quien se llamó para completar Sala, e interviniendo como ponente la vocal Guarníz Cabell.

RESUELVE:

REVOCAR la Resolución de Intendencia Nº 0150140010543 de 30 de noviembre de 2012 en el extremo de la Resolución de Determinación Nº 012-003-0031245, debiendo la Administración proceder conforme a lo señalado en la presente resolución y respecto de la Resolución de Multa Nº 012-002-0019889, dejándose sin efecto éste último valor.

Regístrese, comuníquese y remítase a la SUNAT, para sus efectos.

GUARNÍZ CABELL
VOCAL PRESIDENTE

VILLANUEVA AZNARÁN
VOCAL

RUIZ ABARCA
VOCAL

Jiménez Suárez
Secretaria Relatora
GC/JS/PC/rag.