



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

EXPEDIENTE N° : 13514-2008  
INTERESADO :  
ASUNTO : Impuesto a la Renta y otro  
PROCEDENCIA : Lima  
FECHA : Lima, 31 de marzo de 2015

**VISTA** la apelación interpuesta por , con RUC N° , contra la resolución ficta denegatoria de la reclamación formulada contra la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 y la Resolución de Multa N° 012-002-0010910, emitidas por la Intendencia de Principales Contribuyentes Nacionales de la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria - SUNAT, giradas por Impuesto a la Renta del ejercicio 2002 y por incurrir en la infracción tipificada en el numeral 1 del artículo 178° del Código Tributario.

## CONSIDERANDO:

Que según lo dispuesto por el artículo 142° del Texto Único Ordenado del Código Tributario, aprobado por Decreto Supremo N° 135-99-EF, modificado por Decreto Legislativo N° 981, la Administración Tributaria resolverá las reclamaciones dentro del plazo máximo de 9 meses, incluido el plazo probatorio, contado a partir de la fecha de presentación del recurso de reclamación.

Que el artículo 144° del mencionado código, modificado por Decreto Legislativo N° 953, aplicable al caso de autos, establece que cuando se formule una reclamación ante la Administración y ésta no notifique su decisión en el plazo de 6 meses, en el plazo de 9 meses tratándose de la reclamación de resoluciones emitidas como consecuencia de la aplicación de las normas de precios de transferencia, de 2 meses respecto de la denegatoria tácita de las solicitudes de devolución de saldos a favor de los exportadores y de pagos indebidos o en exceso, o de 20 días hábiles respecto a las resoluciones que establecen sanciones de comiso de bienes, internamiento temporal de vehículos y cierre, el interesado puede considerarla desestimada e interponer apelación ante el Tribunal Fiscal.

Que en atención a la modificación del citado artículo 142° dispuesta por Decreto Legislativo N° 981, debe interpretarse que a partir de la entrada en vigencia de este último, en los casos en que la Administración no hubiera cumplido con resolver la reclamación interpuesta dentro de los plazos previstos por dicho artículo, el contribuyente tiene expedito su derecho para interponer apelación contra la resolución ficta que desestima su recurso de reclamación, considerando denegada su petición, esto es, que ha operado el silencio administrativo negativo, criterio recogido en las Resoluciones del Tribunal Fiscal N° 01917-11-2011, 10199-5-2008 y 13960-5-2008, entre otros.

Que el 24 de enero de 2007, la recurrente interpuso recurso de reclamación contra la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 y la Resolución de Multa N° 012-002-0010910 (fojas 3120 a 3200), y habiendo vencido en exceso el plazo de 9 meses, aplicable en el presente caso, sin que la Administración notificara su decisión, el 30 de setiembre de 2008 formuló apelación contra la resolución ficta denegatoria de su reclamación (fojas 3747 y 3748), por lo que corresponde que este Tribunal emita pronunciamiento al respecto.

Que la recurrente expone los siguientes argumentos planteados en su apelación y escritos ampliatorios:

### Nulidad de la resolución de determinación

Que la recurrente solicita que se declare la nulidad y por consiguiente se deje sin efecto la resolución de determinación al no haber la Administración meritado los argumentos vertidos en la etapa de fiscalización relacionados a los reparos sobre bienes que debieron activarse; provisión de bono vacacional, gastos financieros y contratos derivados. Sustenta la nulidad en lo dispuesto en el numeral 1 del artículo 10° de la Ley de Procedimiento Administrativo General; numeral 23 del artículo 2° de la Constitución Política del Perú y del artículo 109° del Código Tributario.



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que así, en relación al reparo por el concepto de "bienes que debieron activarse", señaló que la Administración no se pronunció respecto de su afirmación de que los bienes observados no tienen utilidad si no han sido instalados en un pozo y que no podía considerarse un tratamiento tributario distinto de aquellos bienes que conforman la unidad pozo. Que indicó que en los Manuales de Procedimientos Contables correspondientes a los Lotes 8 y 1AB, se recogen bienes similares como "egresos sin valor de recuperación", los que financieramente son activados pero tributariamente son tratados como gasto, por lo que resulta indistinto que pudieran tener una duración de uso prolongado mayor a un año y que al ser utilizados en el mantenimiento de los pozos para fines contables y tributarios deben ser cargados directamente a resultados aun cuando su valor exceda a  $\frac{1}{4}$  de UIT.

Que respecto de la acotación por gastos financieros, afirma que la Administración no se pronunció acerca del sustento de las remesas a la casa matriz del exterior, reiterando que se destinaron a las pérdidas generadas por los contratos de cobertura sobre las actividades que realizaron en el Perú para la generación de renta gravada; indicando que los fondos del préstamo sindicado recibidos durante el ejercicio 2000 se aplicaron a las operaciones gravadas de la sucursal, por lo que los gastos financieros cumplían con el principio de causalidad. Asimismo, aseveró que resultaba injustificada la comparación entre las remesas e ingresos de ejercicios anteriores, pues los hechos ocurridos en cada ejercicio no son iguales; así como que la Administración carece de facultades para discutir la decisión adoptada por un negocio.

Que en cuanto al reparo por las pérdidas de instrumentos derivados, señaló que la Administración no ha valorado los informes técnicos de Análisis de Operaciones de Cobertura con Instrumentos financieros Derivados y Análisis de Cobertura con Instrumentos Financieros Derivados por los años Terminados el 31 de diciembre de 2003 y el 31 de diciembre de 2002, los cuales permitían demostrar que los contratos derivados que suscribió cumplen con los ratios de eficacia previstos por la normatividad contable.

## Gastos pre-operativos

Que sostiene que el Contrato para el Lote 88 fue suscrito el 9 de diciembre de 2000, y que en el ejercicio materia de acotación se encontraba dicho lote en etapa de desarrollo, es decir, aún no se había iniciado la extracción comercial (fojas 3120 a 3200). Agrega que concuerda con la Administración en el hecho que los gastos acotados corresponden a gastos pre-operativos, en el sentido que han sido incurridos al amparo de Contratos suscritos conforme la Ley Orgánica de Hidrocarburos y antes que se inicie la extracción comercial, sin embargo, manifiesta que discrepa en cuanto a la aplicación de la regla contenida en el primer párrafo del artículo 53° de la citada ley, pues considera que dicho dispositivo sólo puede aplicarse a los gastos que por su propia naturaleza representan gastos de exploración y desarrollo y no por la oportunidad en que se incurren.

Que alega que al reparo por la pérdida tributaria ascendente a US\$ 4 164 110,00, correspondiente a los Lotes XII y 88<sup>1</sup> y que fue compensada con los resultados de los Contratos de los Lotes 8 y 1-AB, al estar referido a gastos de administración, no le es aplicable lo señalado en el primer párrafo del artículo 53° de Ley Orgánica de Hidrocarburos, sino el tratamiento general dispuesto en la Ley del Impuesto a la Renta, toda vez que deben ser deducidos conforme con el principio del devengado en el ejercicio en el que se incurren y no amortizarlos a partir del ejercicio en que se inicie la extracción comercial, como sostiene la Administración.

Que señala que a los gastos en cuestión, no le es aplicable la amortización señalada en el contrato de licencia para la explotación del Lote 88, la cual está referida a los gastos de exploración y desarrollo y todas las inversiones que realice el contratista hasta la fecha de inicio de la extracción comercial.

Que manifiesta que no resulta aplicable lo dispuesto por el inciso g) del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta, ni el inciso d) del artículo 21° de su reglamento, dado que los gastos de administración no corresponden a gastos pre-operativos, toda vez que en el ejercicio acotado, ya contaba

<sup>1</sup> El contrato del Lote 88 se suscribió el 9 de diciembre de 2000, el cual se encontraba en etapa de desarrollo, es decir, todavía no se había iniciado la extracción comercial.



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

con los Lotes 8 y 1AB en producción y el Lote XII en exploración, por lo que considera que los gastos reparados deben deducirse conforme lo dispuesto en el artículo 57° de la citada ley y siguiendo el criterio previsto en la NIC 38 concordada con el Marco Conceptual de las NIC, en la que se señala que los desembolsos por gastos pre-operativos por su propia naturaleza no pueden diferirse sino que tienen que afectar a resultados en el ejercicio en que se incurran.

Que añade que si bien de los 3 supuestos que contempla el inciso g) del artículo 37°, el único que podría eventualmente ser aplicable al caso de autos es el relativo a gastos pre-operativos por expansión de actividades, puesto que dicho término ha sido definido por el Tribunal Fiscal a través de las Resoluciones N° 04971-1-2006 y 09518-2-2004, como referido a la creación de nuevas unidades de negocios diferentes a las existentes y que no estaría vinculado a los gastos destinados a incrementar la producción, considera que los gastos de administración acotados no califican como gastos pre-operativos por expansión de actividades, en tanto no tuvieron como finalidad crear una nueva actividad, producto o servicio, por lo que de estimarse que los desembolsos materia de reparo constituyen gastos pre-operativos por expansión de actividades, existiría una dualidad de criterio que acarrearía la aplicación del artículo 170° del Código Tributario.

Que en cuanto a la opción contemplada por el inciso g) del citado artículo 37°, referida a la deducción como gasto en el primer ejercicio, precisa que la norma reglamentaria no esclarece qué debe entenderse por tal, siendo que en su opinión es el ejercicio en el que los gastos se devengan o incurran, además el citado artículo también se refiere a gastos pre-operativos originados por la expansión de las actividades de la empresa.

Que indica que el criterio expuesto por el Tribunal Fiscal en las Resoluciones N° 02989-4-2010 y 06212-4-2010, según el cual el contribuyente debe esperar hasta el inicio de sus operaciones productivas en caso elija deducir los gastos pre-operativos en el primer ejercicio, no guarda coherencia con el texto del inciso g) del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta y su reglamento, toda vez que ha extendido una exigencia prevista únicamente para el caso de la amortización de los gastos pre-operativos a un supuesto distinto, lo que contraviene lo dispuesto por la Norma VIII del Título Preliminar del Código Tributario.

Que considera que de no constituir un exceso de facultades el criterio establecido por el Tribunal Fiscal, éste encierra un "sinsentido" en tanto interpretar como necesario el requisito del inicio de la producción para la alternativa del "primer ejercicio", originaría una regulación redundante dado que la primera opción ya se encontraría prevista en la segunda alternativa (amortización), la cual permite la deducción en el primer ejercicio de iniciada la explotación (amortización en 1 año), y esto es así porque una norma no puede interpretarse como generadora de una consecuencia jurídica que, bajo los mismos supuestos de hecho, se encuentre establecida por otra norma legal.

Que en cuanto a los desembolsos de naturaleza administrativa, señala que de acuerdo con la NIC 38, éstos no pueden calificar como activos intangibles, sino que deben ser enviados a resultados en el mismo ejercicio en que se incurran. Agrega que el párrafo 95 del Marco Conceptual para la preparación y presentación de los estados financieros define el proceso de asociación de gastos con ingresos como el reconocimiento simultáneo de ambos conceptos cuando surgen directamente de las mismas transacciones u otros sucesos, por lo que si el Tribunal Fiscal considera que los gastos de naturaleza administrativa en los que incurrió deben diferirse hasta el inicio de la explotación o producción, debe indicar cuál es el ingreso que surge de la misma transacción en que se originó un gasto de naturaleza administrativa, pues debe tener en cuenta que el ingreso derivado de la explotación de los pozos está relacionado con los gastos necesarios para poner dichos pozos en producción.

Que manifiesta que si bien de acuerdo con el criterio del Tribunal Fiscal establecido en las Resoluciones N° 03204-2-2004 y 05349-3-2005, el diferimiento de gastos es válido, a fin de cumplir con el principio de correlación entre ingresos y gastos, es necesario sustentar la manera cómo tales gastos incidirán en la generación de los ingresos futuros, advirtiendo la existencia de desembolsos de naturaleza pre-operativa que no se pueden diferir (como el pago de luz, alquiler y agua de las oficinas administrativas, sueldos del





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

personal administrativo), los cuales constituyen gastos en sí mismos y desembolsos que sí pueden diferirse, los cuales según las normas contables corresponden a activos.

Que sostiene que los gastos observados corresponden a pérdidas de naturaleza administrativa ascendentes a US\$ 4 093 927,84 respecto de las que no existía total certeza de recuperación, por lo que considera que no era adecuado su diferimiento, pues no calificaban como gastos de exploración y desarrollo ni se trataban de una inversión (fojas 3261, 3262 y 3452). Para sustentar su afirmación presentó por escrito un detalle de gastos por el referido importe (foja 3433) y un Reporte del Libro Mayor al 31 de diciembre de 2002 (foja 3434), en el que se aprecia los rubros que conforman los gastos imputados al Lote 88.

Que indica que para el ejercicio acotado, las NIC constituyen normas oficiales de obligatorio cumplimiento, con lo cual las disposiciones de la NIC 38 son referencia obligatoria para el registro de activos y gastos pre-operativos o de expansión.

## Egresos sin valor de recuperación

Que señala que la extracción comercial de los Lotes 1AB y 8 se inició en la década de los 70 y las tuberías de perforación utilizadas en los pozos de los citados lotes califican como "egresos sin valor de recuperación", conforme con la definición contenida en el artículo 11° del Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, pues se tratan de inversiones en perforación, completamiento o puesta en producción de pozos. Agrega que las tuberías de perforación cumplen con los requisitos contenidos en la citada norma, toda vez que se adquirieron estando los Lotes 8 y 1AB en etapa de extracción comercial y son inversiones de perforación.

Que anota que el texto de la norma opta por considerar que los bienes no tienen "valor de recuperación" por su naturaleza porque presume que es irrelevante si después son físicamente retirados o reutilizados; y precisa que si la intención de la norma hubiese sido otra, habría dispuesto expresamente el extorno del gasto al retiro de los bienes. Agrega que no es posible interpretar el artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y el artículo 11° de su reglamento, por su sentido gramatical, más aun cuando las mismas normas obligan que el detalle de los bienes que califican como egresos sin valor de recuperación debe estar establecido en el Manual de Procedimientos Contables, documento que forma parte del Contrato de Licencia (fojas 3189 a 3194).

Que manifiesta que la Administración, al incorporar limitaciones a las disposiciones de la Ley Orgánica de Hidrocarburos sobre los egresos sin valor de recuperación en función a nociones tales como la recuperabilidad o no de un activo, excede, vía interpretación, los alcances de la ley, lo que contraviene la Norma VIII del Título Preliminar del Código Tributario.

Que alega que el hecho que las tuberías de perforación duren más de un año, valgan más de un ¼ de UIT y hayan sido contabilizadas como activo fijo y no como gasto, no impide que se consideren incluidas dentro del concepto "egresos sin valor de recuperación"; al tratarse de un concepto normado por ley sectorial (Ley Orgánica de Hidrocarburos), debiendo primar ésta sobre las disposiciones del Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta así como de las normas contables. Además, considera que la gran mayoría de los bienes que califican como egresos sin valor de recuperación dura más de un año y tiene valores superiores a ¼ de la UIT.

Que indica que la Resolución del Tribunal Fiscal N° 26227, que cita la Administración, no resulta aplicable a su caso, porque se pronunció respecto de hechos ocurridos antes de la entrada en vigencia de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, es decir, cuando no existían normas sobre "egresos sin valor de recuperación".

Que precisa que para fines tributarios, en el sector hidrocarburos queda claro que los equipos que se destinan a los pozos y que están relacionados con la actividad de explotación calificarán como egresos sin valor de recuperación y constituirán gasto tributario, a menos que se traten de equipos de superficie, en cuyo caso calificarán como activo fijo y se depreciarán según las normas generales del Impuesto a la

M  
NO  
A 4 E



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Renta. Añade que los desembolsos devengados con posterioridad al inicio de la extracción comercial de los Lotes 8 y 1AB, al encuadrar perfectamente en la definición de egresos sin valor de recuperación contenida en el artículo 53° de la Orgánica de Hidrocarburos y el artículo 11° de su reglamento deben deducirse como gasto del ejercicio 2002.

Que agrega que el tratamiento dado a los bienes cuestionados no causó perjuicio fiscal, toda vez que al ser retirados se les asignó un valor residual para la hipótesis que pudieran volver a ser utilizados, habiéndose reconocido como ingreso gravable el valor residual, por lo que dicho valor residual ya sufrió el impacto tributario y podrá ser deducido como gasto del ejercicio en que los bienes sean nuevamente utilizados para pozos petroleros.

Que señala que: i) los bienes observados constituyen equipos instalados debajo de la superficie, siendo éste un requisito sustancial para que proceda su deducción como gasto al amparo del artículo 11° del Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos; ii) los equipos y materiales observados no extendieron la vida útil de los pozos ni tienen existencia independiente y iii) la vida útil de los equipos observados es de corta duración (fojas 3259 a 3261).

## Valuación de Stock

Que afirma que el valor del transporte por el oleoducto no es un costo de producción, pues conforme a la NIC N° 2 – Existencias, el costo de transporte constituye un gasto de ventas. Así también, citó el párrafo 23 de la FASB N° 19, precisando que cuando dicha norma hace referencia a que los costos de producción terminan en la válvula de salida del área del Contrato o en el tanque de almacenamiento del campo de producción, se está refiriendo a los costos de campo (área de contrato) y no al transporte de hidrocarburos por el oleoducto, el cual parte del campo y llega hasta la costa peruana. De igual forma, la recurrente consideró que el pago de las regalías debió ser deducido como gasto, pues si la legislación especial -Ley Orgánica de Hidrocarburos-, hubiera querido otorgar un tratamiento distinto, lo habría señalado expresamente (fojas 4219 a 4225).

Que señala que la Administración ha reparado parte del egreso por el concepto de transporte que no ha sido incorporado en el costo de producción de los inventarios al cierre del ejercicio acotado, pues el egreso del transporte para ese stock final no ha sido provisionado. Al respecto, añade que de acuerdo al contrato celebrado con Petroperú, el valor del transporte se devenga con la venta de los inventarios de petróleo, por lo que considera que la valorización del stock de inventario al cierre del ejercicio no contiene monto por el servicio de transporte, dado que éste aún no se ha devengado, es decir, no se ha aplicado como gasto del ejercicio, toda vez que Petroperú no ha girado comprobante alguno referente al transporte de dicho inventario, por lo que considera que no puede reconocer una obligación que no ha nacido jurídicamente, ni establecer provisión alguna, ni agregar un estimado del valor del servicio de transporte como parte del valor de los inventarios.

Que alega que la retribución por transporte crudo cargada a resultados corresponde al transporte de los barriles embarcados y facturados durante el mes. Agrega que bajo el correcto entendimiento de las normas contables que rigen a la industria petrolera, el transporte de crudo de petróleo no forma parte del costo de producción por su naturaleza, dado que éste no es necesario para que el productor lo pueda vender al cliente, toda vez que en algunos casos es el cliente quien asume el gasto del transporte, debiendo por consiguiente ser considerado como un gasto de ventas (fojas 3448 a 3451).

Que considera que la Administración, al efectuar el reparo de la deducción del gasto por concepto de transporte de crudo por el Oleoducto Nor-Peruano, no ha tenido en cuenta que: a) el traslado por el referido Oleoducto es el de un producto terminado (petróleo); b) el transporte no modifica el producto terminado; y c) el asumir el costo de transporte responde a una política de ventas y condiciones comerciales que no aplica de manera idéntica a todos sus clientes; por lo que concluye que el costo del transporte por el Oleoducto Nor-Peruano constituye un elemento del gasto de ventas y no uno del costo de producción.





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que con relación a la regalía, menciona que dado que la propia norma de hidrocarburos dispone la naturaleza que para efectos sectoriales se le atribuye a las regalías, no es necesario recurrir a normas generales o elaborar razonamientos que conduzcan a un resultado contrario, siendo que aquella prima sobre cualquier interpretación amparada en normas de carácter general.

Que señala que en el supuesto negado que las normas contables primaran sobre las normas tributarias específicas, debe tenerse en cuenta que: a) la regalía petrolera no constituye una erogación destinada a transformar la materia prima en producto terminado; b) la regalía no es un costo directamente relacionado con las unidades producidas, dado que se realiza su cálculo y pago, cuando el producto final ya se encuentra totalmente elaborado; c) la regalía no tiene por finalidad contribuir a colocar el hidrocarburo en su ubicación y condición final, toda vez que cuando el hidrocarburo pasa por el punto de fiscalización (oportunidad en la que se determina el importe de la regalía), éste ya se encuentra en condición de ser vendido, por lo que concluye que las regalías no constituyen costos de conversión o transformación, ni costos indirectos vinculados a la producción en tanto no modifican el valor del producto terminado. Añade que debe tenerse en cuenta el criterio señalado por las Resoluciones N° 00898-4-2008 y 05732-5-2003.

Que sobre la Resolución N° 00898-4-2008, indica que este Tribunal concluye que el transporte de los productos terminados entre los almacenes de una empresa, no resulta un costo de la producción, toda vez que no modifica al producto terminado, evidenciándose que se trata de una condición del comprador previamente pactada con el vendedor, precisando que aun cuando no se hubieren celebrado los contratos antes descritos y dicho transporte respondiera a la conveniencia del contribuyente de contar con un punto cercano de abastecimiento a sus clientes, ello evidenciaría que se trata de un gasto inherente a una política de venta que si bien podría encarecer el producto, no puede implicar una variación en el costo de producción y agrega que "(...) si este transporte entre almacenes fuera considerado como costo del producto terminado comercializado, éste se vería incrementado para cada cliente que lo solicite y variaría conforme a la distancia donde deba ser entregado, distorsionándose la naturaleza del costo de producción. De igual manera, tampoco se debería incrementar el costo de las existencias cada vez que se requiera mover los productos terminados entre los almacenes, resultando equitativo considerarlo como un gasto que podrá o no ser asumido directamente por el cliente".

Que considera que es pertinente traer a colación lo indicado por la Resolución N° 10577-8-2010, en la que haciendo referencia a la Resolución N° 05042-5-2003, menciona que "(...) a efecto de dilucidar si el flete debe ser considerado como parte del costo de ventas o como un gasto de ventas de la mercadería, debe establecerse si el desembolso se realiza con motivo de la compra de las existencias, o por el contrario se trata de una erogación realizada con ocasión de la venta de éstas (...)".

Que considera que agregar a la base imponible la parte proporcional a los inventarios por el concepto de transporte y regalías no es procedente, toda vez que no provisiona gasto por transporte relacionado a la producción que queda en stock y que en el caso de las regalías se dedujo como gasto en virtud del mandato expreso de la ley sectorial.

## Gastos y donaciones no adicionados

Que manifiesta que la entrega de víveres y diversos bienes a los pobladores de las comunidades nativas no constituye un acto de liberalidad concedida sin contraprestación o exigencia alguna (donaciones), sino que más bien, es un gasto necesario para llevar a cabo regularmente sus operaciones, cuya deducción es aceptada de acuerdo con el primer párrafo del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta. Agrega que la entrega de bienes se viene produciendo en razón a derrames producidos de petróleo en años anteriores, como reparación por la que estuvo obligada a efectuar para eliminar las consecuencias negativas a los pobladores de las comunidades nativas.

Que afirma que es innegable que si una empresa de su magnitud dejara de atender las exigencias de los pobladores de las comunidades nativas, se produciría una situación de violencia social que impediría el desarrollo normal de sus operaciones. Considera que la Administración no ha tenido en cuenta las

ML      re      6      v



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

pruebas presentadas que acreditan la entrega de los bienes, como actas de entrega, y añade que éstas se realizaron de modo general, y que fueron razonables y proporcionales al valor total de las operaciones.

Que señala que las entregas de bienes a las comunidades nativas se realizaron teniendo en cuenta la responsabilidad que tiene una empresa petrolera con su entorno social, con el fin de evitar situaciones como las producidas en el año 2006, en donde los nativos tomaron los Lotes 1AB y 8. Precisa que la necesidad de actuar armoniosamente con las comunidades nativas ha resultado en la creación de un Plan de Relaciones Comunitarias, cuya implementación generó gastos que también fueron observados por la Administración.

Que manifiesta que este Tribunal a través de las Resoluciones N° 16591-3-2010 y 04335-9-2014, ha emitido pronunciamiento sobre el mismo reparo, reconociendo la deducibilidad de las donaciones por entrega de bienes a las comunidades nativas. De igual manera, precisa que a través de las Resoluciones N° 21908-4-2011 y 17652-1-2013, este Tribunal en el caso específico de los gastos que se realizaron por los Lotes 1AB y 8, validó la deducibilidad de los gastos efectuados por las entregas de bienes a las comunidades nativas, pues éstas se hicieron con la finalidad de resarcir un daño causado por el derrame de petróleo en las aguas del Río Marañón.

## **Bienes que debieron activarse**

Que señala que los materiales observados por la Administración corresponden a repuestos, como tuberías, equipos BES (bombas electro sumergibles, motores eléctricos sumergibles y sellos de protección), cables, insumos químicos y partes de equipos, que fueron utilizados para reemplazar a otros bienes que formaban parte de la unidad denominada "pozo", y que se adquirieron como bienes de inversión para la perforación y puesta en producción de los pozos, por lo que fueron tratados como partidas de egresos sin valor de recuperación.

Que sostiene que aun cuando en el caso de autos no corresponde hablar de mejoras, pues ellas se efectúan respecto de bienes del activo fijo y, en el presente caso, se trata de bienes que sustituyeron a otros que habían sido considerados gasto, los bienes cuestionados no han servido para incrementar el rendimiento de los pozos a los cuales fueron aplicados, sino simplemente para mantener su producción, para lo cual basta con verificar la producción de petróleo del Lote 8, por lo que no pueden considerárseles mejoras. Agrega que este Tribunal a través de las Resoluciones N° 147-2-2001, 9259-5-2001, 1217-5-2002 y 3395-4-2003, se ha pronunciado respecto de la diferencia entre una mejora y un gasto por mantenimiento y reparación.

Que indica que para que la Administración pueda concluir que los bienes de reemplazo o mantenimiento son activos fijos, tendría que haber verificado primero que los bienes reemplazados también sean activos fijos, es decir, bienes sujetos a depreciación, lo que en el presente caso no resulta aplicable de acuerdo con las disposiciones legales de carácter especial, toda vez que, los bienes reemplazados califican como egresos sin valor de recuperación y, por ende, gasto en el ejercicio en que se incurrieron, por lo que considera que el hecho que contablemente dichos bienes se activen y se deprecien no debe tener relevancia alguna para efectos tributarios.

Que considera erróneo el argumento de la Administración referido a que la naturaleza de activo fijo de los bienes se corrobora con el hecho de que se haya tratado a bienes similares como activo fijo, pues no ha tenido en cuenta las situaciones que rodearon la adquisición de los bienes en comparación, como es el caso de los bienes relacionados al Lote 8 que en su gran mayoría fueron adquiridos con la transferencia del citado lote, es decir el 23 de julio de 1996 y en el caso del Lote 1AB, los ítems 5657, 5658, 5771 y 5782, fueron adquiridos con el Lote 1AB el 7 de mayo de 2000. Agrega que el hecho que no haya decidido que a las inversiones adquiridas por terceros deba aplicársele el tratamiento que otorga a las partidas de egresos sin valor de recuperación, no puede llevar a la Administración a sostener que se debió aplicar el mismo tratamiento respecto de los gastos de mantenimiento y reparación a incurrirse en el futuro.

*[Handwritten signatures and initials]*



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que alega que los argumentos de la Administración para calificar a los bienes como activo (como son bienes independientes, vida prolongada mayor a un año y valor mayor a ¼ UIT) no son suficientes, por cuanto la norma sectorial autoriza la deducción como gasto a todo ese tipo de bienes por el solo hecho de que sean utilizados en los pozos petroleros, sin limitar dicha deducción. Agrega que la deducción de los bienes observados no se autoriza por el hecho de que comercialmente puedan tener una existencia separada o independiente, sino por el hecho probado de que tales bienes se utilizaron en los pozos petroleros.

Que refiere que los bienes observados deben recibir el mismo tratamiento tributario que se dispensa a todos los bienes de la unidad denominada pozo, es decir, el de ser cargados como gasto por calificar como egresos sin valor de recuperación, conforme a lo previsto en el artículo 11° del Reglamento de la Ley N° 26221.

## **Gastos de proyectos no activados**

Que señala que los gastos objeto de reparo, ascendentes a US\$ 19 940,92, corresponden a desembolsos como gastos de viajes, remuneraciones de técnicos, levantamientos de planos y otros costos administrativos, que se realizaron con la finalidad de identificar oportunidades de negocios respecto de los Lotes Madre de Dios, NB71001E y proyecto Aguaje, cuyos contratos de licencia finalmente no fueron celebrados, por lo que considera que dichos gastos no pueden estar asociados a un pozo petrolero alguno, toda vez que no existe la posibilidad de que se produzca el inicio de la explotación comercial.

Que sostiene que el reparo formulado por la Administración carece de fundamento legal dado que el primer párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos aludido por la Administración, sólo obliga a capitalizar (activar) los gastos de exploración y desarrollo basados en la ejecución de un contrato de licencia o de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, que no es el caso de los gastos observados por la Administración, y señala que el inciso g) del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta prevé una facultad del contribuyente para aplicar ciertas opciones referidas a la amortización de gastos pre-operativos, pero no lo obliga a aplicar una de ellas.

Que manifiesta que el párrafo 57 de la Norma Internacional de Contabilidad N° 38 establece que en algunos casos los desembolsos se realizan para suministrar a la empresa beneficios futuros sin que implique que se genere un activo o intangible, debiéndose en tales casos, reconocerse a dichos desembolsos en el estado de resultados en el momento en que se incurren.

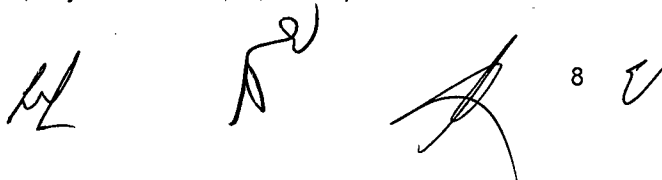
Que indica que la Administración al efectuar el reparo no ha tenido en cuenta el criterio jurisprudencial de las Resoluciones N° 2434-2-2004 y 467-5-2006 emitidas por este Tribunal, de las que fluye que si bien el diferimiento de gastos es válido a fin de cumplir con el principio de correlación entre ingresos y gastos, es necesario que se sustente la manera de cómo tales gastos incidirán en la generación de los ingresos futuros.

Que reitera que por las áreas de Aguaje y Madre de Dios no celebró modalidad contractual alguna, y precisa que dichos lotes fueron entregados en concesión a las empresas Burlington Resources y Hunt Oil con las denominaciones Lotes 104 y 76, respectivamente, por lo que considera que al no haber suscrito contrato alguno por los referidos lotes, no resultaba de aplicación lo dispuesto en el artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos ni en el inciso g) del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta, al tener certeza que los gastos incurridos nunca se recuperarían.

Que por el área NB71001E referida a los alrededores de los Lotes 8 y 1AB, señala que realizó estudios para determinar su potencial petrolífero, lo que no llegó a concretarse, considerando por lo tanto, que los gastos incurridos constituyeron pérdida financiera y tributaria en el ejercicio materia de acotación.

## **Gastos financieros**

Que señala que el reparo efectuado por la Administración ascendente a los importes de US\$ 1 238 597,75 y US\$ 16 171,00, corresponde a intereses, comisiones y otros gastos relacionados a un préstamo







# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

sindicado por US\$ 114 399 497,00, que a su criterio no son normales de la actividad ni necesarios para mantener la fuente y que no cumplen con los criterios de razonabilidad, generalidad y proporcionalidad.

Que alega que la Tercera Disposición Final de la Ley N° 27356, norma con la que la Administración fundamenta el reparo, no resulta aplicable al caso de autos en razón de la garantía de estabilidad tributaria de la que goza, ya que entró en vigencia en ejercicios posteriores a la suscripción de los Contratos para los Lotes 8, 1AB, XII y 88.

Que sostiene que el préstamo cumple con el requisito de ser normal, al ser usual que las empresas busquen financiar sus actividades recurriendo a préstamos con entidades financieras, y razonable, al ser el monto del préstamo y del gasto por intereses y comisiones proporcionales a los ingresos que obtuvo en el ejercicio 2000<sup>2</sup>. Agrega que la Administración considera que la empresa no debió solicitar el préstamo, dado que al efectuar remesas al exterior demostraba que no necesitaba de fondos provenientes de financiamientos con terceros.

Que afirma que las remesas efectuadas a la matriz durante el ejercicio 2000 fueron para cubrir la pérdida incurrida en los contratos de cobertura y las garantías relacionadas a tales contratos (US\$ 70 503 710,00 y US\$ 53 500 000,00, respectivamente); precisa que debe tenerse en cuenta que la sucursal no tenía personería jurídica independiente de la de su matriz, por lo que los contratos de cobertura con entidades del exterior, a fin de proteger el precio del petróleo producido por la sucursal, debieron ser suscritos por la matriz, aun cuando la beneficiaria real de dichos contratos era la sucursal, toda vez que lo que se buscaba proteger eran los ingresos generados por las actividades de ésta última. Agrega que los mencionados contratos de cobertura originaron pérdidas que debieron ser cubiertas por la sucursal, sin embargo, ésta no reflejó tales pérdidas en su contabilidad, habiéndose limitado a remesar a su matriz el monto de la pérdida y garantías relacionadas, registrando tales montos en cuentas intercompañías.

Que señala que no corresponde a la Administración cuestionar una decisión empresarial que está plenamente justificada. Manifiesta que los fondos del préstamo indicado cuyos intereses y gastos cuestiona la Administración fueron destinados a la reestructuración de pasivos, a la cancelación de la primera cuota del indicado préstamo y a la restitución del monto por la adquisición de la posición contractual en el Contrato para el Lote 1AB. Agrega que una vez recibido el préstamo indicado es normal que haya cumplido con restituir dicho monto a la empresa (matriz) que efectuó el pago por la adquisición del Lote 1AB en su representación, pues este lote fue adquirido por la sucursal y es uno de sus principales activos y generador de gran parte de sus ingresos.

Que indica que la Administración no puede desconocer que se debía pagar por la adquisición del Lote 1AB y que en las remesas efectuadas durante el ejercicio 2000 estaba incluido dicho monto; asimismo, manifiesta que no puede desconocer que la sucursal realizó el pago de la primera cuota del préstamo sindicado por un monto de US\$ 13 359 237,00, ni cuestionar que el monto de US\$ 62 670 256,00 fue destinado a la reestructuración de pasivos y el importe de US\$ 870 707,00 a otros gastos propios del giro del negocio, pues ha presentado documentación que sustenta su afirmación.

Que señala que el argumento de la Administración, referido a que el monto remesado a la matriz durante el ejercicio 2000, no guarda proporcionalidad con el total de los ingresos facturados en dicho ejercicio, por el hecho de que la relación entre remesas a la matriz e ingresos en los ejercicios anteriores es distinta a la del ejercicio 2000, resulta cuestionable pues no se puede comparar las operaciones en cada ejercicio sin tomar en cuenta las circunstancias que existieron en cada uno de ellas; añade que pretender que las operaciones de una empresa sean similares todos los años, equivale a sostener que una empresa no puede tener utilidades en un año y pérdidas en otro, lo que no es razonable. Agrega que para sustentar su afirmación adjunta a su escrito el Informe Económico Financiero de Gasto (1996-2000), preparado por la consultora financiera y económica Confía, en el que se muestra que el préstamo sindicado responde a criterios financieros y objetivos.

<sup>2</sup> Aunque considera que el préstamo no debería tener relación con los ingresos del ejercicio en que se obtiene, sino más bien con los ingresos de ejercicios futuros, pues éstos servirán para devolverlo en el plazo en que se acuerde su devolución.



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

## Contratos derivados

Que manifiesta que como consecuencia de la disminución en el precio del crudo de petróleo entre el año 1998 y los primeros meses del año 1999, en que cayó desde los US\$ 18 por barril hasta los US\$ 12 por barril, los ingresos de la empresa cayeron en un 34%, es así que el resultado neto pasó de una utilidad de US\$ 1.6 millones en 1997 a una pérdida de US\$ 28.7 millones en el ejercicio 1998. En un escenario en el que la volatilidad del precio de petróleo era alta y todo hacía presumir que los precios internacionales del petróleo se dirigían a la baja era absolutamente necesario tomar medidas para evitar que se generasen mayores pérdidas y permitiera cubrir los costos operativos, lo que se consiguió mediante la contratación de instrumentos financieros derivados, asegurando un flujo fijo (y no variable) de ingresos en los años siguientes.

Que añade que el mercado de petróleo en el que opera es uno de los de mayor inestabilidad, encontrándose sujeto a los más diversos cambios políticos, sociales o económicos por lo que considera que un conflicto bélico, crisis social o política, puede influir directamente en los precios del petróleo.

Que sostiene que los 9 contratos de instrumentos financieros derivados suscritos durante el año 1999, tuvieron como único propósito cubrir los riesgos derivados de la fluctuación de flujos por la venta de petróleo, fijando hacia el futuro su precio de venta, toda vez que en el periodo en que se efectuó la citada contratación, el precio del petróleo fluctuaba ente US\$ 11,00 y US\$ 12,00 por barril (precios del último trimestre de 1998), importes muy por debajo del costo operativo que mantenía la empresa y que ascendía aproximadamente a US\$ 15,30 por barril, por lo que optó por contratos con periodos extendidos en el tiempo con vencimiento al 31 de diciembre de 2002, los que le permitieron alcanzar el precio objetivo de US\$ 15,00, dado que siendo contratos con vencimientos más largos, los precios de mercado eran superiores, por lo que queda claro que su finalidad no era especular sino fijar un precio que asegurara el flujo de ingresos necesarios (a través de la venta o ingresos derivados de la explotación de petróleo), y que permitiera la continuidad de sus operaciones. Precisa que la decisión fue coberturar 320 000 barriles por mes y no 820 000 barriles como erróneamente entiende la Administración, llevándola a distorsionar el cálculo de eficacia y determinando resultados totalmente ilógicos.

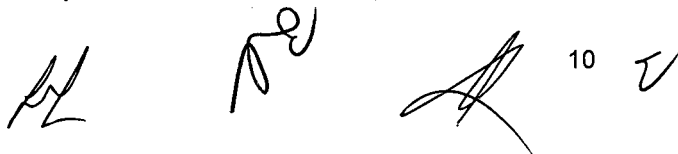
Que añade que durante el ejercicio 2000, se cedieron parte de algunos contratos, lo que trajo solo como consecuencia que una nueva contraparte ingrese en la relación jurídica sin alterar las condiciones pactadas inicialmente, manteniéndose el precio y volumen contratado.

Que alega que durante los ejercicios 2000, 2001 y 2002 contrató nuevos instrumentos financieros derivados, pero no para incrementar el volumen de barriles cubierto, sino con el único propósito de mitigar las pérdidas que venían originando los contratos suscritos durante 1999. En estos nuevos contratos el volumen de barriles es simplemente referencial y por ende no debe adicionarse a los 320,000 barriles cubiertos, como equivocadamente hace la Administración. Adicionalmente señala que en los casos en que las operaciones derivadas de los citados contratos generaron ganancias durante el ejercicio 2002, éstas se gravaron con el Impuesto a la Renta; asimismo considera que dichos resultados no deben afectar el cálculo de eficacia de los otros instrumentos financieros, toda vez que dichas operaciones se realizaron como parte de la estrategia de cobertura, que como se indicara anteriormente, consistía en atenuar las pérdidas que venían generando los contratos celebrados en el ejercicio 1999.

Que considera una actitud prejuiciosa de parte de la Administración la de afirmar que por el hecho de que la casa matriz se encuentra ubicada en un paraíso fiscal, las operaciones no pueden ser sujeto de control y fiscalización, máxime si ha puesto a disposición toda la documentación relativa a la suscripción y liquidación de los contratos requerida por ella.

Que alega que los contratos celebrados fueron claramente instrumentos financieros derivados de cobertura, por tanto, el importe pagado con motivo de las liquidaciones de tales instrumentos forman parte de la materia imponible del Impuesto a la Renta.

Que argumenta que si bien los instrumentos financieros derivados contienen una obligación de entregar un subyacente determinado a un precio prefijado, lo normal es que el pago se realice por diferencial (la

 10



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

diferencia obtenida entre el precio del subyacente y el precio fijado en el derivado), lo que da lugar al reconocimiento de diferenciales entre las partes y la conformación del citado diferencial como parte integrante de la materia imponible del Impuesto a la Renta, no por ser un resultado de fuente peruana, sino por formar parte del resultado del negocio o de la partida cubierta.

Que precisa que la eficacia del instrumento y cualquier otro requisito establecido por las normas contables no son determinantes ni exigibles para calificar un instrumento de cobertura y en ningún caso las pérdidas provenientes de los instrumentos financieros derivados constituyen resultados de fuente extranjera.

Que indica que la Administración no ha tenido un cabal entendimiento sobre el uso de los instrumentos financieros derivados, y que las disposiciones de las normas contables, como la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y FAS N° 133, no tienen eficacia ni son exigibles en materia tributaria, resultando ilegal recurrir a ellas sin remitirse expresamente a la ley, en tanto estas normas no regulan cuándo un contrato de derivado es de cobertura y cuándo pasa a ser especulativo. Agrega que en reiterada jurisprudencia, como la Resolución N° 15083-8-2013, emitida por este Tribunal, se ha establecido que para determinar la cobertura de los instrumentos financieros derivados no debe exigirse el cumplimiento de los requisitos contenidos en las normas contables antes citadas, toda vez que éstos no tienen como propósito calificar una operación como de cobertura, sino el de establecer la aplicación de un tratamiento contable de excepción de aquellas operaciones que cumplen con los requisitos, entre ellos, el de eficacia, permitiendo que los resultados ya sea ganancia o pérdida que originen, se reconozcan en el estado de resultados conjuntamente con los resultados originados de la partida cubierta.

Que en relación al ratio de eficacia, señala que la Administración efectuó la medición de eficacia sin tener en cuenta las disposiciones contables (Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y FAS 33), ni con el sustento técnico dado que no aplicó el parámetro adecuado de acuerdo con el tipo de cobertura, que para su caso era el de flujos de efectivo y no el de valor razonable aplicado por la Administración. Dentro de los errores que la recurrente advirtió en relación al cálculo del ratio de eficacia está el de considerar el costo de ventas de los barriles cubiertos y vendidos para determinar la ganancia en el valor razonable de la partida cubierta, cuando lo que debió compararse es simplemente la variación entre el precio spot y el precio del derivado a la fecha de liquidación.

Que indica que durante el procedimiento de fiscalización presentó dos informes emitidos por la firma Price Waterhouse Coopers, de los cuales el primero concluye que los instrumentos financieros de cobertura celebrados cumplen con el requisito de eficacia establecido por las normas contables, respecto del cual la Administración no ha emitido pronunciamiento alguno y, el segundo, explica las razones técnicas por las cuales no es correcta la metodología aplicada por la Administración para la determinación de los ratios de eficacia, precisando que en este último caso se limitó a defender su metodología sin un sustento técnico<sup>3</sup>.

Que advierte que si bien la operatividad del instrumento financiero derivado conlleva 2 transacciones diferentes, lo que realmente se persigue es asegurar el resultado del negocio cubierto, razón por la cual sólo 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 derivado, lo que responde además a la finalidad del contrato de cobertura, que en esencia busca fijar el precio de los bienes cubiertos, de tal suerte que si el precio en el mercado físico es mayor se deja de ganar y si es menor no se pierde; por ello, las utilidades de un instrumento financiero derivado sólo tienen por objeto compensar las eventuales pérdidas en el mercado de físico, y las pérdidas en "futuros" son compensadas con las utilidades generadas en el mercado físico.

Que contrariamente a lo señalado por la Administración, sostiene que los instrumentos financieros derivados no se encuentran regulados en el inciso b) del artículo 9° de la Ley del Impuesto a la Renta, dado que recién con la vigencia del Decreto Legislativo N° 970, es decir, a partir del 1 de enero de 2007,

<sup>3</sup> La recurrente señala que la presentación de informes técnicos constituye prueba plena y cualquier observación de los mismos, debe ser confrontada con informes técnicos presentados por la propia Administración, a efectos de determinar la real naturaleza de los bienes. Añade que dicho criterio es recogido de la Resolución emitida por el Tribunal Fiscal N° 1212-4-97.

11



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

se regularon de manera expresa este tipo de operaciones. Por ello, considera que la legislación del Impuesto a la Renta, teniendo en cuenta el régimen estabilizado al que está sujeta, no regula de manera directa o indirecta el tratamiento de los resultados provenientes de instrumentos derivados, toda vez que recién a partir del 1 de enero de 2007 se incorpora como nuevo supuesto que genera renta de fuente peruana a los resultados provenientes de la contratación de instrumentos financieros derivados, lo que probaba que tales operaciones no encuadraban en los supuestos contenidos en el artículo 10° de la citada ley, lo que según su criterio, desvirtúa el argumento de la Administración en el sentido de que en estos tipos de contratos existe un derecho susceptible de estar colocado o utilizado dentro o fuera del país, por lo que no existiendo una limitación expresa para la deducción de los desembolsos efectuados con motivo de la liquidación de tales instrumentos, éstos constituyen partidas plenamente deducibles en la medida que ajustan los ingresos derivados de la venta del petróleo.

Que considera que en el caso de los instrumentos financieros derivados, se está ante un determinado flujo de riqueza obtenido por la empresa domiciliada, esto es, una ganancia proveniente de la operación con un tercero (generalmente entidades no domiciliadas), que califica como renta gravada con el Impuesto a la Renta en virtud de lo señalado por el artículo 3° de la ley del citado impuesto, de acuerdo con el régimen estabilizado con el que cuenta.

Que menciona que no es posible ni correcto señalar que las pérdidas originadas por instrumentos financieros derivados son de fuente extranjera, como sostiene la Administración, pues tales pérdidas no provienen de una "fuente", resultando por ello no pertinente la limitación del artículo 51° de la Ley del Impuesto a la Renta, la que sólo se refiere a pérdidas de fuente extranjera, es decir, a los resultados derivados de la explotación de una fuente, por lo que la pérdida que no es compensable es solamente aquella que proviene de una fuente ubicada en el exterior, sin estar comprendidos en la limitación las pérdidas provenientes de operaciones con terceros, y, aun en el caso que se determine que los instrumentos derivados se contrataron con fines especulativos, la pérdida sería totalmente deducible por no serle aplicable el artículo 51° de la referida ley, al no tratarse de una pérdida de fuente extranjera.

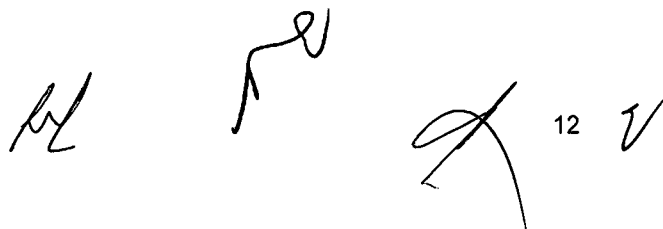
Que señala que es un despropósito que la Administración pretenda desconocer sus contratos de cobertura, dado que los instrumentos financieros derivados son utilizados justamente con fines de cobertura, siendo que si la Administración considera lo contrario es ella quien debe probar que los contratos celebrados fueron celebrados con fines de especulación, como una situación de excepción.

## Multa

Que en cuanto a la resolución de multa, señala que ésta se refiere a la no inclusión de ingresos y la no inclusión de actos gravados, no obstante que no ha omitido ingresos y que el no haber efectuado un autoreparo al gasto no es lo mismo que no haber incluido en la declaración "actos gravados", por lo que la imprecisión con que la Administración ha desarrollado el fundamento de la infracción, le dificulta conocer con certeza cuál es el fundamento que ampara la sanción impuesta y vulnera el ejercicio de su derecho a la defensa.

Que menciona que no puede considerarse que su conducta configure, en conjunto, un supuesto omisivo que perjudique al fisco o al interés público, habida cuenta que el tema de fondo en discusión es, en la mayoría de los casos, la imputación temporal de gastos; agrega que uno de los reparos de mayor monto se basa en una construcción artificial de la Administración que pretende desconocer decisiones empresariales válidas.

Que añade que el numeral 3 del artículo 230° de la Ley del Procedimiento Administrativo General ha señalado que las autoridades deben respetar el principio de razonabilidad, lo que significa que en la determinación de la sanción se debe atender a criterios como la existencia o no de intencionalidad, el perjuicio causado, las circunstancias de la comisión de la infracción y la repetición en la comisión de la infracción.





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que indica que la necesaria presencia del elemento subjetivo en sede de infracciones y sanciones administrativas, constituye un criterio adoptado por el Tribunal Constitucional en la Sentencia recaída en el Expediente N° 2050-2002-AA/TC.

Que alega que la resolución de multa sería nula y no produciría efectos, en la medida que ha incumplido con el principio de razonabilidad o proporcionalidad previsto en el artículo 200° de la Constitución Política del Perú, toda vez que resulta desproporcionado pretender imponer sanciones por un monto total de S/. 16 228 093,00 sin considerar intereses, habida cuenta que no se han deducido gastos indebidos o inexistentes, dado que en la mayoría de los casos existe una discusión en cuanto al momento en que corresponde deducirlos.

Que afirma que en el presente caso aún no se ha determinado el "tributo que se debió declarar", porque depende de las resultados del procedimiento contencioso interpuesto, por lo que no existe posibilidad de aplicar la infracción del numeral 1 del artículo 178° del Código Tributario y no se le puede exigir el pago de la multa relacionada con dicha infracción.

Que indica que toda vez que en la mayoría de los reparos efectuados está en discusión la interpretación de normas muy especializadas, respecto de las cuales existen muy pocos precedentes y, en tanto la Resolución del Tribunal Fiscal que resuelva el presente recurso aclarará la interpretación de las normas sectoriales, solicita la aplicación del numeral 1 del artículo 170° del Código Tributario.

Que de otro lado, menciona que en el supuesto negado que se determine deuda tributaria respecto del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002, la citada deuda debe actualizarse aplicando la tasa de interés moratorio en moneda extranjera, aplicando el tipo de cambio venta que publique la Superintendencia de Banca y Seguros vigente a la fecha en que se realice el pago, para lo cual deberá tenerse en cuenta las resoluciones emitidas por este Tribunal N° 00831-1-2002, 03675-3-2003 y 09274-4-2013, 5820-3-2008, 21908-4-2011 y 06426-5-2012.

## ANTECEDENTES

Que de autos se tiene que mediante la Carta N° 050011173930-01-SUNAT (foja 2615) y el Requerimiento N° 0121050000175 (fojas 2606 a 2607), notificados a la recurrente el 16 de diciembre de 2005, de conformidad con lo previsto en el inciso a) del artículo 104° del Código Tributario<sup>4</sup>, se inició el procedimiento de fiscalización del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002. Como resultado del cual se efectuaron diversos reparos a la determinación del citado impuesto en el ejercicio anotado, emitiéndose la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 2959 a 3119) por los siguientes conceptos y montos:

Concepto	Monto US\$
1. Adiciones y deducciones no aceptadas (gastos pre-operativos)	4 164 110,00
2. Egresos sin valor de recuperación	456 490,56
3. Valuación de Stock	1 244 632,00
4. Gastos no adicionados (donaciones) (*)	57 851,13
5. Bienes que debieron activarse	1 247 679,00
6. Donaciones no adicionadas (*)	12 012,71
7. Gastos de proyectos no activados	19 940,92
8. Gastos financieros	1 254 769,26
9. Contratos derivados	9 055 990,00

(\*) Importes que resultan de deducir a las acotaciones totales (US\$ 61 737,13 y US\$ 16 562,71), los montos rectificadas por la recurrente el 18 de diciembre de 2006 por los importes de US\$ 4 550,00 y US\$ 3 886,00.

<sup>4</sup> El inciso a) del artículo 104° del Texto Único Ordenado del Código Tributario aprobado por Decreto Supremo N° 135-99-EF establece que la notificación de los actos administrativos se realizará, entre otras formas, por correo certificado o por mensajero, en el domicilio fiscal, con acuse de recibo o con certificación de la negativa a la recepción efectuada por el encargado de la diligencia.

 13 



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que como resultado de la indicada fiscalización, la Administración emitió además de la mencionada resolución de determinación, la Resolución de Multa N° 012-002-0010910, girada por la infracción tipificada por el numeral 1 del artículo 178° del Código Tributario (fojas 2957 y 2958).

Que como cuestión previa al análisis de los reparos correspondientes, cabe señalar que el 20 de agosto de 1993 se publicó en el Diario Oficial "El Peruano" la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 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 la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece en su artículo 10° que las actividades de exploración y de explotación de hidrocarburos podrán realizarse a través de contratos celebrados por Perúpetro S.A.<sup>5</sup>, quien los suscribe con el "contratista"<sup>6</sup>, 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 Perúpetro S.A. 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° de la citada ley 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, asimismo, señala 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.

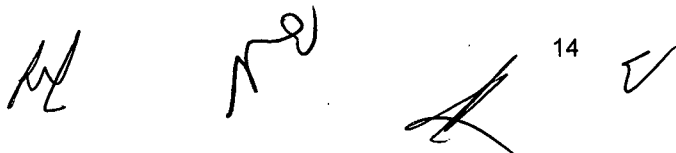
Que de las normas antes glosadas, se tiene que a los "contratistas", personas naturales o jurídicas que obtienen la autorización de explorar y/o explotar hidrocarburos en el área de contrato de licencia o de servicio, les resultan aplicables la Ley del Impuesto a la Renta, vigente a la fecha de suscripción 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 especialidad<sup>7</sup>, según el cual la norma especial prima sobre la norma general, en los temas relacionados con el Impuesto a la

<sup>5</sup> Cabe anotar que mediante el artículo 6° de la Ley N° 26221, se creó PERUPETRO S.A., 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.

<sup>6</sup> De acuerdo con el artículo 9° de la citada ley, el término "contratista" comprende tanto al contratista de los contratos de servicios como al licenciario de los contratos de licencia, a menos que se precise lo contrario.

<sup>7</sup> 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 04548-2-2006, entre otras, señalando que en aplicación de dicho principio la norma especial debe primar sobre la norma general.





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

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.

## **NULIDAD**

Que previamente al análisis de los reparos impugnados, corresponde emitir pronunciamiento acerca de la nulidad planteada por la recurrente, la que se sustenta en el hecho que la Administración no se pronunció acerca de determinados argumentos vertidos en la etapa de fiscalización, específicamente en cuanto a los reparos de gastos al tratarse de bienes que debieron activarse, provisión de bono vacacional, gastos financieros y contratos derivados.

Que sobre el particular, es preciso indicar que la etapa de fiscalización no tiene la naturaleza de un procedimiento contencioso, por lo tanto, si bien corresponde merituar como antecedentes los argumentos planteados por los contribuyentes en dicha etapa, las resoluciones de determinación y otros valores emitidos, se fundamentan en los aspectos centrales que a criterio de la Administración sustentan las determinaciones efectuadas, lo que implica que al tomar su decisión en un sentido distinto al del contribuyente, ha desestimado los argumentos de éste respecto a la materia de decisión; en consecuencia, no resulta necesario ni obligatorio que los valores emitidos en la etapa de fiscalización deban expresar respuesta a cada argumento de la empresa fiscalizada; situación distinta a la que sucedería si la omisión (de contestar un argumento pertinente), se produjera en la etapa contenciosa, que no es la situación en el caso de nulidad planteado; en ese sentido, no resulta atendible lo alegado por la recurrente.

Que sin perjuicio de lo expuesto, cabe señalar que al tratarse de argumentos vertidos por la recurrente en la etapa de fiscalización de los reparos descritos en el considerando precedente al anterior, que de acuerdo con la afirmación de la recurrente no fueron meritutados por la Administración, éstos se tratarán en el análisis que este colegiado desarrollará de cada reparo impugnado, con excepción de las observaciones efectuadas por concepto de bono vacacional, que según se advierte de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371, finalmente no fueron materia de acotación.

## **ANÁLISIS DE REPAROS**

Que estando a lo expuesto precedentemente, a continuación corresponde emitir pronunciamiento sobre los reparos que son materia de controversia:

### **Gastos pre-operativos**

Que según la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 y sus Anexos N° 2 y 4 (fojas 3107 a 3113 y 3117), la Administración repara las inversiones pre-operativas deducidas como gastos en un solo año (ejercicio 2002) por la suma de US\$ 4 164 110,00, señalando que debieron amortizarse a partir del ejercicio en que se iniciara la producción o explotación de los Lotes XII y 88, tal como lo expresa el artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y el inciso g) del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta, dado que dichos lotes, en el año acotado, se encontraban en etapa pre-operativa.

Que la Administración a través del Anexo al Requerimiento N° 0122060000992 (fojas 1826 a 1830), notificado el 5 de abril de 2006, solicita a la recurrente presentar la documentación original, como contratos, cancelaciones, documentación contable, detalle de vouchers, análisis, comprobantes de pagos, entre otros, que sustente diversas adiciones y deducciones efectuadas en la declaración jurada anual del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002, entre las que se encuentra la adición por el concepto de "Neto de pérdida tributaria proveniente de otros lotes" correspondiente al Lote 88 por el importe de US\$ 4 164 110,00 y la deducción por el mismo concepto relacionada a los Lotes 1AB y 8 por las sumas de US\$ 2 162 475,00 y US\$ 2 001 635,00, respectivamente (puntos 9 y 13).

Que en respuesta a lo solicitado, mediante escrito de 17 de julio de 2006 (fojas 1799 a 1803), la recurrente señaló que en el ejercicio 2002 obtuvo pérdida tributaria vinculada al Lote 88 por el importe de US\$ 4 164 110,00, la cual podía compensarse contra las utilidades obtenidas en los Lotes 1AB y 8, en

 15



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

aplicación de lo dispuesto por el artículo 50° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la que -según menciona- permite que si en uno o más de los contratos o actividades se generasen pérdidas arrastrables, éstas deben ser compensadas con la utilidad generada por otro u otros contratos o actividades, a opción del contratista. Añade que con la finalidad de hacer coincidir la suma de los casilleros 113 de los formularios individuales de cada uno de los lotes, con el casillero 113 del Formulario PDT de la Declaración del Impuesto a la Renta, que contiene la información consolidada, incluyó dentro del propio cálculo del Impuesto a la Renta una adición por el Lote 88 y una deducción por los Lotes 8 y 1AB por igual importe.

Que en el resultado del citado requerimiento, notificado el 6 de octubre de 2006 (fojas 1820 y 1825), la Administración señala que del análisis y verificación efectuada a las operaciones de compra de bienes y servicios de las inversiones en los Lotes XII y 88 e inversiones en los Lotes 1AB y 8, correspondiente al ejercicio 2002, se determinó que tales lotes se encontraban en dicho ejercicio en etapa pre-operativa, motivo por el cual considera que no debieron contabilizarse los desembolsos como gastos, siendo que los gastos de organización y pre-operativos iniciales efectuados por la recurrente, debían ser amortizados a partir del ejercicio en que se iniciara la producción o explotación de los lotes, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el inciso g) del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta e inciso d) del artículo 21° del reglamento de la ley del citado impuesto, por lo que reparó la deducción efectuada vía declaración jurada por los gastos pre-operativos por US\$ 4 164 110,00.

Que en virtud del artículo 75° del Código Tributario, la Administración a través del Anexo adjunto al Requerimiento N° 0122060002529, notificado el 11 de diciembre de 2006 (fojas 1238 a 1241), solicitó a la recurrente presentar su descargo mediante escrito y con documentación fehaciente a las observaciones contenidas en el Anexo N° 1 del citado requerimiento (foja 1237), dentro de las que se encuentra deducciones no aceptadas de los Lotes 88, 1AB y 8 por las sumas de US\$ 4 075 915,00<sup>8</sup>, US\$ 2 162 475,00 y US\$ 2 001 635,00, respectivamente.

Que en respuesta al citado requerimiento (fojas 1228 a 1230), la recurrente manifiesta que no acepta el reparo, alegando que de la documentación entregada se desprende que la suma de US\$ 4 074 915,00 imputada al Lote 88 es una cifra inexistente, por lo que no debe formar parte del reparo.

Que en el resultado del mencionado requerimiento, notificado el 21 de diciembre de 2006 (fojas 1233 y 1234), la Administración deja constancia que el reparo por deducciones no aceptadas sólo incluye las de los Lotes 1AB y 8 por las sumas de US\$ 2 162 475,00 y US\$ 2 001 635,00, respectivamente, cuyo total asciende al importe de US\$ 4 164 110,00.

Que de lo expuesto se tiene que la controversia consiste en establecer si la deducción de los gastos pre-operativos ascendentes a US\$ 4 164 110,00 incurridos en el Lote 88, que no ha iniciado la etapa de extracción comercial y que han sido compensados con las utilidades de otros lotes que iniciaron dicha extracción, se encuentra arreglada a ley.

Que conforme con lo dispuesto por el artículo 10° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, las actividades de exploración y de explotación de hidrocarburos podrán realizarse bajo las formas contractuales siguientes: (a) Contrato de Licencia, (b) Contrato de Servicios y (c) Otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Que el artículo 48° de la mencionada ley dispone que los contratistas estarán sujetos al régimen tributario común del Impuesto a la Renta, a las normas específicas que se establecen en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, y se regirán por el régimen aplicable vigente al momento de la celebración del contrato.

<sup>8</sup> De acuerdo con el documento denominado Determinación de la Renta Neta Imponible al 31 de diciembre de 2002 (foja 649), dicho importe correspondía a la utilidad financiera más las adiciones efectuadas a la renta neta imponible del citado ejercicio. Cabe indicar que dicho documento fue dejado de lado, toda vez que la recurrente presentó la hoja final de ajustes y deducciones efectuada a la utilidad financiera del referido ejercicio (foja 650).

 16





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que según el artículo 50° de la citada ley, los contratistas que realicen actividades de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos en más de un área de contrato y que además desarrollen otras actividades relacionadas con petróleo, gas natural y condensados y actividades energéticas conexas a las de hidrocarburos, determinarán los resultados de cada ejercicio en forma independiente por cada área de contrato y por cada actividad para los efectos del cálculo del Impuesto a la Renta, agregando que si en uno o más de los contratos o actividades se generasen pérdidas arrastrables, éstas deberán ser compensadas con la utilidad generada por otro u otros contratos o actividades, a opción del contratista, asimismo, indica que las inversiones realizadas en un área de contrato en la que no se hubiera llegado a la etapa de extracción comercial, serán acumuladas al mismo tipo de inversión efectuada en otra área de contrato en la que si se haya llegado a dicha etapa y el total se amortizará mediante el método elegido, conforme con lo previsto por el artículo 53° de la citada ley.

Que al respecto, el artículo 53° de la referida ley establece que los gastos de exploración y desarrollo así como las inversiones que realicen los contratistas hasta la fecha en que se inicie la extracción comercial de hidrocarburos, incluyendo el costo de los pozos, serán acumulados en una cuenta cuyo monto, a opción del contratista y respecto de cada contrato, se amortizará de acuerdo con cualesquiera de los 2 métodos o procedimientos siguientes: a) En base a la unidad de producción; o, b) Mediante la amortización lineal, deduciéndolos en porciones iguales, durante un período no menor de 5 ejercicios anuales. Agrega dicho artículo que iniciada la extracción comercial, se deducirán como gasto del ejercicio, todas las partidas correspondientes a egresos que no tengan valor de recuperación.

Que de otro lado, el artículo 81° de la señalada ley dispone que las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos, estarán sujetas al régimen tributario común, con las excepciones dispuestas por esa ley.

Que el inciso f) del artículo 1° del Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria y de las Normas Tributarias de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 32-95-EF (en adelante, reglamento de la citada ley), señala que los gastos amortizables comprenden los gastos de exploración y desarrollo así como las inversiones que realicen los contratistas hasta la fecha en que se inicie la extracción comercial de hidrocarburos, incluyendo el costo de los pozos, de acuerdo con lo establecido por el primer párrafo del artículo 53° antes mencionado.

Que por su parte, la Ley del Impuesto a la Renta, aprobada por el Decreto Legislativo N° 774 para el caso de los Lotes 8 y 1AB, y el Texto Único Ordenado de la citada ley aprobado por Decreto Supremo N° 054-99-EF, tratándose de los Contratos del Lote 88<sup>9</sup>, también ha establecido una regulación con relación a los gastos diferidos, es así que en el inciso g) de su artículo 37°<sup>10</sup>, dispone que los gastos de organización, los gastos pre-operativos iniciales, los gastos pre-operativos originados por la expansión de las actividades de la empresa y los intereses devengados durante el período pre-operativo, a opción del contribuyente, podrán deducirse en el primer ejercicio o amortizarse proporcionalmente en el plazo máximo de 10 años, en tanto que el inciso d) del artículo 21° del Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta, aprobado por Decreto Supremo N° 122-94-EF, dispone que la amortización a que se refiere el inciso g) del artículo 37° de la citada ley se efectuará a partir del ejercicio en que se inicie la producción o explotación.

<sup>9</sup> En el caso del Lote 8, suscrito el 20 de mayo de 1994, la recurrente se encuentra sujeta a estabilidad tributaria según la legislación del Impuesto a la Renta vigente a la fecha de suscripción del respectivo contrato (fojas 501, 502 y 539), y en el caso del Lote 1AB en la fecha de Adecuación y Modificación del Contrato de Servicios a la Ley Orgánica de Hidrocarburos suscrita el 1 de junio de 1996 (fojas 330, 331, 313 y 314/vuelta), en tal sentido la legislación estabilizada de los Lotes 8 y 1AB es la regulada por el Decreto Legislativo N° 774 y sus modificatorias vigentes a la fecha de suscripción o de adecuación - modificación, respectivamente. Asimismo, el Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto a la Renta aprobado por Decreto Supremo N° 054-99-EF -que reunió en un solo texto el Decreto Legislativo N° 774 y sus modificatorias al 31 de diciembre de 1998-, con las modificatorias vigentes a la fecha de suscripción de los contratos, resulta aplicable para el caso del Contrato de Licencia del Lote 88, suscrito el 9 de diciembre de 2000 (fojas 179 y 209).

<sup>10</sup> El texto del inciso g) del citado artículo 37° contenido en la Ley del Impuesto a la Renta aprobada por Decreto Legislativo N° 774 es también recogido en el Texto Único Ordenado del citado impuesto aprobado por Decreto Supremo N° 054-99-EF.

 17



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

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 del 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 de acuerdo con el concepto de asociación establecido por la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 1, para efecto de la aplicación del devengado es indispensable vincular directamente el ingreso que aparece en el estado de resultados con todos los gastos en los que se incurre para la generación de dicho ingreso, por existir una relación de causa y efecto entre los ingresos y los gastos.

Que en esa misma línea, las Resoluciones del Tribunal Fiscal N° 05349-3-2005 y 03204-2-2004, coinciden en señalar que los gastos diferidos "son aquellos que representan gastos ya producidos que se llevan al futuro, con el fin de que contribuyan a la generación de ingresos o reducción de costos."

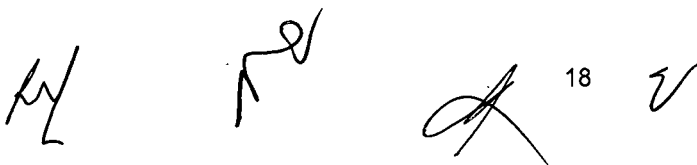
Que la Resolución del Tribunal Fiscal N° 02989-4-2010 ha señala que la "Ley Orgánica de Hidrocarburos prevé una regulación tributaria especial para el caso de los "gastos diferidos", siempre que estos califiquen como "gastos de exploración, desarrollo y/o inversiones" respecto de un lote de Hidrocarburos, en tanto que la ley del Impuesto a la Renta tiene una regulación general para el caso de gastos de organización, pre-operativos iniciales y pre-operativos originados por la expansión de las actividades de la empresa siendo que ambas normas condicionan la deducción de tales gastos al inicio de la extracción comercial, producción o explotación de la actividad por la que se incurrieron en dichos gastos".

Que de la documentación que obra en autos, se aprecia copia del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 suscrito el 9 de diciembre de 2000 entre Perúpetro y las empresas Hunt Oil Company of Perú L.L.C., Sucursal del Perú, SK Corporation Sucursal Peruana, Hidrocarburos Andinos S.A.C. y la recurrente en calidad de contratistas con una participación del 36%, 18%, 10% y 36%, respectivamente.

Que de acuerdo con la Cláusula Novena del citado contrato (fojas 178 y 179), "Cada una de las empresas que conforman el Contratista está sujeta al régimen tributario común de la República del Perú, que incluye el régimen tributario común del Impuesto a la Renta, así como a las normas específicas que al respecto se establece en la Ley N° 26221, vigentes a la Fecha de Suscripción". Además, en dicha cláusula se establece que "Cada una de las empresas que conforman el Contratista utilizará el método de amortización lineal en un período de cinco (5) ejercicios anuales, contados a partir del ejercicio al que corresponda la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial" y precisa que "la referida amortización lineal se aplicará a todos los gastos de exploración y desarrollo y a todas las inversiones que realice el Contratista desde la Fecha de Suscripción hasta la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial (...)".

Que el numeral 1.21 de la Cláusula Primera del citado contrato (foja 202) define como "fecha de inicio de la extracción comercial" como "el día en que se lleve a cabo a la primera medición de hidrocarburos en un Punto de Fiscalización de la Producción, a partir del cual el Contratista tiene la obligación de pagar la regalía", asimismo en el numeral 1.14 (foja 201) se define al "desarrollo" como "la ejecución de cualesquiera de las actividades apropiadas para la Producción de Hidrocarburos, tales como la perforación, completación y profundización de pozos, así como el diseño, construcción, instalación de equipos, tuberías, tanques de almacenamiento y otros medios e instalaciones, incluyendo la utilización de métodos de producción artificial y sistemas de recuperación primaria y mejorada, en el área del contrato y fuera de ella en cuanto resulte necesario, incluye la construcción del sistema de transporte y almacenamiento, de las instalaciones del Punto de Fiscalización de la Producción, de la Planta de Separación de Líquidos y de la Planta de Fraccionamiento".

Que del Anexo N° 1 al resultado del Requerimiento N° 0122060002529 (foja 1233), se aprecia que la Administración reparó la deducción a la renta neta imponible efectuada al resultado del ejercicio 2002 por la suma de US\$ 4 164 110,00, al determinar que ésta corresponde a gastos pre-operativos realizados en virtud de la ejecución del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 88, que según lo constatado por la Administración, tales erogaciones han sido realizadas en el ejercicio 2002 y





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

son anteriores al inicio de la extracción comercial de hidrocarburos en dicho lote, constituyendo en tal sentido gastos pre-operativos -diferidos- conforme ha sido reconocido por la propia recurrente en su escrito de reclamo (fojas 3197 y 3198), toda vez que representan gastos ya producidos que beneficiarán la realización de operaciones futuras y que en el caso de autos es la extracción comercial de hidrocarburos en el citado lote, lo cual en el ejercicio objeto de reparo, aun no se había producido.

Que en cuanto al inicio de la extracción comercial, este Tribunal a través de la Resolución N° 21908-4-2011, dejó constancia que el Lote 88 entró en etapa operativa en el ejercicio 2004, información que coincide con el Informe emitido por la firma Rodrigo Elías & Medrano Abogados (fojas 3311 a 3330) en relación con las consultas efectuadas por la recurrente respecto del tratamiento tributario de los gastos pre-operativos realizados por el citado lote, por lo que se puede afirmar que en el ejercicio 2002, materia de cuestionamiento, el referido lote se encontraba en etapa pre-operativa.

Que al respecto, debe señalarse que este Tribunal en la Resolución N° 02989-4-2010, a propósito del referido Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos - Lote 88, refiriéndose a erogaciones que correspondían al ejercicio 2000, señaló que tales erogaciones son anteriores al inicio de la extracción comercial de hidrocarburos en dicho lote, constituyendo en tal sentido gastos pre-operativos -diferidos-, toda vez que representan gastos ya producidos que beneficiarán la realización de operaciones futuras, esto es, la extracción comercial de hidrocarburos, y por tanto según lo dispuesto por la Ley Orgánica de Hidrocarburos, así como por la Ley del Impuesto a la Renta, únicamente pueden deducirse tales gastos diferidos a partir del año en que se inicie la extracción comercial, la producción o explotación de la actividad por la que se incurrieron en ellos.

Que en tal sentido, no resultaba aplicable el tratamiento de compensación de pérdidas por los gastos pre-operativos -diferidos- incurridos en el Lote 88, con las utilidades obtenidas en los Lotes 1AB y 8, toda vez que de acuerdo con lo dispuesto por la Ley Orgánica de Hidrocarburos, como por la Ley del Impuesto a la Renta, tales gastos sólo podían ser deducidos a partir del año en que se iniciara la extracción comercial, la producción o la explotación de la actividad por la que se incurrieron en ellos, por lo que el reparo se encuentra arreglado a ley.

Que en cuanto a lo argumentado por la recurrente en el sentido de que el monto de la pérdida que incidió en el resultado del ejercicio 2002, ascendió a US\$ 4 093 927,84, debe indicarse que si bien de la copia de la Declaración Jurada Anual del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002, en el rubro del Estado de Ganancias y Pérdidas (foja 781), el Reporte denominado "Income Statement - Anexo - Lote 88 hasta el 31 de diciembre, 2002" (foja 1791) y el Reporte del Libro Mayor denominado "Statement Comparative Block 88" (foja 3434), se observa que la pérdida que incidió en el resultado del ejercicio 2002 fue de US\$ 4 093 927,24, la acotación de la Administración fue realizada teniendo en cuenta las deducciones que la recurrente efectuó a la utilidad financiera de los Lotes 1AB y 8 por US\$ 2 162 475,00 y US\$ 2 001 635,00 respectivamente, que sumados ascienden a US\$ 4 164 110,00, monto que efectivamente influyó en la determinación de la renta neta imponible del ejercicio para los citados lotes y no por el importe que señala la recurrente, por lo que su argumento carece de sustento en este extremo.

Que en relación a lo señalado por la recurrente, en el sentido que la NIC N° 38, vigente en el ejercicio acotado, dispone que los desembolsos de naturaleza administrativa no pueden calificar como intangibles y, por lo tanto, deben ser enviados a resultados en el mismo ejercicio en que se incurre, es pertinente indicar que de acuerdo con el tratamiento tributario establecido por la Ley del Impuesto a la Renta aplicable al caso de autos, los gastos de organización, pre-operativos iniciales y pre-operativos originados por la expansión de las actividades de la empresa (sin distinguir el tipo de gasto), son deducibles a partir del inicio de la extracción comercial, producción o explotación de la actividad por la que se incurrieron en dichos gastos, por lo que existiendo disposición expresa en la referida ley que establece la amortización de tales gastos, no resulta de aplicación el tratamiento contable señalado por la NIC N° 38, toda vez que conforme con la Norma IX del Título Preliminar del Código Tributario, en lo no previsto por normas tributarias podrán aplicarse normas distintas a las tributarias siempre que no se les opongan ni las desnaturalicen, en tal sentido, no resulta atendible lo sostenido por la recurrente al respecto.

 19 



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que de igual forma, corresponde señalar que no resulta procedente en esta vía emitir pronunciamiento en relación a los cuestionamientos de la recurrente referidos a las Resoluciones N° 02989-4-2010, 06212-4-2010 emitidas por este Tribunal, en atención a lo expuesto en los considerandos precedentes.

Que así también, respecto de las Resoluciones N° 3204-2-2004 y 05349-3-2005, invocadas por la recurrente, cabe indicar que éstas resultan consistentes con el análisis efectuado en la presente resolución respecto de los gastos diferidos, siendo del caso reiterar que tales gastos fueron realizados con el objeto de llevar a cabo las actividades asumidas para la explotación del Lote 88, que como se ha indicado precedentemente, en el ejercicio sujeto de revisión no se había producido aún el inicio de la extracción comercial.

## Egresos sin valor de recuperación

Que según el punto 2 del Anexo N° 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 3102 a 3106), la Administración reparó las deducciones efectuadas por la recurrente bajo el concepto de egresos sin valor de recuperación, por corresponder a bienes que fueron reutilizados en otros pozos, y que debieron ser calificados como bienes con vida útil susceptibles de ser depreciados en el tiempo. El monto del reparo asciende a la suma de US\$ 456 490,56.

Que mediante el punto 10 del Requerimiento N° 0122060000992, notificado el 5 de abril de 2006 (fojas 1826 y 1828), la Administración solicita a la recurrente presentar la documentación sustentatoria (como contratos, expresión contable, detalle de voucher, análisis, comprobantes de pagos, entre otros) y base legal que respalde la deducción efectuada en su Declaración Jurada Anual del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002, por el concepto de inversiones sin valor de recuperación, agrupados en los siguientes lotes: Lote 1AB por US\$ 5 857 101,00 y Lote 8 por US\$ 3 413 154,00.

Que en respuesta a lo solicitado, la recurrente mediante escrito de fecha 17 de julio de 2006 (fojas 1800 y 1803), señala que en virtud al segundo párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y del artículo 11° del Reglamento de la citada Ley, dedujo todos los egresos relacionados con las inversiones tipificadas en los artículos referenciados, a pesar que financieramente se muestran dentro de los activos.

Que la Administración en el punto 2 del Anexo del resultado del citado requerimiento, notificado el 6 de octubre de 2006 (fojas 1817 a 1820), dejó constancia que la recurrente presentó la documentación contable solicitada (muestra representativa), señalando, además, que de acuerdo con lo establecido en el segundo párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el artículo 11° del Reglamento de la referida Ley y el artículo 23° del Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta, no se pueden considerar como egresos sin valor de recuperación a las tuberías de perforación, bombas y motor electrosumergibles que en un primer momento fueron utilizadas en un pozo y que posteriormente fueron reutilizados en otros pozos. Agrega que los bienes sujetos a observación se encuentran detallados en el Anexo N° 1 en relación al Lote 8 por la suma de US\$ 116 744,73<sup>11</sup>, y en el Anexo N° 2 por el Lote 1AB en el monto de US\$ 442 742,00.

Que indica que las tuberías de perforación tienen una vida útil mayor a un año, por lo tanto, son bienes susceptibles de ser depreciables en el tiempo y se encuentran valorizados por montos superiores a ¼ de UIT, por lo que considera que el costo de dichos bienes no debería cargarse a resultados en un solo ejercicio. Agrega como base legal para el sustento del reparo, el inciso e) del artículo 44° de la Ley del Impuesto a la Renta y la NIC N° 16 - Inmuebles, Maquinaria y Equipo.

Que finalmente, la Administración a través del Anexo N° 1 del Requerimiento N° 0122060002529<sup>12</sup>, notificado el 5 de diciembre de 2006 (fojas 1237 a 1241), comunicó a la recurrente la observación efectuada, para que presente sus argumentos y documentación sustentatoria correspondiente.

<sup>11</sup> Dicho monto, de acuerdo con el Anexo N° 1 del resultado del Requerimiento N° 012206000099 (foja 1809), corresponde al 60% del valor observado (US\$ 194 574,53).

<sup>12</sup> Emitido en virtud del artículo 75° del Código Tributario.

 20



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que en el Anexo N° 1 del resultado del citado requerimiento, notificado el 21 de diciembre de 2006 (foja 1233), la Administración dejó constancia que la recurrente presentó un escrito el 15 de diciembre de 2006 en el que no expuso argumento alguno, determinando que la recurrente dedujo de la declaración jurada anual del ejercicio 2002, bienes como bomba, motor electrosumergible y tuberías de perforación, que no calificaban como egresos sin valor de recuperación correspondiente a los Lotes 1AB y 8 por las sumas de US\$ 442 742,00 y US\$ 116 744,73, respectivamente.

Que estando a lo expuesto, la materia controvertida consiste en determinar si los bienes observados por la Administración califican como activos sujetos a depreciación o representan egresos sin valor de recuperación y si como tales, podían ser deducidos como gasto en el ejercicio 2002 por un importe total de US\$ 456 490,56, correspondientes a los Lotes 1AB y 8.

Que el segundo párrafo del artículo 53° de la LDH señala que iniciada la extracción comercial, se deducirá como gasto del ejercicio todas las partidas correspondientes a egresos que no tengan valor de recuperación.

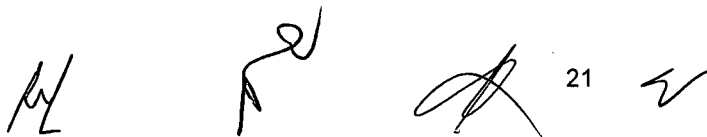
Que el artículo 11° del reglamento de la citada ley dispone que, para los efectos del segundo párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, son egresos sin valor de recuperación aquellos que se devenguen desde el inicio de la extracción comercial por los siguientes conceptos: a) inversiones 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. Asimismo, se establece que el Manual de Procedimientos Contables contendrá el detalle de las cuentas que constituyen egresos sin valor de recuperación de conformidad con lo señalado en dicho artículo.

Que este Tribunal a través de la Resolución N° 21908-4-2011 ha interpretado que el segundo párrafo del artículo 53° de la Ley N° 26221 y el artículo 11° de su reglamento refieren como únicos requisitos exigibles a efectos de calificar un desembolso como egreso sin valor de recuperación que se devengue (realice) desde el inicio de la extracción comercial, que 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.

Que sobre el análisis del segundo párrafo del artículo 53° de la Ley N° 26221 y el artículo 11° de su reglamento, la Resolución del Tribunal Fiscal N° 04335-9-2014 ha señalado que *“las disposiciones en comentario no establecen restricción alguna en cuanto a que los bienes cuyo valor es calificado como egreso sin valor de recuperación, puedan o no ser reutilizados, siendo que el hecho de que hubieran sido utilizados en algún otro pozo y para la misma función, no cambiaría la naturaleza de ser “egresos sin valor de recuperación” en tanto se cumpla con los requisitos antes indicados, no advirtiéndose disposición o restricción normativa adicional con relación a la regulación de dichos desembolsos, debiendo precisarse que tal como se ha señalado en el punto de “antecedentes” de la presente resolución, de conformidad con el principio de especialidad, en los temas relacionados con el Impuesto a la Renta que se encuentren regulados tanto por la ley del citado impuesto como por la Ley Orgánica de Hidrocarburos, se deberá estar a lo dispuesto por esta última ley.”*

Que en tal sentido, se estará frente a un egreso sin valor de recuperación deducible como gasto en la medida que un desembolso cumpla con los requisitos estipulados en la Ley sectorial, no advirtiéndose disposición o restricción normativa adicional con relación a la regulación de dichos desembolsos, que implique el desconocimiento de su calificación como una partida de egreso sin valor de recuperación, como es el caso de que sean reutilizados o no.

Que en el caso de autos, el monto reparado por la Administración comprende a bienes como tubing, casing, pipen line, bomba y motor electrosumergible utilizados en los pozos de los Lotes 8 y 1AB, los cuales fueron contabilizados en la cuenta contable de activo 339 (equivalente a las cuentas contables argentinas: 324.2217.04, 324.2223.09, 331.2207.04, 331.2207.05, 331.2217.04, y 331.2223.09), tal como

 21



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

se ha determinado al revisar los números de Asiento de Diario consignados en los Anexos N° 5.1.1 y 5.2.1 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371, corroborados con la base de datos del Libro Diario del ejercicio 2002 proporcionada por la recurrente en la etapa de fiscalización en lo relacionado a los Lotes 8 y 1AB (foja 913).

Que para efectos de sustentar que los bienes observados forman parte de los equipos de subsuelo de un pozo, la recurrente presentó un Informe elaborado por el ingeniero en petróleo Oscar Jaramillo Casanova (fojas 3240 a 3245), en el que se aprecia la estructura de un pozo y su composición (bienes en superficie y bienes en el subsuelo), advirtiéndose que los bienes observados forman parte de los equipos orientados al subsuelo de un pozo.

Que la Administración desconoce la deducción de los mencionados bienes como gasto por concepto de egresos sin valor de recuperación, sustentándose en que dichos bienes son reutilizados en diversos pozos, es decir, en un primer momento son utilizados en un determinado pozo y posteriormente son reutilizados en otros pozos, por lo que no califican como egresos sin valor de recuperación, siendo bienes depreciables.

Que ahora bien, dado que en el presente caso se ha comprobado que para el ejercicio acotado ya se había producido la extracción comercial de hidrocarburos (explotación) en los Lotes 8 y 1AB<sup>13</sup>, ello habilitaba la aplicación de lo dispuesto por el segundo párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, esto es, que los egresos sin valor de recuperación se dedujeran como gasto.

Que de lo expuesto, se tiene que para el ejercicio materia de reparo, resultaba aplicable el segundo párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y el artículo 11° de su reglamento, sin embargo, la Administración efectuó la acotación sin analizar lo dispuesto por tales normas, es decir, sin verificar si los bienes que la recurrente dedujo como egresos sin valor de recuperación cumplían con los requisitos contenidos en la norma sectorial, como correspondía, habiendo efectuado una interpretación que ha derivado en un reparo que no se condice con lo antes señalado, por cuanto no resulta procedente en este caso la aplicación del inciso e) del artículo 44° de la Ley del Impuesto a la Renta, ni el último párrafo del artículo 23° de su reglamento; tampoco es pertinente la aplicación de la NIC N° 16.

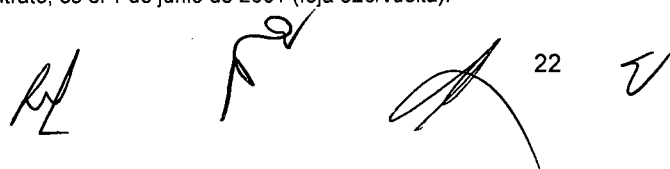
Que por consiguiente, corresponde declarar fundada la apelación interpuesta en el extremo del presente reparo al no estar arreglado a ley, dejando sin efecto el valor en dicho extremo, por lo que no resulta relevante emitir pronunciamiento respecto de los alegatos formulados por la recurrente.

## Valuación de stock

Que de acuerdo con el punto 3 del Anexo N° 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 3091 a 3102), la Administración afirma que la recurrente no consideró el costo del transporte de petróleo a través del Oleoducto Nor-Peruano ni el pago de las regalías como elementos del costo de producción de hidrocarburos, los que de acuerdo con su criterio, debieron afectar resultados no cuando ocurrió su devengo, sino cuando se transfirió el petróleo vía el costo de ventas, por lo que reparó la suma de US\$ 1 244 632,00. Sustenta dicho reparo en el artículo 20° de la Ley del Impuesto a la Renta, la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 2 – Existencias y la Financial Accounting Standard Board (FASB) N° 19.

Que mediante el punto 11 del Requerimiento N° 0122060000992, notificado el 5 de abril de 2006 (foja 1826), la Administración solicitó a la recurrente que acredite con documentación original, la deducción por el concepto de "valuación de stock de petróleo" efectuada en la Declaración Jurada Anual del Impuesto a

<sup>13</sup> Conforme con lo dispuesto por la cláusula quinta del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 8 – Selva (foja 519), la fase de explotación se inició en la fecha de suscripción de dicho contrato, es decir, el 20 de mayo de 1994 conforme con el punto 1.18 de la cláusula primera (foja 531). Asimismo, de acuerdo con la cláusula quinta del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 1AB (foja 323), el contrato se encuentra en la fase de explotación en la fecha de la tercera modificación, la que de acuerdo con el punto 1.21 de la cláusula primera de ese contrato, es el 1 de junio de 2001 (foja 326/vuelta).

 22



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

la Renta del ejercicio gravable 2002, correspondiente a los Lotes 1AB y 8 por los importes de US\$ 8 447 727,00 y US\$ 2 372 835,00, respectivamente.

Que en respuesta, la recurrente presentó un escrito de fecha 17 de julio de 2006 (foja 1800), en el que sostuvo que la conciliación por valuación del stock de petróleo obedece al uso de 2 métodos de valuación, uno con efecto contable, como es el del Valor Neto de Realización y, el otro con efecto tributario, como es el método del Costo Promedio.

Que en el punto 3 del Anexo al resultado del citado requerimiento, notificado el 6 de octubre de 2006 (fojas 1810 a 1817), la Administración dejó constancia que la recurrente presentó la información solicitada. Además, indicó que de dicha información, apreció que la recurrente en la determinación del Costo de Producción, no incluyó los conceptos de transporte de petróleo a través del Oleoducto Nor-Peruano ni las regalías de los Lotes 8 y 1AB.

Que señala que de acuerdo al punto 3.3 del Contrato de Servicios de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano, la recurrente contaba con buques tanques contratados que cumplían la función de tanques de almacenamiento, en donde Petroperú efectuaba las devoluciones de petróleo, por lo tanto, considera que el traslado del petróleo a través del Oleoducto Nor-Peruano y la respectiva utilización de tanques de almacenamiento en el puerto de Bayóvar, para el posterior despacho del hidrocarburo, constituye un elemento a ser considerado como parte del costo de producción, ya que su traslado es necesario para que queden ubicados en sus almacenes listos para ser vendidos. Agrega que la venta del petróleo efectuada por la recurrente a sus clientes fue pactada a valor FOB Bayóvar, lo que implicaba que la transferencia de riesgo de la propiedad sobre la borda del buque en el puerto Bayóvar.

Que respecto del gasto por pago de regalías señala que éste debe formar parte del costo de producción, dado que se trata de pagos al Estado por el derecho de extraer petróleo. Añade que si bien el artículo 45° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que la regalía debe considerarse como gasto, ésta debe tratarse como un gasto vinculado a la producción, pues su cálculo está en función del petróleo extraído, siendo un costo de extracción que se produce antes que se ponga al petróleo en condiciones para la venta, que en su caso ocurre cuando transfiere los riesgos sobre la propiedad de petróleo a valor FOB en Bayóvar.

Que la Administración fundamenta el reparo planteado de acuerdo con lo señalado en el párrafo 7 de la NIC N° 2, donde se establece que el costo de existencias está conformado por el costo de compra, costo de transformación y otros costos que se han incurrido para poner las existencias en su ubicación y condiciones actuales, en función de lo dispuesto por la Resolución del Tribunal Fiscal N° 07449-2-2004, que señala que forman parte del costo las erogaciones necesarias para colocar las existencias en un determinado lugar o ubicación, así como en el párrafo 23 de la FASB N° 19, relacionados con los costos de los hidrocarburos.

Que finalmente, en virtud del artículo 75° del Código Tributario, la Administración a través del Anexo N° 1 del Requerimiento N° 0122060002529, notificado el 11 de diciembre de 2006 (foja 1237), comunicó a la recurrente la observación efectuada, para efectos de que presente sus argumentos y documentación sustentatoria correspondiente, siendo que en el resultado del citado requerimiento, notificado el 21 de diciembre de 2006 (fojas 1231 a 1234), la Administración mantuvo la observación al no haber sido ésta debidamente sustentada.

Que de lo expuesto, se tiene que la materia de controversia radica en determinar si el costo de transporte de petróleo y si el pago de las regalías constituyen costos de producción o gastos del periodo, es decir, si éstos debieron deducirse cuando se transfiere el petróleo como costo de ventas o debieron deducirse como gasto en el periodo en que se incurrían.

Que de los Anexos 6.1, 6.2 y 6.2.1 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 2995 a 3003), se observa que la Administración determinó que por el Lote 1AB, la recurrente había deducido de la utilidad financiera de dicho lote un importe mayor en la suma de US\$ 1 575 744,33 y que por el Lote 8

 23



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

un importe menor de US\$ 331 113,00, ambos por el concepto de valuación de stock, de tal manera que acotó la suma de US\$ 1 244 631,33. Dichas diferencias fueron obtenidas al recalcular el costo unitario de producción promedio, el que a su vez fue calculado adicionándole al costo total de producción determinado por la recurrente, el costo de las regalías, el costo del servicio de transporte y la valorización del saldo del stock inicial de crudo de petróleo del año 2002, determinado por la Administración en el procedimiento de fiscalización correspondiente al ejercicio 2001 (stock final del ejercicio 2001)<sup>14</sup>.

Que dicho costo unitario de producción promedio (que incluía el costo de transporte y de regalía y la valorización del saldo del stock inicial de crudo de petróleo) fue multiplicado por la cantidad de barriles que quedaron en el stock final de petróleo del ejercicio 2002, a fin de determinar el costo promedio de petróleo al 31.12.2002. Finalmente, procedió a comparar el resultado con el costo promedio calculado por la recurrente, a efecto de determinar el reparo por la diferencia detectada, siendo que para el Lote 8 le aplicó el 60% de su participación en el Contrato de Explotación de dicho Lote, tal como se aprecia a continuación:

Deducción no aceptada de valuación de stock del Lote 1AB (fojas 3002 a 3003)						
Conceptos	Costo según Recurrente	Transporte	Regalía	Saldo inicial (1)	Costo según SUNAT	Diferencial en costo unitario
Costo Producción del ejercicio (US\$)	20 983 281,00	9 260 663,24	22 951 107,87	2 620 972,18	55 816 024,29	
Volumen para venta (bbl)	5 067 601				5 067 601	
<b>Costo unitario (US\$)</b>	<b>4,1406735</b>				<b>11,0142895</b>	<b>6,8736160</b>
Stock final Oleoducto (bbl)	555 605				555 605	555 605
Stock final valorizado al costo promedio (US\$)	2 300 578,88				6 119 594,32	3 819 015,44
Variación Stock del valor neto de realización US\$	603 337,74				1 639 933,37	2 243 271,11
<b>Reparo: Deducción no aceptada (US\$)</b>						<b>1 575 744,33</b>

Deducción en exceso de valuación de stock del Lote 8						
Conceptos	Costo según Recurrente	Transporte	Regalía	Saldo inicial (1)	Costo según SUNAT	Diferencial en costo unitario
Costo Producción del ejercicio (US\$)	25 775 346,00	5 007 997,28	15 290 023,24	2 220 556,90	48 293 923,42	
Volumen para venta (bbl)	4 090 032				4 090 032	
<b>Costo unitario (US\$)</b>	<b>6,3019913</b>				<b>11,8077129</b>	<b>5,5057216</b>
Stock final Oleoducto (bbl)	240 342				240 342	240 342
Stock final valorizado al costo promedio (US\$)	1 514 633,19				2 837 889,33	1 323 256,14
Variación Stock del valor neto de realización US\$	1 813 096,27				3,802,436.80	1 989 340,53
Diferencia entre la valuación del valor neto de realización y el costo promedio	298 463,08				964 547,47	666 084,39
Participación en el contrato 60%						399 650,63
Diferencia entre costo promedio (US\$)						-64,937.63
<b>Reparo: Deducción en exceso (US\$) - B</b>						<b>331 113,00</b>
<b>Total Reparos (A-B)</b>						<b>1 244 631,33</b>

(1) Tanto por el Lote 8 como por el Lote 1AB, la Administración tomó como saldo inicial del ejercicio 2002, el monto determinado del stock final del ejercicio 2001, como producto del proceso de fiscalización de dicho ejercicio, siendo el monto considerado la diferencia entre el saldo inicial asumido por la recurrente y el saldo inicial asumido por la Administración, Lote 1AB (US\$ 2 420 505,00 - US\$ 5 041 477,18= US\$ 2 620 972,18) y el Lote 8 (US\$ 4 496 963,00 - US\$ 6 717 519,30 = US\$ 2 220 556,90).

<sup>14</sup> Este Tribunal a través de la Resolución N° 04335-9-2014, dejó sin efecto el reparo por la valuación de stock del ejercicio 2001.

24





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que como se observa del cuadro anterior, a fin de calcular el reparo, del total de los costos de transporte y de regalía, la Administración únicamente determinó aquella parte que debía imputarse al stock final de petróleo en el oleoducto, para lo cual recalculó el costo unitario de producción promedio, determinando el reparo por el concepto de valuación de stock de petróleo correspondiente al ejercicio 2002 de los Lotes 8 y 1AB, por el monto neto de US\$ 1 244 631,33 (US\$ 1 575 744,33 - US\$ 331 113,00), así se desprende de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (foja 3119).

Que seguidamente, se procederá a verificar si el costo de transporte y el pago de las regalías asumidos por la recurrente fueron desembolsos que posibilitaron que el petróleo quede en condiciones para ser vendido o fueron incurridos con motivo de su venta, a efectos de calificarlos como costos o gasto del ejercicio, según corresponda.

## Costo de transporte

Que el artículo 20° de la Ley del Impuesto a la Renta, aplicable al caso de autos, estableció que en la enajenación de bienes la renta bruta está dada por la diferencia existente entre el ingreso neto total proveniente de tales operaciones y el costo computable de dichos bienes, constituido por el costo de adquisición o producción; la recurrente, al ser una empresa productora, debía considerar este último costo para la determinación de la mencionada renta bruta.

Que si bien la normatividad impositiva, vigente en el ejercicio acotado, no establecía lo que debía entenderse por dicho costo de producción, cabe señalar que éste se encuentra referido a los importes que fueron necesarios para la elaboración de los bienes, por lo que para efectuar su deducción a fin de determinar la renta bruta debe establecerse los elementos que lo conforman, para lo cual resulta pertinente recurrir a la contabilidad, toda vez que a partir de ésta se realiza la determinación de la renta susceptible de gravamen para dicho tributo.

Que al respecto, conforme al párrafo 7 de la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 2 Existencias (vigente hasta el 31.12.2004)<sup>15</sup>, el costo existencias debe incluir todos los costos de compra, costos de transformación y otros costos en que se han incurrido para poner las existencias en su ubicación y condición actuales. De igual forma, mediante el párrafo 10 de la mencionada NIC, se define como costos de transformación (o costo de producción) aquellos costos relacionados directa e indirectamente con las unidades de producción.

Que en ese sentido, de acuerdo con esta NIC, al momento de asignar un costo a un determinado bien del rubro existencias, se deberá considerar no sólo su costo de producción o de adquisición, según sea el caso, sino también todas las erogaciones por concepto de transporte, manipuleo y otros gastos que resulten necesarios para colocarlos en un determinado lugar o ubicación dispuestos para su venta.

Que en el campo de la doctrina contable se aprecia que Finney y Miller<sup>16</sup> señalan que para que los costos sean inventariables, esto es, para determinar el costo de los productos en existencia y su posterior costo de ventas, "debe haber una conexión entre el costo y la adquisición o producción de artículos para la venta", lo cual coincide con lo mencionado en el párrafo 7 de la NIC N° 2 antes glosada.

Que el Diccionario Espasa Calpe de Economía y Negocios<sup>17</sup> define al coste de producción (production cost), como los costes devengados durante un período determinado en el proceso de transformación. Incluye la mano de obra directa, el consumo de materias primas y los gastos generales de fabricación.

Que según el Diccionario de Eric Kohler<sup>18</sup>, el costo de producción se define como "gastos incurridos y aplicados en una operación de manufactura, el costo de los materiales, la mano de obra y los gastos indirectos de fabricación cargados a los trabajos en proceso.

<sup>15</sup> Norma Internacional de Contabilidad N° 2 – Existencias, oficializada por la Resolución del Consejo Normativo de Contabilidad N° 007-96-EF/93.01.

<sup>16</sup> FINNEY, Harry y MILLER, Herbert, *Curso de Contabilidad - Introducción I*. Sexta Edición. Unión Tipográfica Editorial Hispano Americana (UTEHA). México. 1977. páginas 300 y 301.

<sup>17</sup> ANDERSEN, Arthur. *Diccionario Espasa de Economía y Negocios* [Diccionario Electrónico]. Espasa Calpe. Madrid. 1997.



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que este Tribunal en la Resolución N° 06784-1-2002, señaló que desde el punto de vista contable, existen diversos gastos que integran el costo de los bienes producidos, tales como los de depreciación y mano de obra y aquéllos que no son empleados en la producción y/o transformación de bienes se contabilizan dentro de los gastos operativos como gastos administrativos o de ventas y se deducen de la renta bruta a efecto de determinar la renta neta.

Que en la misma línea, la Resolución del Tribunal Fiscal N° 00898-4-2008, respecto a los párrafos 13 y 14 de la mencionada NIC 2, indicó que sólo es posible incluir dentro del costo de las existencias, aquellos gastos indirectos que no sean de producción en la medida que permitan o contribuyan a poner las existencias en su ubicación y condiciones actuales para su venta, esto es, a la condición en general del producto terminado y a su mantenimiento en condiciones de ser vendido.

Que de lo expuesto en las normas contables y criterios del Tribunal Fiscal referenciados en considerandos anteriores, se desprende que el costo de producción comprende todos los desembolsos en que directa o indirectamente se hubieran incurrido para la obtención del bien transformado, e incluye también a otros gastos necesarios para colocar a dicho bien en su ubicación y condiciones actuales para su venta. Los gastos que no son empleados en la producción ni son necesarios para poner los bienes producidos en condiciones de ser vendidos, se consideraran como gastos administrativos o de ventas deducibles de la renta bruta para efectos de determinar la renta neta.

## Lote 8

Que del Anexo N° 4 a la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 3097 y 3098), se aprecia que la Administración concluyó que los desembolsos efectuados por la recurrente por concepto de transporte de hidrocarburos a través del Oleoducto Nor-Peruano y la respectiva utilización de tanques de almacenamiento en Puerto Bayóvar para el posterior despacho del mismo a condiciones de "Valor FOB Bayóvar", constituyen elementos a ser considerados como parte del costo de producción de los hidrocarburos, ya que su traslado resulta necesario para que queden ubicados en el almacén listos para su venta, y no como ha considerado la recurrente, un gasto de venta.

Que de autos se aprecia el Contrato de Servicio de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano entre Petroperú y la recurrente, celebrado el 22 de julio de 1996, para el Lote 8/8X, actuando este último como licenciatario y operador del Lote 8<sup>19</sup> (fojas 252 a 271), por el cual Petroperú S.A. se obliga a transportar a través del Sistema de Transporte<sup>20</sup> todos los hidrocarburos líquidos de la recurrente entregados en el "punto de ingreso" del Tramo I del Oleoducto Nor-Peruano, sin exceder su capacidad de operación, y devolverlos a la recurrente en el "punto de salida" del Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano, de acuerdo con lo establecido en el mencionado contrato.

Que el punto de ingreso del Tramo I se constituía en la brida de entrada a las instalaciones de la Estación Colectora<sup>21</sup>, donde Petroperú S.A. comenzaba a transportar los hidrocarburos líquidos pertenecientes a la recurrente, y el punto de salida era la brida de salida de dicho tramo en el que este se conecta con la Estación de Bombeo N° 5, en la cual se daba inicio al Tramo II, cuyo punto de salida viene a ser la brida de conexión de los brazos de carga del Terminal de Bayóvar<sup>22</sup>, utilizados para cargar los hidrocarburos

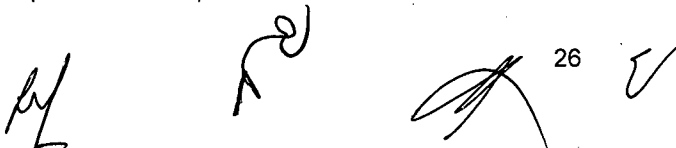
<sup>18</sup> KOHLER, Eric L. *Diccionario para Contadores*. 6ta Edición. Limusa. México. 2005.

<sup>19</sup> Según la Cláusula Única del Addendum N° 4 al referido contrato, las partes acordaron prorrogar el plazo de vigencia del mismo, por el período comprendido entre el 22 de julio y el 21 de octubre de 2001, precisando que vencido dicho plazo, el contrato sería prorrogado automáticamente por períodos sucesivos de 90 días, salvo que cualquiera de las partes notificara a la otra, con 60 días de anticipación a la fecha de su vencimiento, su determinación de no prorrogarlo (fojas 272 y 273).

<sup>20</sup> El Sistema de Transporte es un conjunto de tuberías, equipos, instalaciones y tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, que conforman el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano, de acuerdo con lo establecido en el Punto 1.33 de la Cláusula Primera del citado contrato.

<sup>21</sup> En el Punto 1.17 de la referida Cláusula, la define como el conjunto de equipos e instalaciones, ubicados en la Estación de Bombeo N° 1, para coleccionar y bombear todos los hidrocarburos líquidos entregados por Pluspetrol para ser transportados por el Sistema de Transporte.

<sup>22</sup> El Punto 1.36 de la Cláusula Primera del aludido contrato define el Terminal Bayóvar como la estación final del Oleoducto Nor-peruano con tanques de almacenamiento e instalaciones de bombeo y carga del terminal, ubicada en la provincia de

 26



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

líquidos en los buques indicados por la recurrente, según se aprecia de los numerales 1.29 a 1.31 de la Cláusula Primera del referido contrato (foja 267).

Que en la Segunda Cláusula del mencionado Contrato, se establece que Petroperú se obliga a transportar todos los hidrocarburos líquidos de la recurrente entre el Tramo I hasta el punto de salida del Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano, definiéndose como hidrocarburos líquidos al *petróleo crudo proveniente de la producción del Lote 8, que bajo condiciones atmosféricas de temperatura y presión, se encontraban en estado líquido en el lugar de su medición; así se establece en el Punto 1.21 de la Cláusula Primera del indicado contrato.*

Que en los Puntos 3.1 y 3.3 de la Cláusula Tercera de dicho Contrato, se indica que Petroperú se obliga a que todos los hidrocarburos líquidos sean transportados y almacenados a través del Sistema de Transporte y devueltos en el punto de salida del Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano, para lo cual éste proporcionará a la recurrente, en el terminal Bayóvar, una capacidad de almacenamiento de hidrocarburos líquidos hasta el límite de capacidad de los buques contratados por la recurrente.

Que en la Quinta Cláusula del aludido Contrato, se señala que por el transporte de hidrocarburos líquidos en el Sistema de Transporte, la recurrente pagará a Petroperú la tarifa acordada por ambas partes y que ésta no podrá ser mayor a US\$ 2,10 por barril de hidrocarburos transportado entre la Estación Colectora y el Terminal Bayóvar. Esta tarifa incluye los costos de las operaciones de Recepción o Despacho (Embarque o Desembarque), del petróleo crudo según sea el caso, en las Estaciones N° 1 y 7 y el Terminal Bayóvar, así como los costos de la operación de Desembarque o Recepción del Crudo Reducido en las Estaciones N° 1 y 7. La referida cláusula establece que Petroperú emitirá la factura por el servicio de transporte mensualmente, en función al número de barriles brutos devueltos.

Que de acuerdo con la Séptima Cláusula del mencionado Contrato<sup>23</sup>, las devoluciones de existencias que efectuara Petroperú, debían realizarse en función de un "cronograma de devoluciones", consistente en la entrega del petróleo a buques tanques designados por la recurrente. De ello se puede entender que el servicio de transporte de hidrocarburos realizado por Petroperú comprende el traslado desde la Estación colectora (Estación N° 1 - embarque) del tramo I del oleoducto hasta la entrega del petróleo en el buque tanque asignado por la recurrente (desembarque).

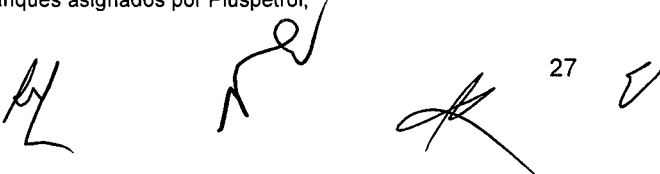
Que de las cláusulas del contrato antes citado, se desprende que a fin de transportar el petróleo crudo extraído de la Estación de bombeo N° 5 por el Oleoducto Nor-Peruano hasta la Estación N° 7 (aledaña a la Refinería El Milagro) y la Estación final de Bayóvar, la recurrente recurría a los servicios prestados por Petroperú S.A., cuya labor final consistía en entregar el petróleo crudo a los buques tanques asignados por la recurrente en un caso y en otro a la Refinería El Milagro, sin embargo ello no denota que la estación Bayóvar corresponda a un punto de venta en donde solamente el petróleo crudo esté disponible para ser vendido, como afirma la Administración, dado que se advierte que en el traslado del petróleo se utilizan dos puntos de llegada (y en el caso de Petroperú dos puntos de entrega del petróleo - devoluciones), la primera en la Estación N° 7 (aledaña a la Refinería El Milagro) y la segunda en el Terminal de Bayóvar con el embarque del petróleo en los buques tanques.

Que al respecto, por el servicio de transporte de la Estación Colectora o Estación N° 1 al Terminal Bayóvar correspondiente al mes de marzo de 2002, la recurrente presentó copia de la Factura N° 003-005719 emitida el 31 de marzo de 2002 (foja 1634), de la que se aprecia que Petroperú S. A. cobró a la recurrente por los servicios prestados por el transporte de crudo Mayna - Lote 8 de los volúmenes entregados en Bayóvar en el mes de marzo de 2002, por la cantidad de 611 740,00 barriles, a razón de un valor de US\$ 2,10 por barril, la suma de US\$ 1 284 654,00, sin considerar el Impuesto General a las

---

Sechura, departamento de Piura, que se usará para almacenar y embarcar hidrocarburos líquidos transportados a través del Sistema de Transporte.

<sup>23</sup> La Cláusula Séptima del Contrato de Transporte de Hidrocarburos del Tramo I al Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano, establece que 15 días antes del inicio del mes el programa de las devoluciones que Petroperú efectuará en el Terminal de Bayovar. Dichas devoluciones se efectuarán a través de embarques en buques tanques asignados por Pluspetrol,





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Ventas. Dicha factura se encuentra sustentada con los conocimientos de embarque del Buque B/T B.A.P. "Talara" por 160 257 y 50 230 barriles, y del Buque Griego FLAG SHIP "NEAPOLIS" por 401 253 barriles, los que sumados coinciden con la misma cantidad de barriles transportados por Petroperú S.A., según la glosa de la factura (fojas 1631 a 1633), lo que se verifica con los memorandos dirigidos al Jefe de la Unidad de Administración Contable por la sección de Planeamiento Oleoducto y la Unidad de Movimiento de (fojas 1629 a 1630), que dan cuenta de la atención a los citados buques.

Que de otro lado, obra en autos el documento denominado "Addendum al Contrato de Servicios de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano" de 16 de octubre de 1996 (fojas 241 y 242), en donde *.....* y Pluspetrol firmaron un Contrato de Suministro Continuo de Petróleo Crudo y Crudo Reducido, por el cual la recurrente suministra petróleo crudo a la Refinería El Milagro para ser procesado en dicha refinería, definiéndose como "petróleo crudo" al hidrocarburo líquido vendido y entregado por la recurrente para su uso en la Refinería El Milagro. En dicho documento, se establece que el *precio del transporte del petróleo crudo por barril* de la Estación Colectora o Estación N° 1 hasta la Estación 7<sup>24</sup>, asciende a la suma de US\$ 1,273.

Que el 13 de diciembre de 1996 se celebró el Addendum N° 2 del referido contrato (fojas 235 a 240), en la que las partes pactaron que Petroperú S.A. mantendría el volumen de llenado de la tubería del Tramo I y del Tramo II y que la parte del volumen de llenado que fuera necesaria para que la recurrente pueda disponer en el Terminal Bayóvar y en la Estación N° 7 de los volúmenes que corresponda a sus entregas en la Estación Colectora (volumen utilizado), sin llenar la tubería del Oleoducto Nor-Peruano, se determinaría de acuerdo con las fórmulas contenidas en el Anexo A de la citada adenda.

Que de lo expuesto, se puede concluir que la recurrente efectuaba ventas de crudo que no necesariamente llegaban a Bayóvar, como es el caso del petróleo crudo trasladado hasta la Estación N° 7 a la Refinería El Milagro bajo la condición de vendido, existiendo, por tanto, diferentes tarifas por el transporte del petróleo como se ha señalado precedentemente, circunstancia que no fue analizada por la Administración, pese a que el contrato de servicio de transporte, las adendas, los comprobantes de pagos y los conocimientos de embarque en mención, fueron presentados por la recurrente en la etapa de fiscalización; por lo que no se puede afirmar que la totalidad de los hidrocarburos extraídos por la recurrente se encontraban en la condición general de ser vendidos recién a partir de su almacenamiento en la Estación de Bayóvar, lo que implicaba que el servicio del transporte de petróleo fuera considerado como parte de su costo.

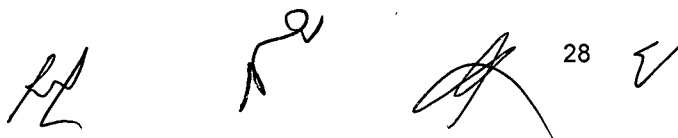

Que ahora bien, la Administración señala que la transferencia del riesgo a los clientes de la recurrente se producía en el momento en que se surtía de petróleo a los buques tanques en el puerto Bayóvar (valor FOB), y que por lo tanto, el costo del transporte debía formar parte del costo del petróleo, amparándose en el contenido del Contrato de Servicio de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano celebrado con Petroperú; sin embargo, no se aprecia que dicha afirmación se encuentre debidamente acreditada, como por ejemplo, con los contratos de compra venta con los clientes de la recurrente y cualquier otra documentación que pruebe que los riesgos y beneficios del producto fueron transferidos en dicho lugar.

Que en tal sentido, la observación efectuada por la Administración, en lo que respecta al Lote 8, no se encuentra debidamente fundamentada, por lo que corresponde levantarla en este extremo.

## Lote 1AB

Que mediante el Anexo N° 6.1 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 3001 a 3003), se aprecia que la Administración determinó la valuación del stock de petróleo del Lote 1AB, considerando como costo de producción el servicio de transporte de petróleo proveniente del citado lote. La Administración fundamentó el reparo con documentación relacionada al Lote 8, como es el caso del Contrato del Servicio de Transporte para dicho lote suscrito el 22 de julio de 1996.

<sup>24</sup> Definida en el Addendum como la estación de bombeo del Oleoducto Nor-Peruano aledaña a la Refinería El Milagro, y ubicada en el distrito de Bagua grande, provincia de Bagua, departamento de Amazonas (foja 242).

 28 



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que al respecto, cabe mencionar que no obra en el expediente copia del Contrato del Servicio de Transporte donde se estipulan los derechos y obligaciones del servicio del transporte para el Lote 1AB.

Que si bien obra en el presente expediente el Contrato de Cesión de Posición Contractual del Servicio de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por el Oleoducto Ramal Norte y el Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano, celebrado con fecha 1 de junio del 2001 entre Perúpetro y la recurrente (fojas 274 a 277), por el cual la primera cede a la recurrente su posición contractual en el referido Contrato de Servicio de Transporte de Hidrocarburos Líquidos, suscrito el 17 de marzo de 2000 entre

, manteniéndose inalterables los términos y condiciones contenidos en el mismo, no se aprecia de las cláusulas del contrato de cesión de posición contractual que se estipulen los derechos y obligaciones relacionados con el servicio de transporte para el caso del Lote 1AB.

Que para sustentar el servicio de transporte extraído del Lote 1AB, la recurrente presentó copia de la Factura N° 003-005718 (foja 1702), en donde se aprecia que Petroperú cobró a la recurrente por los servicios prestados por transporte de crudo Loreto – Lote 1AB del volumen entregado en Bayóvar por la cantidad de 1 237 910 barriles un valor de US\$.2,10 por barril. Dicha factura se encuentra sustentada con los conocimientos de embarque en el buque Griega FLAG SHIP "NICOPOLIS" por las cantidades de 401 252 y 355 529 barriles, B/T BAP Talara por 80 146 barriles y el buque FLAG SHIP "NEAPOLIS", por la cantidad de 400 983 barriles (fojas 1697 a 1700), que sumados resulta la cantidad de barriles transportados por Petroperú de acuerdo a la glosa de la factura.

Que de la información y documentación que obra en el expediente, no es posible afirmar que el servicio de transporte utilizado para transportar el petróleo extraído del Lote 1AB forme parte del costo de producción, por cuanto tal servicio no puede sustentarse con documentación relacionada con otro lote (Contrato correspondiente al Lote 8) ni con copia de facturas y de los conocimientos de embarque que solo acreditan el traslado del petróleo hasta los buques tanques, pues por sí solos, no resultan suficiente para afirmar que el petróleo haya sido transportado con el propósito de almacenarlo, por lo que al no encontrarse debidamente fundamentado el presente reparo efectuado por la Administración respecto del Lote 1AB, procede levantarlo, más aun cuando, tal como se ha señalado precedentemente, el sustento expuesto por la Administración a efecto de considerar como parte del costo de producción el transporte por el oleoducto Nor-Peruano en el caso del Lote 8, no resultaba suficiente a tales efectos.

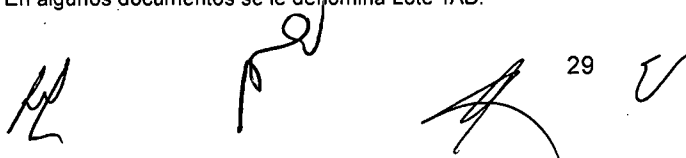
## Pago de regalías

Que según se aprecia del punto 3 del Anexo 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 3091 a 3096), la Administración considera que las regalías debieron formar parte del costo de producción por tratarse de pagos al Estado por el derecho de extraer el petróleo, y que si bien la recurrente consideró a la regalía como un gasto, debió tenerse en cuenta que se trataba de un gasto vinculado directamente a la producción, debido a que su cálculo se efectuó en función al petróleo extraído y fue realizado en el punto de fiscalización.

Que obra en el expediente el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos - Lote 8, suscrito el 22 de julio de 1996 entre Perúpetro S. A. y la recurrente (fojas 370 a 550), del cual se observa en el Punto 8.1 de la Cláusula Octava (fojas 509 y 510), 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".

Que también obra en el expediente el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 1AB<sup>25</sup>, suscrito el 1 de junio de 2001 entre y la recurrente, con la intervención de Pluspetrol Resources Corporation y el Banco Central de Reserva del Perú (fojas 281 a 335), en el cual se advierte en el punto 8.1 de su Cláusula Octava (fojas 317 y 318/vuelta), que la recurrente se obligaba a pagar la regalía en efectivo, en función de los "hidrocarburos fiscalizados", valorizados en uno o más puntos de fiscalización de la producción.

<sup>25</sup> En algunos documentos se le denomina Lote 1AB.

 29



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que al respecto, se tiene que según lo establecido por el artículo 45° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, modificada por la Ley N° 27377<sup>26</sup>, 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.

Que el artículo 2° del Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros, aprobado por Decreto Supremo N° 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 contrato<sup>27</sup>.

Que el artículo 14° del precitado reglamento indica que el pago de la regalía dará lugar a la emisión por parte de Perúpetro S.A., del certificado correspondiente a nombre del contratista, para efecto de la deducción que debe efectuar este en la determinación de su Impuesto a la Renta.

Que sobre el particular, este Tribunal a través de la Resolución N° 04335-9-2014 ha señalado 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, lo que sin perjuicio del análisis contable que corresponda a dicho concepto, tendrá una incidencia en el resultado tributario en el ejercicio en que se pagan.

Que en tal sentido, al constituirse la regalía como un gasto deducible para efectos de la determinación del Impuesto a la Renta, conforme con lo dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos e interpretada así por la Resolución antes citada, el reparo efectuado por la Administración en el presente caso no se encuentra arreglado a ley, correspondiendo levantarlo y declarar fundada la apelación en este extremo.

## Gastos y donaciones no adicionados

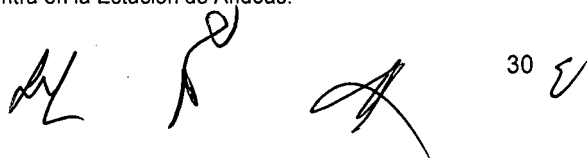
Que según los puntos 4 y 6 del Anexo N° 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 3077 a 3081 y 3087 a 3091), la Administración repara las entregas de víveres y diversos bienes efectuadas por la recurrente a pobladores de comunidades nativas existentes en las áreas de los Lotes 88, 1AB y 8 por las sumas de US\$ 61 737,13 y US\$16 562,71, al considerar que éstas no son no deducibles para la determinación de la renta imponible de tercera categoría de conformidad con el inciso d) del artículo 44° de la Ley del Impuesto a la Renta, así como tampoco crédito contra el Impuesto a la Renta de acuerdo con lo establecido en el inciso b) del artículo 88° de la citada Ley.

Que la Administración mediante el punto 1 de los Requerimientos N° 0122060001287 y 0122060001337, notificados el 12 y 22 de junio de 2006, respectivamente (fojas 1385 y 1404), solicitó a la recurrente sustentar por escrito y con documentación contable y tributaria, el motivo por el cual no adicionó los conceptos detallados en los Anexos N° 1, 2 y 3 adjuntos al Requerimiento N° 0122060001287 y Anexo N° 1 adjunto al Requerimiento N° 0122060001337.

Que la recurrente, en respuesta a los citados Requerimientos (fojas 1367, 1368, 1389 y 1390), manifiesta que los gastos observados por la Administración corresponden a la entrega de bienes efectuada a pobladores de las comunidades nativas, como parte de su estrategia de compenetración que sigue con las comunidades que se encuentran ubicadas en las áreas donde ejecuta sus operaciones, a fin de no paralizar el desarrollo normal de sus actividades, por lo que considera que dichas entregas no constituyen

<sup>26</sup> Publicada el 7 de diciembre de 2000.

<sup>27</sup> Según el Contrato de Licencia para la Explotación del Lote 8, el punto de fiscalización de la producción está en la Estación N° 1 del Oleoducto Nor-Peruano – San José de Saramuro y en otro lugar que acuerden las partes. Para el Lote 1AB, 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

N° 03316-1-2015

actos de liberalidad, sino gastos necesarios para poder llevar a cabo sus operaciones en un clima de paz social por cuanto tienen relación directa con las operaciones gravadas y la buena marcha del negocio. Señala que las entregas de bienes están conformadas por víveres y medicinas que constituyen obligaciones para mitigar el impacto social producido por las operaciones de la empresa.

Que agrega que para efectos de neutralizar el crédito fiscal que se pudiera haber generado en las adquisiciones de medicinas y otros, que se entregan a las comunidades nativas, se emiten boletas de venta por el concepto de donaciones, precisando que la utilización de este término no menoscaba la realidad económica de la operación, dado que las entregas eran realizadas en el marco de las obligaciones sociales que tiene con los pobladores de las zonas aledañas al campo petrolero.

Que en los Anexos adjuntos al resultado de los citados requerimientos (fojas 1378 a 1380 y 1394 a 1397), la Administración señala que verificó que la recurrente adquirió víveres y otros bienes con el objeto de ser entregados a los pobladores de las comunidades nativas y por los cuales emitió boletas de venta a nombre de las referidas comunidades, advirtiendo que el Impuesto General a las Ventas proveniente de dichas boletas era deducido íntegramente como gasto. Agrega que las boletas de venta emitidas por los bienes no acreditan el destino de los víveres entregados, toda vez que la recurrente no ha presentado actas de entrega que sustenten la entrega de los víveres a las comunidades nativas, por lo que concluye que para efectos de la determinación de la renta neta del ejercicio 2002, no resulta deducible como gasto la entrega de bienes por concepto de donaciones conforme con lo dispuesto en el inciso d) del artículo 44° de la Ley del Impuesto a la Renta, así como tampoco le es aplicable el artículo 88° de la Ley del Impuesto a la Renta, por cuanto la entrega de los bienes observados no cumple con los requisitos para calificar como donación.

Que precisa que los bienes observados fueron entregados a los pobladores de las comunidades nativas colindantes con los Lotes 88, 1AB y 8, por los importes de US\$ 171 492,03 y US\$ 20 785,57, según consta en los Anexos N° 1, 2 y 3 del resultado del Requerimiento N° 0122060001287 (fojas 1391 a 1393) y Anexo N° 1 del Requerimiento N° 0122060001337 (foja 1370).

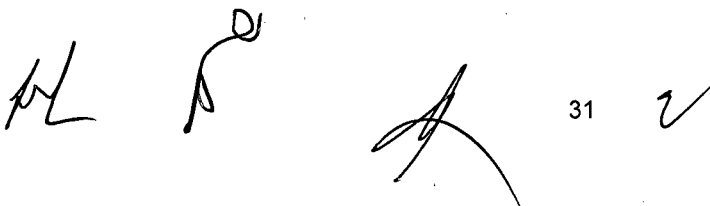
Que en el presente caso, la materia de controversia consiste en determinar si las entregas de víveres y diversos bienes efectuadas por la recurrente a comunidades nativas califican como gastos necesarios para el desarrollo de sus operaciones o si califican como actos de liberalidad.

Que conforme lo dispuesto en el artículo 37° 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.

Que por su parte, el inciso d) del artículo 44° 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.

Que respecto al principio de causalidad, la Tercera Disposición Final de la Ley N° 27356 señala que para determinar que los gastos sean necesarios para producir y mantener la fuente a que se refiere el artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta, éstos deberán ser normales para la actividad que genera la renta gravada, así como cumplir con criterios tales como razonabilidad en relación con los ingresos del contribuyente.

Que este Tribunal a través de las Resoluciones N° 15208-1-2011, 15516-2-2011 y 016643-10-2011, ha señalado que las normas antes citadas recogen el denominado principio de causalidad, que es la relación existente entre el egreso y la generación de renta gravada o el mantenimiento de la fuente productora, es decir, que todo gasto debe ser necesario y vinculado a la actividad que se desarrolla, noción que debe analizarse considerando los criterios de razonabilidad y proporcionalidad, atendiendo a la naturaleza de las operaciones realizadas por cada contribuyente.





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que en las Resoluciones N° 710-2-99, 8634-2-2001 y 01275-2-2004 este Tribunal ha indicado que el principio de causalidad es la relación de necesidad que debe establecerse entre los gastos y la generación de renta o el mantenimiento de la fuente, noción que en la legislación del Impuesto a la Renta es de carácter amplio pues se permite la sustracción de erogaciones que no guardan dicha relación de manera directa, no obstante ello, el principio de causalidad debe ser atendido, por lo cual para ser determinado deberán aplicarse criterios adicionales como que los gastos sean normales de acuerdo al giro del negocio o éstos mantengan cierta proporción con el volumen de las operaciones, entre otros.

Que en relación al acto de liberalidad, este Tribunal a través de la Resolución N° 02675-5-2007, definió al concepto de liberalidad como "el desprendimiento, la generosidad, la virtual moral que consiste en distribuir uno generosamente sus bienes sin esperar recompensa" y por tanto son "todas aquellas cantidades satisfechas sin contraprestación alguna por la parte que las recibe".

Que de las normas y criterios vertidos por este Tribunal citados en los considerandos precedentes, es posible entender que un gasto calificaría como necesario cuando éste de manera directa o indirecta interviene en la generación de la renta o mantenimiento de su fuente productora, a fin de obtener un resultado, y calificaría como un acto de liberalidad cuando su realización se produce sin esperar contraprestación alguna por la parte de quien las recibe.

Que de la revisión de los Anexos N° 7, 7.1, 7.2, 7.3 y 9 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 2984 y 2991 a 2994), se aprecia que la Administración repara los gastos realizados por la recurrente que fueron contabilizados según la base de datos del Libro Diario (foja 913) en las Cuentas contables de gastos de Códigos 6128, 6714, 6791, 6793, 7384 y 7389, cuyas equivalencias de acuerdo con el Plan Contable General Revisado responden a las Cuentas 629, 637, 639, 654, 6591, 6593 y 659, de los Lotes 1AB, 8, Lima y 88 y por los importes de US\$ 6 405,09, US\$ 10 557,15, US\$ 3 823,33 y US\$ 171 492,03, respectivamente.

Que al respecto debe precisarse que sobre los gastos observados por la suma de US\$ 171 492,03 y que corresponden al Lote 88, la Administración solo consideró la participación de la recurrente en el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 88 en un porcentaje del 36% (foja 202), y resultó, por lo tanto, el importe acotado de US\$ 61 737,13. En el caso de los gastos observados por el Lote 8, la Administración también le aplicó el porcentaje de participación en el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos por un porcentaje del 60% (foja 533), y determinó como monto acotado la suma de US\$ 6 334,29, y, por los Lotes 1AB<sup>28</sup> y el denominado Lima<sup>29</sup>, mantuvo la participación al 100%.

Que asimismo, cabe indicar que la Administración en los Anexos N° 2 y 4 de la Resolución de Determinación materia de impugnación (fojas 3010 y 3116), dejó constancia que la recurrente aceptó parte de lo acotado, siendo que por el reparo de gastos no adicionados referido al Lote 88 aceptó la suma de US\$ 3 886,00 y por el reparo de donaciones no adicionadas referidas a los Lotes 1AB, 8 y la denominada Lima aceptó el importe de US\$ 4 550,00, los cuales, según la Administración, fueron rectificadas el 18 de diciembre de 2006.

Que para efectos de sustentar la observación, la recurrente presentó copia de la escritura pública de Convenio de uso de terreno superficial de fecha 14 de marzo de 2001 (fojas 1327 a 1334), en donde la Comunidad Nativa Machiguenga de Nuevo Mundo, con intervención de la Central de Comunidades Nativas Machiguengas, acuerda con la recurrente el uso de un terreno superficial ubicado en los linderos del Lote 88 y se compromete a no restringir bajo ninguna circunstancia el uso de las instalaciones y facilidades de propiedad de Perúpetro y las edificadas por la propia recurrente, para el mejor desarrollo de sus actividades, por lo cual se le compensará a la comunidad con una suma mensual de US\$ 1 500,00, y

<sup>28</sup> Según el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 1AB, celebrado el 1 de junio del 2001 entre la recurrente y Perúpetro (foja 329/vuelta), la recurrente participa en dicho contrato en calidad de único contratista.

<sup>29</sup> Cabe señalar que de acuerdo con los Anexos N° 4 y 10 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 2983 y 3076), el código del centro de costo 329 corresponde a gastos de la Unidad Corporativa Lima, en el cual se registran diversas operaciones, dentro de las que se encuentran los gastos administrativos relacionados a lotes por los cuales no se llegaron a suscribir contratos.

 32





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

un monto adicional de US\$ 66 000,00, al haberse determinado que el contrato entró en vigencia con fecha retroactiva al 1 de enero de 2001, siendo que este último monto considerado como fondo de inversión sería entregado en obras, bienes, otorgamientos de becas y otro conceptos que sirvan para el desarrollo de la comunidad, los cuales serían establecidos en un Plan de Desarrollo Comunal. Adicionalmente, la recurrente, mediante dicha escritura, se compromete, sin cargo al fondo de inversión, a asumir el transporte de los materiales y bienes que se adquieran a favor de la comunidad así como la atención médica de los miembros de la comunidad.

Que de dicha escritura, también se advierte que la recurrente y sus sub-contratistas mantendrán un trato cordial y respetuoso frente a la comunidad sus pobladores y familias, así como el respeto a la propiedad privada, evitando que se produzca, en lo posible, impactos en la zona por su presencia.

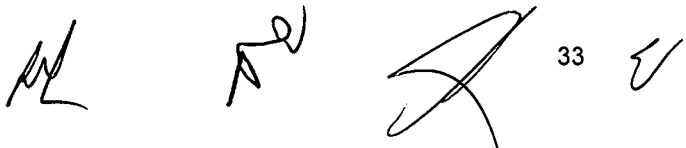
Que como puede apreciarse, para efectos del desarrollo de sus operaciones en el Lote 88, la recurrente llegó a un acuerdo con una comunidad aledaña al citado lote, que consistía en la entrega de una suma mensual de US\$ 1 500,00, así como la entrega de bienes, materiales y becas de estudio hasta por el importe adicional de US\$ 66 000,00, para que se le permita el uso de un área de terreno superficial para la edificación de instalaciones que permita el desarrollo de sus actividades y la entrega del servicio de transporte y medicinas para los miembros de la comunidad en un afán de mantener buenas relaciones con ésta última, aspectos que no se aprecia que hayan sido analizados por la Administración, a pesar de que contaba con la información, por lo que de acuerdo con la definición de liberalidad, la entrega de bienes a las comunidades nativas por el citado lote no podrían calificarse como tal.

Que ahora bien, con respecto a las entregas de bienes efectuadas a comunidades nativas aledañas a los Lotes 1AB y 8 observadas por la Administración, es pertinente mencionar que este Tribunal a través de la Resolución N° 04754-3-2014, dejó sin efecto el mismo reparo materia de autos imputado a la empresa Korea National Oil Corporation Sucursal Peruana, que tenía la calidad de partícipe del consorcio que suscribió con la recurrente y posteriormente con Pluspetrol Norte S.A., por el contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos del Lote 8.

Que efectivamente, como resultado de la fiscalización del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002 a cargo de la empresa Korea National Oil Corporation Sucursal Peruana, la Administración formuló el reparo por donaciones contenido en la Resolución de Determinación N° 012-003-0012523, siendo que mediante la Resolución N° 04754-3-2014, esta instancia levantó el mencionado reparo, señalando lo siguiente:

*"Que sobre el particular, obra en autos el Informe N° 268-2000-DGAA/CL/OC/ER y Anexos (fojas 805 a 819), emitido el 2 de noviembre de 2000 por la Comisión Técnica de la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas, dirigida al Director General de Asuntos Ambientales del referido ministerio, en el que se informa sobre la evaluación del impacto ambiental y social ocasionados por el derrame de petróleo en el Río Marañón el 3 de octubre de 2000, debido al hundimiento de la barcaza A/F 346, contratada por la empresa Pluspetrol Perú Corporation Sucursal del Perú para el transporte de aproximadamente 7,000 barriles de petróleo crudo de la unidad de Yanayacu.*

*Que en dicho informe se señala que los objetivos del mismo es, entre otros, "evaluar las acciones ejecutadas por la Empresa Pluspetrol... para hacer frente al derrame y sus consecuencias..." señalándose que "después de producido el derrame de petróleo, la recurrente puso en ejecución su Plan de Contingencias, iniciando labores de limpieza en las zonas de la ribera del Río Marañón y posteriormente con el apoyo de diferentes organismos del Estado, inició un Programa de Entrega de Alimentos y Agua a las comunidades y pueblos impactados", ello en razón a que, como se indica en el rubro 5 conclusiones del referido informe "el derrame de petróleo en el río Marañón inicialmente ocasionó impactos significativos en el agua y en los ecosistemas acuáticos presentes en las áreas por donde se desplazó el hidrocarburo". Asimismo, se indica que el área donde ocurrió el derrame debe ser considerada zona de operación "ya que el proceso operativo incluye todas las fases, desde su extracción hasta su entrega final", indicándose además que "con relación al impacto social éste también ha sido significativo y aunque actualmente viene reduciéndose, algunas poblaciones aún no pueden consumir el agua como antes lo hacían"; se menciona, finalmente, que se recomendó a la empresa que continúe con*

 33



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

*el apoyo de víveres, agua y medicinas a la población inmersa en la zona afectada hasta que el Ministerio de Salud, a través de DIGESA, determine que pueda consumirse el agua del río Marañón, precisando que "es importante que el retiro del apoyo de la empresa se produzca en forma paulatina y organizada para evitar conflictos con líderes locales que presionaron a la población para solicitar mayores exigencias".*

Que los hechos descritos en el citado informe, concuerdan con lo comunicado por la referida empresa al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERG (hoy OSINERGMIN) mediante Carta N° GOB-493/10-00 de 17 de octubre de 2000 (fojas 796 a 804)".

Que el Informe N° 268-2000-DGAA/CL/OC/ER y anexos así como la Carta N° GOB-493/10-00 en referencia, también han sido evaluados por este Tribunal en otros casos, tal como fluye de la Resolución N° 21908-4-2011, que se pronunció sobre un reparo similar por el ejercicio 2000 correspondiente a la recurrente.

Que en la citada Resolución N° 21908-4-2011 se señaló que "los gastos efectuados por la recurrente tuvieron como propósito específico resarcir los daños causados por el derrame de crudo en las aguas del Río Marañón ocasionado por el hundimiento de la barcaza A/F 346 contratada por la recurrente para el transporte de petróleo de su propiedad, conforme se ha expuesto precedentemente, aliviando, a través de la entrega de agua, víveres y medicinas, la imposibilidad de las poblaciones afectadas de las comunidades ribereñas del mencionado río, del consumo de sus aguas y de sus productos hidrobiológicos, conforme lo advierte el Informe del Ministerio de Energía y Minas; habida cuenta de la responsabilidad que le correspondía en el mencionado derrame de crudo. Que de acuerdo con lo expuesto se encuentra acreditada en el caso de autos la relación de causalidad entre los gastos realizados y el mantenimiento de la fuente, por lo que procede declarar fundada la apelación interpuesta en el extremo del presente reparo, dejando sin efecto el valor en dicho extremo".

Que lo señalado respalda lo manifestado por la recurrente en el caso de autos, en el sentido que las entregas de víveres, entre otros bienes, se efectuaron con motivo del resarcimiento de los daños causados a los pobladores de las comunidades nativas aledañas a las áreas en que opera la empresa, por derrames de petróleo ocurridos en años anteriores al ejercicio acotado.

Que en este orden de ideas, atendiendo a que el presente reparo respecto del ejercicio 2002, en esencia, comparte los mismos fundamentos determinados en el ejercicio 2000 para la propia recurrente (Resolución N° 21908-4-2011) y para Korea National Oil Corporation Sucursal Peruana por el ejercicio 2002 (Resolución N° 04754-3-2014), corresponde emitir igual pronunciamiento, por lo que se deja sin efecto el reparo en este extremo.

Que en el caso de los bienes entregados y asignados al Lote denominado Lima, la recurrente no ha presentado documentación que sustente la necesidad del gasto, siendo que según glosa de los asientos contables, dichos gastos corresponderían a donaciones efectuadas al Ministerio de Salud y a la entidad María Teresa Ordoñez Paredes y al Impuesto General a las Ventas por donación a la prefectura del departamento, es decir, gastos respecto de los cuales no se han acreditado que sean deducibles para determinar la renta neta de tercera categoría, de acuerdo con lo dispuesto por los artículos 37° y 44° de la Ley del Impuesto a la Renta, por lo que corresponde mantener el reparo en este extremo.

Que por lo tanto, para el caso de autos queda acreditada la relación de causalidad entre los gastos realizados y el mantenimiento de la fuente de los desembolsos efectuados por la recurrente por los Lotes 8, 1AB y 88, a excepción de las entregas de bienes imputadas al Lote denominado Lima, toda vez que fueron realizados en un caso en virtud de una obligación legal y en otro caso por el resarcimiento de un daño; en consecuencia, procede dejar sin efecto el reparo en este extremo.

Que cabe precisar que si bien el motivo determinante del reparo es que las entregas de bienes calificarían como actos de liberalidad, con lo cual la controversia gira en torno a su naturaleza y/o finalidad, adicionalmente la Administración señala que no se acreditó las entregas, lo que implicaría que





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

conceptualmente sí se habría aceptado su deducibilidad, cuestionándose únicamente su recepción por parte de los supuestos beneficiarios, lo que resulta contradictorio y resta consistencia al reparo<sup>30</sup>.

## Bienes que debieron activarse

Que de acuerdo con el punto 5 del Anexo N° 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 3081 a 3086), la Administración reparó las salidas de almacén de bienes detallados en los Anexos N° 8.1 (bienes del Lote 1AB) y 8.2 (bienes del Lote 8), por el importe de US\$ 1 247 679,00 (neto de depreciación) contabilizadas como gasto por la recurrente, al considerar que dichos bienes debieron activarse.

Que mediante el Punto 1 del Requerimiento N° 0122060001215, notificado el 31 de mayo de 2006 (foja 1429), la Administración solicitó a la recurrente presentar la documentación sustentatoria por las operaciones de salidas de almacén de bienes que debieron activarse, las que fueron consideradas contablemente como gastos en el ejercicio 2002, precisando que los bienes observados se estaban detallados en el Anexo N° 1 - Lote 1AB (fojas 1425 y 1426) y en el Anexo N° 2 - Lote 8 (foja 1424) del citado requerimiento.

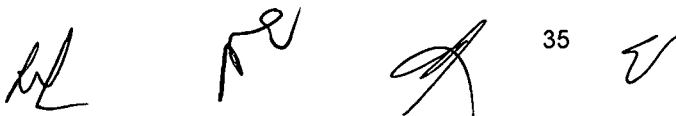

Que para dar respuesta a dicho requerimiento, la recurrente presentó un escrito de fecha 12 de setiembre de 2006 (fojas 1412 y 1413), donde manifiesta que los bienes detallados en los referidos Anexos corresponden a materiales que son utilizados por la empresa para los trabajos de reparación y mantenimiento de los pozos petroleros con la finalidad de mantenerlos operativos, siendo que una vez instalados dichos bienes en los pozos, éstos forman parte de dichos pozos. Añade que los motores, protectores y demás bienes observados no tienen utilidad alguna si es que no han sido instalados dentro de un pozo.

Que menciona que al ser los bienes parte de la unidad pozo, le resulta aplicable lo dispuesto en el artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y el artículo 11° de su reglamento, toda vez que corresponden a una inversión de subsuelo que encaja dentro del tratamiento tributario de las partidas de egresos sin valor de recuperación, por lo que considera que resulta indistinto que los bienes observados tengan una duración mayor a un año desde el momento de su instalación y que su valor sea mayor a ¼ de UIT.

Que la Administración en el cierre del requerimiento antes aludido, notificado el 14 de setiembre de 2006 (fojas 1835 a 1839), indicó que la recurrente debió activar los bienes detallados en los Anexos N° 4 (Lote 1AB) y 5 (Lote 8) adjuntos al resultado del referido requerimiento, dado que son bienes que sustituyen a otros de similares características, los cuales se encuentran registrados en el Libro de Activos Tributarios, y además porque son bienes de uso prolongado con valor mayor a ¼ de UIT, e independientes entre sí. Menciona además, que a los bienes materia de observación no le son aplicables lo dispuesto en el tercer párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y artículo 11° de su reglamento, por cuanto, como indica la recurrente, son bienes utilizados para el mantenimiento de los pozos y porque no se tratan de inversiones de perforación.

Que finalmente, la Administración a través del Requerimiento N° 0122060002529, emitido en virtud del artículo 75° del Código Tributario y notificado el 11 de diciembre de 2006 (fojas 1238 y 1239), requirió a la recurrente que sustente la observación descrita en el considerando anterior, dejando constancia en el resultado del mencionado requerimiento, notificado el 21 de diciembre de 2006 (foja 1233), que la recurrente no sustentó tal observación; por lo que reparó el gasto por la salida de bienes del almacén, utilizados en los Lotes 8 y 1AB, al considerar que dichos bienes debieron ser activados, consignando ello en los Anexos 8.1 y 8.2 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 2985 a 2990), observándose que las normas legales que sustentan el reparo materia de autos son el artículo 53° de la Ley N° 26221, el artículo 11° de su reglamento, los artículos 38° y 44° de la Ley del Impuesto a la Renta y el artículo 23° del Reglamento de esta última ley.

<sup>30</sup> Así también se ha sido sostenido en la Resolución N° 04754-3-2014.

 35 



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que de lo expuesto, se tiene que el monto reparado por la Administración se sustenta en el hecho que la recurrente cargó a resultados los montos correspondientes a los bienes tubing, bombas y motores electro sumergibles utilizados en los diversos pozos del Lote 8, así como en los bienes tubing, bomba (Pump) y motor reda por el Lote 1AB, los cuales se encuentran contabilizados en la cuenta contable de gastos 639.10, en el caso de los bienes del Lote 8 y en las cuentas contables de gastos 639.10 y 639.10<sup>31</sup> en el caso de los bienes del Lote 1AB, por lo que la materia de controversia se centra en determinar si corresponde que los bienes antes citados sean reconocidos como activos (mejoras) o como gastos del ejercicio (egresos sin valor de recuperación).

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

Que en concordancia con lo expuesto, el artículo 11° del reglamento de la citada ley dispone que para los efectos del segundo párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, 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; el Manual de Procedimientos Contables contendrá el detalle de las cuentas que constituyen egresos sin valor de recuperación de conformidad con lo señalado en dicho artículo.

Que de otro lado, el inciso e) del artículo 44° de la Ley del Impuesto a la Renta establece que no son deducibles para la determinación de la renta imponible de tercera categoría, las sumas invertidas en la adquisición de bienes o mejoras de carácter permanente.

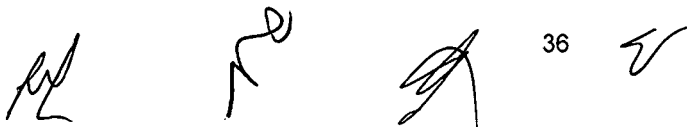
Que el artículo 23° del Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta, aprobado por Decreto Supremo N° 122-94-EF, establece que la inversión en bienes de uso cuyo costo por unidad no supere 1/4 de la Unidad Impositiva Tributaria, a opción del contribuyente, podrá considerarse como gasto del ejercicio en que se efectúe, no siendo aplicable lo señalado cuando los bienes de uso formen parte de un conjunto o equipo necesario para su funcionamiento.

Que este Tribunal ha establecido en las Resoluciones N° 00147-2-2001, 01217-5-2002, 03595-4-2003 y 09771-3-2009, que el elemento que permite distinguir si un desembolso relacionado a un bien del activo fijo pre-existente constituye un gasto por mantenimiento o reparación o una mejora de carácter permanente que debe incrementar su costo computable, es el beneficio obtenido con relación al rendimiento estándar originalmente proyectado, por lo que si el desembolso origina un rendimiento mayor, deberá reconocerse como activo, pues acompañará toda la vida útil al bien, sin embargo, si solo repone o mantiene su rendimiento original, deberá reconocerse como gasto del ejercicio.

Que de la revisión de la documentación que obra en el expediente, se aprecia el diagrama de un pozo (fojas 3244 y 3245), en el que se observa que los bienes acotados como motor reda, bomba (Pump), bomba y motor electro sumergibles y tubería (tubing), forman parte del pozo como equipos de subsuelo y producción, así también se advierte de las cuentas contables<sup>32</sup> 6211.01, 6211.04 y 6476.01 utilizadas por la recurrente para la contabilización de los referidos bienes.

<sup>31</sup> Conforme se detalla en los Anexos N° 8.1 y 8.2 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 2987 y 2990).

<sup>32</sup> En el Plan de Cuentas y Equivalencias presentado por la recurrente a través de medios magnéticos en el archivo en Excel Plan de cuentas Match Ctas\_Arg\_Peruano, en la hoja de cálculo Sheet 1 en las filas 2376, 2379 y 2509, se muestran las cuentas contables 6211.01, 6211.04 y 6476.01, denominadas tubing, bombas y motores y materiales recuperados, respectivamente (foja 913), de las que adicionalmente se aprecia que corresponden a las cuentas generales 62 – Equipos subterráneos y 64 – Equipamiento de Producción.





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que de lo expuesto en los considerandos precedentes, se tiene que los bienes observados como bombas (pump), motor reda, bombas y motores electro sumergibles y tubing conforman el pozo como bienes de subsuelo y producción; es decir, forman parte de un conjunto, hecho que es reconocido por la Administración en el Punto 5 del Anexo 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (foja 3083), al señalar que los bienes observados corresponden a materiales que son utilizados dentro del servicio de mantenimiento de los pozos con la finalidad de mantenerlos operativos.

Que sin embargo, la Administración sustenta su acotación, en el hecho de que a los citados bienes no les resultaba aplicable lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y el artículo 11° del Reglamento de la citada ley, por cuanto se trataban de bienes similares a bienes que fueron tratados previamente por la recurrente como activo fijo y que la disposición legal aplicable al caso era la normativa común del Impuesto a la Renta y no las citadas normas sectoriales; no obstante, de lo actuado en el procedimiento de fiscalización, 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 en los supuestos previstos en las normas antes citadas.

Que sin perjuicio de lo expuesto, de los fundamentos del valor impugnado que desarrolla la Administración para sustentar la aplicación de las normas del Impuesto a la Renta en el reparo efectuado, se advierte que ha indicado que los bienes materia de controversia son unidades independientes entre sí, que son similares a otros bienes de la recurrente que se encuentran activados y que por ende son sujetos de depreciación por sí solos, no obstante, de acuerdo con lo manifestado anteriormente, los bienes bombas y motores electro sumergibles, tubing, motor reda y bombas (Pump) al formar parte de un pozo, no son bienes independientes entre sí, motivo por el cual no resulta de aplicación lo dispuesto en el citado artículo 23° del Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta, invocado por la Administración, al formar dichos bienes parte de un conjunto.

Que asimismo, si bien la Administración ha señalado que los bienes reparados corresponden a materiales utilizados dentro del servicio de mantenimiento de los pozos con la finalidad de mantenerlos operativos, no ha verificado si los gastos que califica como reposición de otros activos similares, incrementaban la capacidad del activo y contribuían a la generación de beneficios futuros o a una reducción de costos, dado que son estos elementos los que caracterizan un activo y no únicamente si su valor es superior a ¼ de la UIT o si son similares a otros bienes que sí se encuentran activados, como mal señala la Administración.

Que de igual manera, la Administración ha determinado que el uso prolongado de un bien se sustenta en el hecho que el mismo dure aisladamente más de un año desde su instalación, sin determinar si los bienes observados incrementan la vida útil del activo principal (pozo) o si aumentan la cantidad o calidad de los bienes producidos por dicho activo principal, siendo incluso que conforme se ha señalado en el considerando anterior y se ha indicado en la resolución de determinación impugnada, los bienes observados son destinados al mantenimiento de los pozos con la finalidad de mantenerlos operativos.

Que por lo expuesto, al no haber la Administración fundamentado debidamente el reparo materia de análisis, procede declarar fundada en este extremo la apelación interpuesta, por lo que carece de objeto emitir pronunciamiento sobre los demás argumentos esbozados por la recurrente.

## **Gastos de proyectos no activados**

Que según el punto 7 del Anexo N° 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 3072 a 3077), la Administración afirma que la recurrente ha deducido indebidamente gastos por desembolsos relacionados con los proyectos que corresponden a la etapa de investigación de los Lotes NB71001E, Madre de Dios y proyecto Aguaje por la suma de US\$ 19 940,92, los cuales, según su criterio, debieron activarse para ser amortizados a partir de la fecha de inicio de la etapa de extracción comercial de los lotes en mención, considerando, además, que no se tiene la certidumbre de que los resultados de dichos gastos puedan, de alguna forma, generar renta gravada al no haberse suscrito contrato alguno.





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que la Administración fundamentó su reparo en el principio de causalidad y de la correlación de ingresos y gastos contenidos en el primer párrafo e inciso g) del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta y el artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Que mediante el punto 3 del Anexo adjunto al Requerimiento N° 0122060001337, notificado el 22 de junio de 2006 (foja 1385), la Administración solicitó a la recurrente acreditar con la base legal correspondiente, las razones por las cuales no se activaron los desembolsos relacionados con los lotes que detallan en el Anexo N° 3 del citado requerimiento (foja 1382), y que fueron considerados contablemente como gastos de la Unidad Corporativa (Lima).

Que en relación con este reparo, la recurrente mediante su escrito de fecha 11 de agosto de 2006 (fojas 1366 y 1367), manifiesta que los gastos observados por la Administración constituyen una pérdida, pues considera que al estar relacionados a áreas por las que no se llegó a firmar un contrato, es imposible que éstos contribuyan a la generación de ingresos futuros, razón por la que no pueden ser activados para su posterior amortización, debiendo en cambio, ser deducidos como gasto conforme al principio de lo devengado y el principio de causalidad, dado que al ser su giro de negocio la exploración y explotación de hidrocarburos, resulta razonable que se realicen indagaciones sobre nuevas posibilidades de negocios.

Que adicionalmente señala que los desembolsos observados corresponden a la distribución de gastos administrativos relacionados con lotes respecto de los cuales nunca firmó contrato alguno, por lo que considera que los referidos gastos no se encuentran comprendidos en los alcances del artículo 53° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos ni en el inciso g) del artículo 5° de la Ley del Impuesto a la Renta, toda vez que no ha suscrito un contrato conforme lo previsto en el artículo 10° de la citada ley y por consiguiente no ha iniciado la producción o explotación de hidrocarburos en las mencionadas áreas, por lo que alega que carece de objeto capitalizar gastos que no podrían amortizarse, dado que nunca ocurrirá el inicio de la extracción comercial.

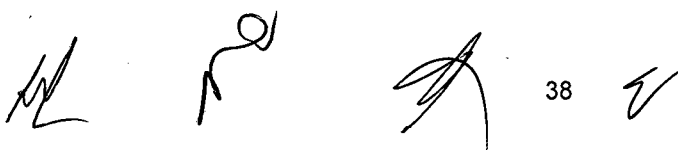
Que la Administración con fecha 28 de agosto de 2006, procedió al cierre del mencionado requerimiento, dejando constancia en el punto 3 del Anexo del resultado del citado requerimiento (fojas 1371 a 1374), que los desembolsos observados corresponden a gastos incurridos en la etapa de investigación de los Lotes NB71001E, Madre de Dios y proyecto Aguaje, no se tiene la certidumbre de que dichos gastos puedan generar renta gravada, más aun cuando no existe un contrato suscrito, por lo que considera que dichos gastos debieron activarse y deducirse en el inicio de la etapa de extracción.

Que finalmente la Administración, en virtud del artículo 75° del Código Tributario, comunicó a la recurrente las observaciones obtenidas de la conclusión del procedimiento de fiscalización, a fin que presente la documentación sustentatoria pertinente en lo relacionado con los gastos por proyectos no activados por la suma de US\$ 19 940,92; así se advierte del Anexo N° 1 del Requerimiento N° 122060002529, notificado el 11 de diciembre de 2006 (fojas 1237 y 1239), siendo que en el resultado del referido requerimiento notificado el 21 de diciembre de 2006 (fojas 1233 y 1234), dejó constancia que la recurrente no sustentó las observaciones antes descritas.

Que de la revisión efectuada en la presente instancia, se tiene que el monto reparado comprende gastos incurridos que estarían vinculados a los Lotes NB71001E, Madre de Dios y proyecto Aguaje, los cuales se encuentran contabilizados en la Cuenta 6391.01-Servicios prestados por terceros, así se advierte de la base de datos del Libro Diario proporcionado por la recurrente en la etapa de fiscalización (foja 913).

Que en tal sentido, el punto controvertido consiste en determinar si los desembolsos relacionados con los proyectos que corresponden a la etapa pre-operativa debieron diferirse, para luego del inicio de la etapa de extracción comercial, amortizarse (posición de la Administración) o debieron enviarse al gasto en el ejercicio en que se incurrieron, en aplicación del criterio del devengado (posición de la recurrente).

Que al respecto, el artículo 10° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que las actividades de exploración y de explotación de hidrocarburos podrán realizarse bajo las formas contractuales siguientes:





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

a) Contrato de Licencia, que es el celebrado por Perúpetro S.A.<sup>33</sup>, con el Contratista<sup>34</sup> y por el cual se obtiene la autorización de explorar y explotar o explotación hidrocarburos en el área de Contrato; y en donde Perúpetro S.A. transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos al contratista, quien debe pagar una regalía al Estado; b) Contrato de Servicios, es el celebrado por Perúpetro S.A. con el Contratista, para que éste ejercite el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos en el área de Contrato, recibiendo el Contratista 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 de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 18° de la referida Ley, los Contratos autorizan al Contratista durante el plazo del Contrato a realizar las operaciones necesarias para la exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos, incluyendo las de recuperación secundaria y mejorada, obligando al Contratista a realizar los trabajos acordados en el área de Contrato y fuera de ésta, en lo que resulte necesario, previa aprobación del Contratante en este último caso.

Que por su parte el artículo 53° de la mencionada Ley regula el tratamiento de los gastos de exploración, desarrollo y/o inversiones que se realicen en un lote con anterioridad a la extracción comercial de hidrocarburos, los cuales deberán ser acumulados en una cuenta cuyo monto, a opción del contratista y respecto de cada contrato, se amortizará con cualesquiera de dos métodos o procedimientos establecidos: en base a la unidad de producción o mediante la amortización lineal, deduciéndolos en porciones iguales, durante un periodo no menor de 5 años, agregando el referido artículo que iniciada la extracción comercial se deducirá como gasto del ejercicio todas las partidas correspondientes a egresos que no tengan valor de recuperación.

Que de otro lado, de conformidad con lo dispuesto por el inciso g) del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta, en concordancia con el artículo 21° de su reglamento, son deducibles los gastos de organización, los gastos pre-operativos iniciales, los gastos pre-operativos originados por la expansión de actividades de la empresa y los intereses devengados durante el período pre-operativo, pudiendo deducirse, a opción del contribuyente, en el primer ejercicio o amortizarse proporcionalmente en el plazo máximo de 10 años, considerando que la amortización se efectuará a partir del ejercicio en que se inicie la producción o explotación.

Que de lo actuado por la Administración se advierte que ésta constató que la recurrente no contaba con un Contrato de Exploración y Explotación o de Explotación de Hidrocarburos al amparo de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, referido a los lotes precedentemente mencionados.

Que en efecto, de acuerdo con la información contenida en el punto 1 denominado Operaciones de las Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2002 y 31 de diciembre de 2001, elaborado por la empresa auditora Privewaterhouse Coopers (foja 954), se advierte que la recurrente hasta el 31 de diciembre de 2002 habría suscrito ya sea individualmente o a través de consorcios con diversas empresas, los contratos<sup>35</sup> de licencia para exploración y explotación de petróleo de los Lotes 8, 1AB, XII y 88 - Camisea.

Que ello se confirma con la información extraída de la página web del Ministerio de Energía y Minas<sup>36</sup>, referida a los contratos de Explotación vigentes al 31.12.2002, en la que observa que la recurrente

<sup>33</sup> Cabe anotar, que mediante el artículo 6° de la citada Ley N° 26221, se creó Perúpetro S.A., empresa estatal de derecho privado que ha sido facultada por el Estado para negociar, celebrar y supervisar en su calidad de contratante los contratos que la referida ley establece.

<sup>34</sup> De acuerdo con el artículo 9° de la citada Ley, el término "Contratista" comprende tanto al contratista de los Contratos de Servicios como al licenciatario de los Contratos de Licencia, a menos que se precise lo contrario.

<sup>35</sup> Cabe señalar que en el Informe de Auditoría se menciona que la recurrente hasta el 30 de abril de 2002, mantenía su participación en la exploración, explotación y producción de petróleo de los Lotes 8, 1AB y XII, los cuales fueron transferidos a la empresa I

<sup>36</sup> De acuerdo con el campo denominado Directorio de empresas contratistas ubicado en la dirección electrónica <http://www.minem.gob.pe/sector.php?idSector=5>.

39



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

durante el ejercicio 2002 y años subsiguientes, no celebró modalidad contractual alguna relacionada con los Lotes NB71001E, Madre de Dios y proyecto Aguaje.

Que de lo expuesto se desprende que la recurrente en el ejercicio fiscalizado, no contaba con contrato alguno celebrado por los lotes vinculados a los gastos incurridos en el ejercicio 2002, materia de reparo, motivo por el cual no resultan de aplicación las normas contenidas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, siendo que para el caso en autos, correspondía aplicar las normas contenidas en la Ley del Impuesto a la Renta, vigentes en el periodo sujeto a fiscalización.

Que sobre el particular, el primer párrafo del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta dispone que 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 dicha ley.

Que asimismo, el inciso a) del artículo 57° de la citada Ley dispone que tratándose de rentas de tercera categoría, se considerarán producidas en el ejercicio comercial en que se devenguen, siendo esta norma de aplicación para la imputación de gastos.

Que según la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 137, referida a la presentación de los estados financieros, una empresa debe preparar sus estados financieros, entre otros, sobre la base contable del devengado, el cual considera que los gastos se reconocen en el estado de ganancias y pérdidas en base a una asociación directa entre los costos incurridos y las partidas específicas de ingresos obtenidos (concepto de asociación).

Que de acuerdo con el mencionado concepto de asociación, para efecto de la aplicación del devengado es indispensable vincular directamente el ingreso que aparece en el estado de resultados con todos los gastos en los que se incurre para la generación de dicho ingreso, por existir una relación causa y efecto entre los ingresos y los gastos.

Que en esa misma línea, las Resoluciones del Tribunal Fiscal N° 05349-3-2005 y 03204-2-2004, coinciden en señalar que los gastos diferidos "son aquellos que representan gastos ya producidos que se llevan al futuro, con el fin de que contribuyan a la generación de ingresos o reducción de costos".

Que por su parte la RTF N° 02989-4-2010 manifiesta que: *"Por un lado la Ley Orgánica de Hidrocarburos prevé una regulación tributaria especial para el caso de los "gastos diferidos", siempre que estos califiquen como "gastos de exploración, desarrollo y/o inversiones" respecto de un lote de hidrocarburos, en tanto que la Ley del Impuesto a la Renta tiene una regulación general para el caso de gastos de organización, pre-operativos iniciales y pre-operativos originados por la expansión de las actividades de la empresa, siendo que ambas normas condicionan la deducción de tales gastos al inicio de la extracción comercial, producción o explotación de la actividad por la que se incurrieron en dichos gastos"*.

Que de la norma contable y los pronunciamientos del Tribunal Fiscal antes referidos, se desprende que es posible diferir un gasto referido a la expansión de actividades que contribuyen a la generación de ingresos o a una reducción de costos, debiéndose analizar si en el presente caso correspondía la aplicación de dicha norma, o los referidos gastos debían ser deducidos como gasto en el ejercicio en que se produjeran.

Que en el presente caso, si bien la Administración y la recurrente concuerdan en que los gastos se realizaron respecto de lotes que finalmente no fueron materia de contrato posterior, por los desembolsos que en principio constituirían gastos pre-operativos respecto de los indicados lotes podían presentarse dos situaciones: la primera que se suscribiera el contrato, en cuyo caso la deducción de tales gastos se difería al ejercicio en que se iniciaba la extracción comercial, y la segunda cuando la recurrente tomara la

<sup>37</sup>Oficializada mediante la Resolución del Consejo Normativo Contabilidad N° 005-94-EF/93.01 y modificada por la Resolución N° 016-99-EF, vigente a partir del 1 de enero del 2000.

 40





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

decisión de no suscribir el contrato, ya sea por razones propias o por causas ajenas, en cuyo caso, los mencionados gastos serían deducidos en el ejercicio en que se tomara tal decisión.

Que al respecto, este Tribunal en la Resolución N° 04335-9-2014, analizó un reparo con las mismas características en relación a los lotes observados, y señaló *"que es de acuerdo con la situación que se presente que los gastos en mención (observados) que inicialmente eran pre-operativos, podían deducirse, en el primer supuesto, una vez iniciada la producción o explotación, y en el segundo, una vez tomada la decisión de no suscribir el contrato respectivo, no pudiendo afirmarse como pretende la recurrente que los referidos gastos no constituían gastos pre-operativos en la segunda de las situaciones indicadas, por cuanto inicialmente si lo fueron, dejando de serlo solo cuando se deja de lado el proyecto"*.

Que en tal sentido, al determinarse que en el ejercicio acotado la recurrente, por los Lotes Proyecto Aguaje, Madre de Dios y NB71001E, no suscribió contrato alguno, correspondía que la Administración verificara si durante dicho ejercicio gravable la recurrente ya había decidido no continuar con la expansión de la empresa en los lotes en mención, más aún cuando ésta a través de su escrito presentado con motivo de su reclamación, le indicó que los Lotes Proyecto Aguaje y Madre de Dios fueron entregados en concesión a las empresas Burlington Resources y Hunt Oil con las denominaciones Lotes 104 y 76, respectivamente, por lo que procede declarar fundada la apelación contra la resolución ficta en este extremo, a fin de que la Administración verifique la referida situación y emita un nuevo pronunciamiento conforme con lo expuesto, no resultando pertinente emitir pronunciamiento con relación a los otros argumentos expuestos por la recurrente.

## Gastos financieros

Que del punto 9 del Anexo N° 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 3051 a 3068), se observa que la Administración reparó los gastos financieros provisionados y deducidos al 31.12.2002 que se encuentran contabilizados en la Cuenta contable 67 - Gastos Financieros, conformados por intereses y comisiones por las sumas de US\$ 1 238 597,75 y US\$ 16 171,51, respectivamente, originados en el préstamo sindicado de US\$ 114 399 497, al considerar que provenían de una operación que no cumplía con el principio de causalidad, criterios de razonabilidad y proporcionalidad con relación al gasto, en aplicación del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta.

Que mediante el punto 2 del Anexo adjunto al Requerimiento N° 0122060001783, notificado el 18 de setiembre de 2006 (fojas 1309 a 1314), la Administración indicó a la recurrente que siguiendo con el criterio adoptado en las fiscalizaciones de los ejercicios 2000 y 2001, no fueron aceptadas las cargas financieras correspondientes al ejercicio 2002, conformadas por intereses y comisiones por los importes de US\$ 1 238 597,75 y US\$ 16 171,51, respectivamente, originadas de un préstamo sindicado de US\$ 114 399 497,00, otorgado por bancos nacionales y extranjeros liderados por el Banco Citibank, N.A.<sup>38</sup>, por considerar que no cumplían con el principio de causalidad<sup>39</sup> ni con el criterio de razonabilidad en función a sus ingresos (proporcionalidad)<sup>40</sup>; al determinar que el citado préstamo fue solicitado para cubrir el déficit por exceso de remesas que la recurrente envió a su casa matriz, por lo que le solicitó que presente sus descargos respectivos.

Que la recurrente, en respuesta al citado requerimiento, presentó un escrito de fecha 2 de octubre de 2006 (fojas 1267 a 1272), en el que menciona que el préstamo sindicado tuvo como propósito reestructurar sus pasivos financieros de corto plazo (US\$ 62 670 056,00), restituir el monto por la adquisición de la posición contractual en el Contrato del Lote 1AB (US\$ 37 500 000,00), efectuar la cancelación de la primera cuota del préstamo sindicado (US\$ 13 359 237,00) y otros gastos propios del

<sup>38</sup> De acuerdo a los argumentos expuestos por la Administración, con fecha 28 de agosto del 2000, la recurrente, en calidad de prestataria, y el Banco Sucursal de Lima, en calidad de agente de crédito, suscribieron un contrato de crédito.

<sup>39</sup> Contenido en el primer párrafo del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta.

<sup>40</sup> Establecido en la Tercera Disposición Final de la Ley N° 27356, Ley que modifica el Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto a la Renta, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-99-EF, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 18.10.2000.

 41



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

negocio (US\$ 870 707,00), por lo que considera que el citado préstamo fue destinado a operaciones propias del giro del negocio y en consecuencia los gastos relacionados a dicho préstamo cumplen con el principio de causalidad; asimismo, acota que la Administración no ha desvirtuado el destino del préstamo sindicado.

Que agrega que las remesas efectuadas en el ejercicio 2000 se realizaron para cubrir la pérdida incurrida en los contratos de coberturas y garantías relacionadas a tales contratos. Dichos contratos<sup>41</sup>, según indica, se originaron con la finalidad de proteger el precio del petróleo producido por la sucursal.

Que señala que el único argumento de la Administración para sostener que los intereses y gastos, relacionados al préstamo sindicado, no cumplen con el principio de causalidad es el hecho que durante el ejercicio 2000 efectuó remesas a su matriz, pues de no haberse efectuado, según el criterio de la Administración, mantendría su liquidez y así hubiese podido evitar solicitar el citado préstamo, lo que considera que es un criterio arbitrario y subjetivo, toda vez que no puede cuestionar una decisión empresarial, dado que desde el punto de vista empresarial, tal decisión está plenamente justificada.

Que la Administración, en el cierre del referido requerimiento, notificado el 6 de octubre de 2006 (fojas 1283 a 1295), dejó constancia que la recurrente durante el ejercicio 2000 realizó remesas en exceso a su casa matriz por US\$ 124 411 000,00, sosteniendo que con tales fondos se pudo prescindir del préstamo en mención y por ende, evitar las cargas financieras en los ejercicios 2000, 2001 y 2002 (ejercicio materia de análisis) y concluye que las operaciones que originaron las cargas financieras no cumplieron con el principio de causalidad, porque se trataban de gastos no necesarios para mantener la fuente, por lo que reparó las cargas financieras correspondientes al ejercicio 2002 ascendentes a US\$ 1 254 769,26<sup>42</sup>, según consta en el Anexo N° 2 al resultado del mencionado requerimiento (foja 1281).

Que indica que el saldo en exceso de remesas efectuadas por la recurrente a su casa matriz por el importe de US\$ 124 411 000,00 es el resultante de la comparación entre los fondos recibidos que incluye el saldo inicial al 01.01.2000 de las remesas recibidas de la matriz, por los importes de US\$ 37 470 000,00 y US\$ 40 619 000,00, respectivamente, con las remesas efectuadas por el importe de US\$ 202 500 000,00.

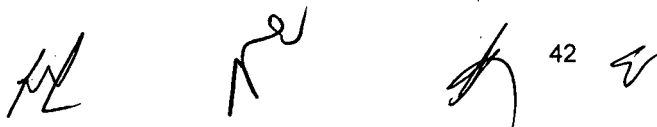
Que de lo actuado, se tiene que la Administración no cuestionó la fehaciencia del préstamo de US\$ 114,399,497,00, tampoco su ingreso a las cuentas bancarias, ni su debida contabilización, sino que cuestionó la deducción de los gastos financieros efectuada en el ejercicio 2002, al considerar que el préstamo que originó dichos gastos no era necesario porque tenía un flujo de caja positivo y que, de no haberse enviado las remesas a la matriz, la recurrente habría tenido la suficiente liquidez para atender sus obligaciones. En ese sentido, el punto controvertido en el presente caso, radica en determinar si los gastos financieros correspondientes al ejercicio 2002, vinculados al citado préstamo recibido en el ejercicio 2000, cumplen con el principio de causalidad.

Que al respecto, el primer párrafo y el inciso a) del artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta disponen que 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 que la deducción no esté expresamente prohibida por esta ley, siendo en consecuencia deducibles los intereses de deudas y los gastos originados por la constitución, renovación o cancelación de las mismas siempre que hayan sido contraídas para adquirir bienes o servicios vinculados con la obtención o producción de rentas gravadas en el país o mantener su fuente productora.

Que este Tribunal a través de la Resolución N° 01596-3-2003, ha señalado que bajo el principio de causalidad, todo gasto debe ser necesario y vinculado a la actividad que se desarrolla, debiendo

<sup>41</sup> Respecto a los contratos de cobertura del precio del petróleo, la recurrente señaló que éstos fueron suscritos por la matriz, debido a que las entidades financieras solo suscriben este tipo de contratos con el ente legal que tiene personería jurídica, que para el caso de autos no puede recaer en Pluspetrol Corporation Sucursal Perú, por cuanto ésta carece de personería jurídica.

<sup>42</sup> Monto correspondiente a intereses y comisiones por las sumas de US\$ 1 238 597,75 y US\$ 16 171,51, respectivamente.

 42



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

apreciarse ello con criterios de razonabilidad y proporcionabilidad así como el "modus operandi" de la empresa.

Que asimismo, se ha establecido en la Resolución N° 02792-4-2003 de este Tribunal, que para la sustentación de los gastos financieros, no solamente es necesario que se presenten registros contables de los mismos, sino también la documentación sustentatoria y/o análisis que permita examinar la vinculación de los préstamos con la obtención de rentas gravadas.

Que en concordancia con el criterio anterior, este Tribunal en la Resolución N° 01317-1-2005, ha señalado que para la sustentación de gastos financieros, no resulta suficiente el registro contable del abono del préstamo en el Libro de Caja y Bancos, sino que para la sustentación del gasto financiero resultaba necesaria la presentación de información que acreditara el destino del mismo, por ejemplo, a través de un flujo de caja que demostrara el movimiento del dinero y la utilización del mismo en adquisiciones, pagos a terceros, pago de planillas, así como la documentación sustentatoria de dichas utilidades y/o análisis que permitieran examinar la vinculación de los préstamos con la obtención de las rentas gravadas.

Que a manera de resumen de los criterios antes señalados, este Tribunal estableció en la Resolución N° 00261-1-2007 lo siguiente: "(1) La relación causal de los gastos con la actividad generadora de renta debe apreciarse bajo los criterios de razonabilidad, proporcionalidad y según el "modus operandi" de la empresa, (2) Los gastos financieros deben sustentarse no sólo con su anotación en los registros contables, sino también con información sustentatoria y/o análisis como el flujo de caja que permitan examinar la vinculación de los préstamos con la obtención de rentas gravadas o el mantenimiento de la fuente y; (3) Los préstamos deben haber fluído a la empresa y haber sido destinados a la realización de sus fines como al mantenimiento de la fuente".

Que de igual forma, en la citada resolución se indicó que: "los gastos financieros originados por un crédito bancario que fluyen a la empresa a fin de dar cobertura a otro crédito de la misma naturaleza, a través de operaciones de refinanciamiento, como en el caso de autos, corresponden a pagos de obligaciones frente a terceros, que en tanto obedezcan al ejercicio normal del negocio encuentran relación con el mantenimiento de la fuente productora de renta, esto es, con la conservación del capital de trabajo<sup>43</sup> de la empresa a efecto de continuar con su actividad generadora de renta".

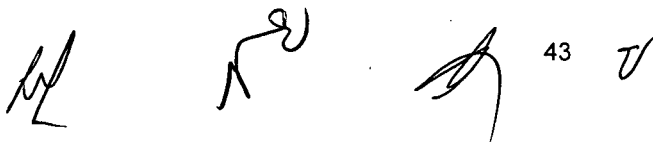
Que al respecto, obra en el expediente copia del Contrato de Crédito de fecha 28 de agosto de 2000, suscrito entre \_\_\_\_\_ y otras instituciones financieras (†  
Sucursal del \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_, en calidad de prestamistas<sup>44</sup> y la recurrente en calidad de prestataria<sup>45</sup> (fojas 3708 a 3727), en el que se acuerda la entrega de un préstamo a la prestataria hasta por US\$ 95 000 000,00 (foja 3709). Dicho contrato de crédito fue modificado mediante la Enmienda N° 1 de fecha 6 de octubre del 2000 (fojas 3693 a 3707), en la cual se acordó que la referencia del monto del préstamo de US\$ 95 000 000,00 se modifique a US\$ 110 800 000,00; posteriormente, mediante la Enmienda N° 2 de fecha 30 de octubre de 2000, se modificó el monto del préstamo de US\$ 110 800 000 a US\$ 114 400 000 (fojas 3689 a 3694), que de acuerdo con el documento denominado "Payment Schedule by Bank" (foja 3691), su composición está formado por los desembolsos efectuados por las sumas de US\$ 95 000 000,00 US\$ 15 800 000,00 y US\$ 3 600 000,00, realizados el 31 de agosto, 11 de octubre y el 3 de noviembre de 2000, respectivamente.

<sup>43</sup> Capital de trabajo se define como el capital de uso corriente en las operaciones de un negocio, de acuerdo con la Terminología del Plan Contable Revisado, aprobado por la Resolución de Conasev N° 006-84-EFC/94.10, 15.02.1984. Para la Sunat, Capital de Trabajo son los medios de que dispone una empresa para el desarrollo de sus operaciones normales, tal como se aprecia en el Glosario Tributario, elaborado por el Instituto de Administración Tributaria, 2da. Edición, Lima, 1993.

<sup>44</sup> También, de acuerdo con el contrato, tienen la calidad de concertadores (foja 3727).

<sup>45</sup> En el contrato de crédito la recurrente actúa como el "Prestatario" y Pluspetrol Perú Corporation, una compañía constituida bajo las leyes de las Islas Caimán, es definida como la "Compañía" (foja 3723).

 43



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que asimismo, del literal b) de la Sección 2.01 del Artículo II del Contrato de Crédito bajo análisis (foja 3709), se advierte que la finalidad exclusiva del préstamo consistía en cancelar el principal y los intereses de la deuda financiera de corto plazo que el prestatario adeude a los concertadores, cancelar el principal y los intereses de la deuda financiera de corto plazo que el prestatario adeude a los prestamistas que no sean concertadores y luego de la cancelación de todos esos montos, para los fines societarios generales de la compañía o el prestatario, quedando estipulado que ni el agente ni ningún prestamista, serían responsables respecto al uso de ningún producto y préstamo.

Que como se puede apreciar del referido contrato, el préstamo sindicado debía destinarse exclusivamente para la cancelación de la deuda de los concertadores y prestamistas, así como para los fines societarios de la casa matriz ( Corporation) o de la sucursal.

Que en relación con el destino del préstamo obtenido por la recurrente, la Administración a través de los Anexos N° 12.1.3 y 12.1.4 y en el Punto 9 del Anexo 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-011371 (fojas 2972 a 2974, 3055 y 3056), indicó que la recurrente efectuó envíos de remesas a la casa matriz por US\$ 29 000 000,00 y US\$ 7 500 000,00, en los días 31 de agosto y 11 de octubre de 2000, respectivamente, afirmando que con ello se evidenciaba que los importes del préstamo obtenido se destinaban a la realización de remesas a la casa matriz; también mencionó que la recurrente en el citado ejercicio realizó la cancelación de préstamos bancarios de corto plazo por un importe de US\$ 62 330 382,00.

Que la Administración en el punto 9 del Anexo N° 4 de la Resolución de Determinación antes citada (fojas 3056 y 3057), manifestó que contrariamente a lo señalado por la recurrente, una parte del préstamo sindicado no fue utilizado para la adquisición de los derechos del Contrato de Servicios del Lote 1AB de Occidental Peruana Inc., toda vez que a la fecha de celebración del contrato de crédito ya se había adquirido dicho lote, agregando que el objetivo del préstamo obtenido por la recurrente fue para efectuar remesas a su casa matriz.

Que de igual forma, la Administración en el referido punto 9 del Anexo 4 (fojas 3055 y 3056), dejó constancia que verificó que al 31 de agosto de 2000, fecha del primer desembolso del préstamo por US\$ 95 000 000,00, la recurrente transfirió a su casa matriz el importe de US\$ 29 000 000,00, afirmando además que el 11 de octubre de 2000, fecha del segundo desembolso por US\$ 15 800 000,00, transfirió a su casa matriz el importe de US\$ 7 500 000,00.

Que ahora bien, sobre el destino del préstamo materia de observación debe indicarse que este Tribunal a través de las Resoluciones N° 21908-4-2011 y 04335-9-2014, que resolvieron la apelación interpuesta por la recurrente, entre otros, respecto del reparo a la deducción de los intereses y comisiones correspondientes a los ejercicios 2000 y 2001, respectivamente, analizó el referido préstamo sindicado también observado en el ejercicio 2002, determinando que la recurrente destinó parte de los desembolsos provenientes del citado préstamo, obtenido en el ejercicio 2000, a la cancelación de la deuda financiera de corto plazo por el importe de US\$ 62 330 382,00, al constatarse que la recurrente mantenía deudas bancarias que fueron canceladas en ese ejercicio, al pago de la primera cuota del citado préstamo por el importe de US\$ 13 359 237,00, lo que fue comprobado de los Estados de Cuenta Bancarias, al pago anticipado realizado por la compra del Lote 1AB por la suma de US\$ 13 000 000,00, al verificarse que también existía una obligación por parte de la recurrente de devolver fondos a su casa matriz por la adquisición del Lote 1AB y a la parte del préstamo utilizado como capital de trabajo por el importe de US\$ 870 707,00, toda vez que la Administración no formuló observación alguna, sin embargo, por la parte del préstamo ascendente a la suma de US\$ 22 792 751,79, se precisó que si bien la recurrente afirmó que éste estaría vinculado al saldo por la venta del Lote 1AB, dicha afirmación no había sido sustentada, por lo que se concluyó que dicha parte del préstamo no había sido acreditada.

Que por lo tanto, de la evaluación conjunta de la información y documentación que obra en el expediente, así como de los pronunciamientos del Tribunal Fiscal, se concluye que el reparo a la deducción de los gastos financieros por el préstamo obtenido no se encuentra arreglado a ley, con excepción del monto no acreditado ascendente a US\$ 22 792 751,79, correspondiendo declarar fundada en parte la apelación en

 44 ✓



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

dicho extremo y dejar sin efecto el valor en cuanto al reparo materia de análisis, salvo en la proporción de los gastos financieros que corresponde a la parte del préstamo no sustentado.

Que en cuanto al Informe Económico Financiero elaborado por la empresa Confía, presentado por la recurrente para efectos de sustentar los gastos financieros (fojas 2935 a 2955), debe indicarse que en dicho informe se señala que el préstamo sindicado fue orientado al pago de la deuda de corto plazo, carta fianza referida al Lote 1AB y la restitución de fondos de la matriz por el desembolso de fondos para la adquisición del Lote 1AB, argumentos que también fueron expuestos por la recurrente para efectos de sustentar el destino del referido préstamo, sin embargo, de acuerdo con el análisis efectuado en esta instancia, se determinó que el destino de dicho préstamo fue parcialmente sustentado, por lo que el argumento expuesto por la recurrente en este extremo carece de sustento.

Que adicionalmente, la recurrente en la etapa de apelación presentó copia de una carta de fecha 20 de diciembre de 1999 dirigida a la recurrente por las entidades bancarias BankBoston, Citibank y Banco Wiese Sudameris, carta de fecha 8 de mayo de 2000 dirigida por Occidental Peruana INC, Sucursal del Perú a la recurrente en relación al saldo de la deuda por adquisición del Lote 1AB por la suma de US\$ 22 792 751,79 y estados de cuentas bancarios (fojas 4156 a 4209) para efectos de sustentar los gastos financieros; no obstante, la presentación de dicha documentación no resulta admisible de conformidad con lo dispuesto en el artículo 148° del Código Tributario, el cual señala que no se admitirá como medio probatorio ante el Tribunal Fiscal la documentación que habiendo sido requerida en primera instancia no hubiera sido presentada y/o exhibida por el deudor tributario; sin embargo, dicho órgano resolutor deberá admitir y actuar aquellas pruebas en las que el deudor tributario demuestre que la omisión de su presentación no se generó por su causa o acredite la cancelación del monto impugnado vinculado a las pruebas no presentadas y/o exhibidas por el deudor tributario en primera instancia, el cual deberá encontrarse actualizado a la fecha de pago, lo que en el presente caso, no se verifica de autos.

Que sin perjuicio de lo expuesto, cabe indicar que las pruebas presentadas tampoco acreditan que el préstamo fue destinado a la restitución de fondos a la casa matriz por el pago de la adquisición del Lote 1AB, como asegura la recurrente, pues la carta de fecha 20 de diciembre de 1999 (fojas 4183 a 4208), es un documento que, en primer lugar, no se encuentra totalmente legible y, en segundo lugar si bien indica que la recurrente, como prestataria, utilizaría parte de los fondos de los préstamos para el pago de la adquisición del Lote 1AB, dicho destino no fue plasmado en el Contrato de Crédito de fecha 28 de agosto del 2000, lo que dicha carta sería un documento preliminar; en cuanto a la carta emitida por Occidental Peruana INC, Sucursal del Perú (fojas 4171 y 4172), debe indicarse que en dicha carta solo se informa a la recurrente del monto pendiente de pago de US\$ 22 792 751,79 sustentada en la Factura N° 002-0003122; y, por último, en los estados de cuenta corriente emitidos por las entidades bancarias como BankBoston, Banco Continental, Banco Wiese Sudameris y Citibank (fojas 4156 a 4165), solo muestran transferencias y cargos, siendo que la transferencia por el importe de US\$ 22 792 751,79 y el cargo por la suma de US\$ 4 102 695,32, fueron realizados el 10 de mayo y 16 de junio de 2000, fechas anteriores a los desembolsos efectuados y que conforman el préstamo sindicado (el primer desembolso fue realizado el 31 de agosto de 2000).

Que por último, la recurrente también presentó el Dictamen Fiscal N° 437-2014 de fecha 26 de junio de 2014 (fojas 4140 a 4155), en el que se efectúa un análisis del petitorio de la recurrente en relación a la nulidad parcial de la Resolución de este Tribunal N° 21908-4-2011, sobre el fallo del reparo de gastos financieros por el destino del préstamo sindicado; al respecto debe indicarse que este dictamen fiscal forma parte de un proceso judicial que está en trámite y que no es vinculante para este Tribunal.

Que en relación al cuestionamiento de la Administración respecto de la deducibilidad de los gastos financieros correspondientes al ejercicio 2002, generados por el préstamo sindicado obtenido en el ejercicio 2000, los que considera como no necesarios dado que como consecuencia del exceso de remesas a la matriz efectuada por la recurrente, habría provocado la iliquidez que motivó la obtención del aludido préstamo, debe indicarse que este Tribunal a través de la Resolución N° 21908-4-2011, ha señalado que tal cuestionamiento supone que la Administración observa el hecho de mantener obligaciones pendientes cuando se cuenta con flujos positivos, evitando de ese modo generar gastos por

 45 ✓



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

intereses, lo cual implica que se cuestione las decisiones financieras de la recurrente, como es el obtener un financiamiento a largo plazo, basándose solo en el análisis del monto enviado por concepto de remesas a su casa matriz, sin tener en cuenta que de lo actuado en el presente caso se advierte la existencia de evidencias que acreditan la utilización de los fondos provenientes del préstamo sindicado, con excepción del monto ascendente a US\$ 22 792 751,79.

Que finalmente, y siguiendo el criterio señalado por la Resolución N° 21908-4-2011, toda vez que la controversia del presente reparo se ha centrado en el destino del préstamo bancario obtenido por la recurrente en el ejercicio 2000, el cual según ésta se dirigió a la reestructuración de pasivos por antiguos préstamos bancarios, a la cancelación de la primera cuota del préstamo obtenido, a la restitución del monto por la adquisición de la posición contractual en el Contrato para el Lote 1AB y capital de trabajo, destinos que han sido confirmados parcialmente en la presente instancia, no resulta pertinente emitir pronunciamiento en relación a las razones por las que la recurrente justifica el cuestionamiento de la Administración al envío de remesas a su matriz, como, por ejemplo, la referida a que realizó ello para cubrir las pérdidas por contratos de cobertura celebrados por aquélla, ya que el préstamo en cuestión no fue destinado para este fin, conforme lo ha advertido la propia recurrente.

Que en cuanto a la nulidad alegada por la recurrente, en relación, a que la Administración no se pronunció por el sustento que presentó de las remesas a la casa matriz del exterior, reiterando que éstas se destinaron a las pérdidas generadas por los contratos de cobertura sobre las actividades que realizaron en el Perú para la generación de renta gravada indicando que los fondos del préstamo sindicado recibidos durante el ejercicio 2000 se aplicaron a las operaciones gravadas de la sucursal, por lo que los gastos financieros cumplieron con el principio de causalidad, cabe indicar que como se ha señalado en el considerando anterior, no procede emitir pronunciamiento al respecto, por cuanto en el análisis efectuado en la presente instancia se determinó que el préstamo bancario obtenido por la recurrente en el ejercicio 2000 se dirigió a la reestructuración de pasivos por antiguos préstamos bancarios, a la cancelación de la primera cuota del préstamo obtenido, a la restitución del monto por la adquisición de la posición contractual en el Contrato para el Lote 1AB y capital de trabajo, destinos que han sido confirmados parcialmente en la presente instancia.

## Contratos derivados

Que de acuerdo con el punto 10 del Anexo N° 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 3010 a 3051), se observa que la Administración reparó las pérdidas deducidas por la recurrente, originadas por los resultados que obtuvo en sus Contratos de Derivados por el importe de US\$ 9 055 990,00, al considerar que éstos no califican como contratos de cobertura, de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y FAS N° 133, por lo que considera que los referidos contratos tienen carácter de especulativos, incumpliendo por lo tanto con el principio de causalidad contenido en el artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta, calificando dichas pérdidas como rentas de fuente extranjera, dado que tales pérdidas no están relacionadas con un subyacente. Fundamenta el reparo en función a la aplicación de los artículos 6°, 51°, 56°, inciso b) del artículo 9°, inciso f) del artículo 14°, inciso e) del artículo 28°, inciso c) del artículo 71° e inciso d) del artículo 76° de la Ley del Impuesto a la Renta.

Que del punto 1 del Anexo al Requerimiento N° 0122060000991, notificado el 5 de abril de 2006 (foja 2390), se aprecia que la Administración solicitó a la recurrente que presentara la documentación<sup>46</sup> pertinente que permita establecer la naturaleza e incidencia tributaria de los Contratos Derivados.

Que respecto de lo solicitado, la recurrente presentó un escrito de fecha 6 de julio de 2006 (fojas 2328 a 2345), en donde señala que no estaba obligada a cumplir con las exigencias contempladas en la Norma Internacional Contable N° 39, cuyo objetivo es la calificación y registro de las coberturas contables con

<sup>46</sup> Dentro de dicha documentación solicitada se encuentran actas de directorio, estudios de riesgo financiero del activo subyacente, contratos marcos y sus anexos, fax y cartas de confirmación en caso la contratación se haya iniciado de forma oral, evaluación de las entidades financieras elegidas como contrapartes en los contratos derivados, liquidaciones de los resultados de los contratos derivados, sustentación técnica del precio pactado y medición de la eficacia de cobertura.

 46



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

instrumentos financieros derivados, por cuanto dicha norma contable entró en vigencia en fecha posterior al ejercicio 2002. Adicionalmente indica que la compañía realiza transacciones de cobertura con la finalidad de cubrir los riesgos financieros que se le presenta, debiéndose en tal caso distinguirse entre los conceptos de cobertura económica y cobertura contable, definiendo a la primera como la cobertura de los riesgos financieros que pudieran presentarse en una empresa, siendo su objetivo principal la mejora del capital de trabajo, del margen bruto, del margen financiero o de las pérdidas generadas por la caída de precios internacionales; y a la segunda, como una parte integrante de la cobertura económica por la que la disciplina contable adoptó ciertos requisitos para su reconocimiento en los estados financieros y dependiendo si las operaciones clasifican como de cobertura, de flujo de caja, valor razonable, o de una inversión en una entidad extranjera, se determinará el procedimiento del registro contable.

Que agrega que la norma contable antes referida, lo que busca con la cobertura contable es el registro del valor de mercado de los contratos derivados en los estados financieros de las empresas, pues en la medida que se vayan liquidando los contratos de cobertura, éstos afectarán a resultados al igual que el activo subyacente, independientemente de su naturaleza, por lo que considera que la citada norma no tiene como propósito distinguir entre contratos especulativos y de cobertura, sino determinar si un contrato es o no de cobertura y dentro de los contratos de cobertura si éstos son efectivos o inefectivos.

Que manifiesta que en el año 1999 suscribió nueve contratos derivados cuyo objetivo era fijar hacia el futuro el precio de venta del petróleo de un volumen de 320 000 barriles, cuyos vencimientos se produjeron el 31 de diciembre de 2002. Asimismo, indicó que durante el ejercicio 2000 contrató instrumentos financieros más complejos cuyo propósito era mitigar los resultados negativos que venían originando los contratos suscritos durante 1999, siendo en este caso, el volumen de barriles netamente referencial.

Que finalmente, alega que los documentos solicitados por la Administración solamente acreditan que los contratos que suscribieron reúnen los requisitos para ser considerados de "cobertura contable"; para sustentar su afirmación presenta el Informe Técnico elaborado por la firma Price Waterhouse Coopers, en el que indica los alcances y correcta interpretación de las normas contables relativas a los instrumentos financieros derivados, dentro de ellas la Norma Internacional de Contabilidad N° 39. Asimismo, señala que presentó actas de directorio donde se autoriza la contratación de los derivados, un estudio de cobertura de precios de crudo, el cual fue objeto de la deliberación del Directorio, Contratos Marcos y sus anexos, copias de las cartas de confirmación y copias de las liquidaciones realizadas durante el periodo de enero a abril de 2002. Agrega que no exhibe el cálculo del ratio de eficacia toda vez que considera que resulta irrelevante para determinar la naturaleza e incidencia tributaria de los contratos derivados que afectan al ejercicio 2002.

Que en el resultado del requerimiento anteriormente citado y notificado el 5 de diciembre de 2006 (fojas 2359 a 2388), la Administración menciona que siguiendo con el criterio adoptado en el procedimiento de fiscalización del ejercicio 2001 y teniendo en cuenta el proceso de escisión, donde la recurrente transfiere los derechos y obligaciones de parte de su patrimonio a la empresa Pluspetrol Norte S.A., se determinó que la recurrente había efectuado una deducción indebida de US\$ 9 055 990,00, por concepto de pérdidas originadas en los resultados de los contratos derivados.

Que para efectos de sustentar su acotación, la Administración alega que por los ejercicios 1999 y 2000, la pérdida originada por los contratos derivados fue asumida por la casa matriz ( Corporation), lo que implica que no afectó a la sucursal peruana, que al 27 de diciembre del 2000 se transformó en la empresa ( recurrente).

Que asimismo, indica que de acuerdo con la doctrina financiera, el objeto de los derivados con fines de cobertura consiste en proteger de cualquier riesgo la realización de las actividades propias del giro del negocio, cuyo valor se encuentra íntimamente relacionado con el valor del subyacente que pretende proteger, y que en cambio, en la especulación, no se toma en cuenta el subyacente, sino el beneficio que se obtiene de los cambios de posición de los contratos y de los precios reflejados en el mercado.

 47 



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que de igual manera, señala que la norma contable FAS N° 133, hace un distingo entre el tratamiento otorgado a derivados con fines de especulación y de cobertura, considerando que en los primeros, la ganancia o pérdida en el derivado se debe reconocer en el momento en que se produce y, en los segundos, la ganancia o pérdida se puede diferir hasta que se realicen o sea reconocida en resultados junto con un ajuste compensatorio a la base del concepto que se cubre. Añade que de acuerdo con el punto 7 del Manual de Contabilidad de los Instrumentos Financieros Derivados de la Superintendencia de Banca y Seguros, el cual se encuentra vigente a partir del 2001, la venta de las opciones no puede considerarse como una operación de cobertura sino deberá considerarse como especulativa, en todos los casos. En tal sentido, señala que la recurrente celebró contratos de opciones, que al ser sometidos a las exigencias de la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y FAS N° 133, devienen en especulativos.

Que igualmente, afirma que al constituirse los contratos de derivados sobre la base de prestaciones recíprocas, le resulta de aplicación lo previsto en el inciso b) del artículo 9° de la Ley del Impuesto a la Renta, -bajo ese contexto, considera renta de fuente peruana, aquella que se produce por capitales, bienes o derechos colocados o utilizados económicamente en el país-, por lo que, en el caso de los derivados, si el derecho que otorgan estos instrumentos es utilizado en el país, entonces habrá renta de fuente peruana.

Que también, sostiene que para la deducibilidad de los resultados negativos, producto de las negociaciones con derivados, resulta indispensable establecer la diferencia entre los contratos de derivados con fines de cobertura y los de especulación, señalando que al igual que las ganancias, las pérdidas en los derivados con fines de cobertura serán consideradas como resultados de las operaciones de la empresa, al estar directamente relacionadas con un subyacente cuya negociación forma parte del giro del negocio y cumpliría con el principio de causalidad, caso contrario, este supuesto no sería aplicable cuando los bienes, obligaciones o pasivos incurridos que recibirán la cobertura, estén ubicados, explotados o sean utilizados económicamente fuera del país, siendo considerado los gastos como de fuente extranjera. Que en relación con los derivados especulativos indica que éstos no se vinculan ni relacionan con el subyacente, ni cumplen con las exigencias contenidas en la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y la FAS N° 133, razón por la cual, sus resultados negativos serán considerados como renta de fuente extranjera, siendo tratados de acuerdo a lo regulado en el artículo 51° de la Ley del Impuesto a la Renta.

Que respecto de la norma contable FAS N° 80, afirma que esta norma pretende que detrás de cada contrato de cobertura exista una operación que la justifique y respalde, a través de la existencia real de un subyacente, es decir, si se pacta un contrato derivado por una cantidad determinada de petróleo, por esa misma cantidad deberá existir una cantidad de venta física o real, hecho que en el caso de autos, no se cumple, por cuanto la recurrente suscribió contratos en los que se obliga a liquidar mensualmente comparando el precio pactado versus el precio de referencia WIT-NYMES, sin tener en cuenta las operaciones reales o físicas que se llevan a cabo por la venta de petróleo con sus clientes, lo que implicaría operaciones especulativas.

Que del mismo modo, menciona que la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 exige que las operaciones de cobertura se encuentren debidamente sustentadas, en cuanto a su estrategia de gestión, lo que implica que necesariamente debe contarse con el sustento técnico de la determinación del precio pactado, que le permita medir la eficacia y riesgo de la partida sujeta a coberturar.

Que señala que del cálculo del ratio de eficacia de las operaciones realizadas por la recurrente, estableció que los contratos de derivados cuyo ratio se encontraba comprendido en el rango entre 80 y 125 por ciento, calificaban como contratos de cobertura y los que se encontraban fuera de éste como especulativos, por lo que consideró que los resultados negativos de los contratos calificados como de cobertura eran deducibles para la determinación de la renta neta al originarse en rentas de fuente peruana y no deducibles los calificados como contratos especulativos por provenir de rentas de fuente extranjera.







# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que finalmente, la Administración, con fecha 11 de diciembre de 2006, notificó a la recurrente el Requerimiento N° 0122060002529, en cuyo Anexo N° 1 (foja 1237), le comunicó las observaciones del procedimiento de fiscalización del ejercicio 2002, a fin de que de acuerdo con el artículo 75° del Código Tributario presente sus descargos, siendo que la recurrente a través de su escrito de fecha 15 de diciembre de 2006 (fojas 1228 a 1230), indicó que los requisitos contenidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 39, no tienen como propósito distinguir entre una operación de cobertura o especulativa, sino simplemente el de establecer la forma y oportunidad del reconocimiento de los resultados. Agrega que el hecho de que no se alcance el ratio de eficacia de la Norma Internacional de Contabilidad N° 39, no descalifica el derivado como un instrumento financiero de cobertura; señala que así se aprecia de la legislación comparada, pues ésta no recoge los requisitos de las normas contables para identificar una operación de cobertura, precisando que no hay un método único para medir la eficacia; no obstante, la Administración en el resultado del referido requerimiento (foja 1233), mantuvo el reparo al no haber sustentado la recurrente la observación.

Que cabe indicar que la Administración, a través de la Resolución de Determinación N° 012-003-011371 (fojas 3010 y 3011), se pronunció acerca del Informe emitido por la firma Price Waterhouse Coopers, señalando que la afirmación que se efectúa en dicho Informe en relación a que no debió considerarse el costo de ventas para el cálculo del ratio de eficacia, desvirtúa la real dimensión que pretende cubrir el ratio de eficacia, que es el de cubrir los costos operativos a fin de coberturar la probable pérdida. Agrega que la cobertura es un gasto necesario cuando lo que se pretende cubrir es una probable pérdida relacionada a la fluctuación del valor razonable, considerando que resulta trascendente relacionar el costo de ventas con el precio de venta, pues el propósito es cubrir el costo.

Que adicionalmente señala que considerar solo el precio de venta para el cálculo del ratio de eficacia significaría marginar al costo como la operación necesaria para mantener la fuente en relación al principio de causalidad.

Que en el presente caso, se tiene que la Administración adicionó a la determinación de la renta neta del ejercicio 2002, bajo el concepto de "Contratos Derivados", la suma de US\$ 9 055 990,00, resultante de las pérdidas obtenidas de la ejecución de dichos contratos, pues considera que no calificaban como de cobertura al no cumplir con los requisitos contenidos en Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y la FAS N° 133, por lo que calificó a dichas pérdidas como de fuente extranjera al no originarse en rentas de fuente peruana, y por lo tanto, no cumplían con el principio de causalidad contenido en el artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta. El reparo se encuentra conformado por las pérdidas de los contratos de instrumentos financieros derivados celebrados con las siguientes entidades, según lo señalado en el Anexo N° 134 de la referida resolución de determinación (foja 2959):

Entidad Contratante	Perdida reparada US\$
	1 559 250,00
	1 091 475,00
	2 779 850,00
	764 700,00
	704 075,00
	2 153 927,00
	2 713,00
<b>Total Pérdida Reparada US\$</b>	<b>9 055 990,00</b>

Que en tal sentido, la materia de controversia consiste en determinar si el reparo a la deducción de las pérdidas netas por operaciones de derivados efectuados por la recurrente se encuentra arreglado a Ley.

## a) Incidencia de los contratos de derivados suscritos por la casa matriz en los años 1999 y 2000 en el exterior, en el año 2002

Que de acuerdo con el Anexo 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-011371, la Administración sostiene que la casa matriz en los ejercicios 1999 y 2000 suscribió contratos con entidades financieras del

 49



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

exterior, hasta por un periodo de cuatros años, y debido al traslado de su domicilio de Islas Cayman al Perú, su transformación y adecuación de su pacto social y estatutos sociales a la Ley General de Sociedades, trasladó los efectos de dichos contratos de derivados a los ejercicios 2001 y 2002, siendo que por este último ejercicio obtuvo pérdidas por la suma de US\$ 9 055 990,00.

Que sobre el particular, este Tribunal a través de la Resolución N° 04335-9-2014, verificó que mediante escritura pública de fecha 3 de enero de 2001, la casa matriz acordó trasladar su domicilio al Perú, transformándose en Pluspetrol Perú Corporation S.A. (la recurrente) y adecuó su pacto social y estatutario a la Ley General de Sociedades, en virtud del artículo 394° de la referida ley, dejando constancia que el traslado de domicilio no implicó el cambio de la razón social de la casa matriz a la nueva sociedad, en los contratos de derivados.

Que al respecto, según Enrique Elías<sup>47</sup>, el referido artículo 394° de la Ley General de Sociedades<sup>48</sup> otorga expresamente a este tipo de transformación las siguientes características: (i) es una transformación, en la que la sociedad que decide cambiar su domicilio al Perú, conserva su personalidad jurídica; (ii) la sociedad que se radica en el Perú adopta una de las formas societarias legales; y (iii) este tipo de transformación tiene la calidad de una forma de reorganización societaria. Considera que este tipo de transformación muy poco difiere de las formas tradicionales de cambio de tipo societario, pues la persona jurídica subsiste sin cambio alguno en su patrimonio integral.

Que por lo tanto, resultaba válido que al transformarse la matriz a una empresa con personería jurídica en el Perú, los contratos de derivados que sustentan las liquidaciones por diferenciales, mantengan su vigencia en el ejercicio 2002, análisis que la Administración no efectuó en el procedimiento de fiscalización.

## **b) Normas de contabilidad aplicables a las operaciones de derivados vigentes en el ejercicio 2002**

Que del Anexo N° 4 de la Resolución de Determinación N° 012-003-011371 (fojas 3011 a 3013), se aprecia que la Administración observó las operaciones originadas de los contratos de derivados, al determinar que éstas no cumplían con los requisitos exigidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y la FAS N° 133, para calificar a las operaciones ejecutadas de cobertura, las que según su criterio debían estar en el ratio de eficacia de 80 – 125 por ciento.

Que en el periodo fiscalizado 2002, a nivel internacional entre las normas contables que regulaban el tratamiento contable de las operaciones de cobertura, se encontraban la FAS N° 133 "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities"<sup>49</sup> y la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 "Instrumentos Financieros Reconocimiento y Medición", y en lo que respecta al entorno nacional, el Consejo Normativo de Contabilidad<sup>50</sup> el 1 de junio de 2001 publicó la Resolución N° 023-2001-EF/93.01, mediante la cual oficializó en el Perú la aplicación de la referida Norma Internacional de Contabilidad N° 39 para los estados financieros que se preparen a partir del 1 de enero de 2003, siendo optativa su adopción desde el ejercicio 2001.

Que por otra parte, conforme con la precisión efectuada por el mencionado Consejo Normativo, mediante la Resolución N° 013-98-EF/93.10, en el Perú, los principios de contabilidad generalmente aceptados a que se refiere el artículo 223° de la Nueva Ley General de Sociedades<sup>51</sup> comprenden a las Normas Internacionales de Contabilidad oficializadas por dicho Consejo Normativo y que por excepción y en aquellas circunstancias en que determinados procedimientos operativos contables no estén normados por

<sup>47</sup> ELÍAS LAROZA, Enrique. Derecho societario peruano. Trujillo: Editora normas Legales, 2001, Pág. 847.

<sup>48</sup> Ley N° 26887, vigente desde el 1 de enero de 1998.

<sup>49</sup> "Contabilidad para Instrumento Derivados y Actividades de Cobertura".

<sup>50</sup> De acuerdo con el artículo 13° de la Ley del Sistema Nacional de Contabilidad – Ley N° 24680, "es el organismo de participación del Sistema Nacional de Contabilidad que tiene a su cargo el estudio, análisis y emisión de normas, en los asuntos para los cuales son convocados por el Contador General de la Nación (...)".

<sup>51</sup> Aprobado mediante la Ley N° 26887 y vigente desde el 1 de enero de 1998, que establece que "los estados financieros se preparan y presentan con las disposiciones legales sobre la materia y con principios de contabilidad generalmente aceptados en el país".

 50



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

el IASC<sup>52</sup> supletoriamente se podrá emplear los principios de contabilidad aplicado en los Estados Unidos de Norteamérica (USGAAP) formalizados a través de las Financial Accounting Standard (FAS).

Que las referidas normas contables (FAS N° 133 y Norma Internacional de Contabilidad N° 39) establecen las condiciones para el tratamiento contable de excepción de un instrumento financiero derivado señalado como de cobertura no liquidados, el cual permitiría de acuerdo a la naturaleza de la cobertura, que las ganancias o pérdidas derivadas de su contrato, así como del elemento subyacente cubierto, sean reconocidas en el período en que se producían, de tal manera que si esta cobertura resultaba efectiva, la ganancia obtenida del derivado se compensaba con la pérdida del subyacente y viceversa, por lo tanto, sólo para las empresas que adoptaran el mencionado tratamiento de excepción, les era mandatorio el cumplimiento de las condiciones establecidas en ellas.

Que el referido tratamiento contable de excepción tiene como objetivo principal reducir la volatilidad de los resultados en los estados financieros, al tratar de hacer coincidir el efecto en los resultados del elemento cubierto y el derivado de cobertura, estableciendo condiciones que permitan tal objetivo, así como el de mantener una medición periódica de los instrumentos financieros derivados por liquidar a su valor razonable.

Que como se ha señalado anteriormente, para el ejercicio 2001 ya se encontraba regulado un tratamiento contable de excepción para los instrumentos financieros derivados considerados como de cobertura, sin que ello conllevara que las empresas en el Perú lo adoptaran obligatoriamente, más aun cuando regulaban un tratamiento contable de excepción. En razón de ello, para las empresas que no decidieron adoptar este tratamiento de excepción, procedía que aplicaran el tratamiento contable general de registro en las cuentas de resultados, a las liquidaciones cerradas de sus contratos de derivados en dicho ejercicio, circunstancia que no debe llevar a calificar su deducibilidad o no para efectos tributarios.

Que si bien se puede establecer que en el ejercicio 2002, las normas contables en un contexto global regulaban el tratamiento contable de excepción para las operaciones de cobertura, a nivel local éstas podían ser adoptadas a discreción de las empresas; por lo tanto, resultan improcedentes los argumentos de la Administración al sustentar el reparo y calificar los contratos de derivados como especulativos o de coberturas sobre la base de la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y FAS N° 133.

Que adicionalmente, cabe precisar que este Tribunal a través de la Resolución N° 15083-8-2013, ha señalado que "(...) 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 del devengado<sup>53</sup>, 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; por lo que a efecto de determinar su finalidad, no debe exigirse el cumplimiento de los requisitos de la NIC N° 39 y la FAS N° 133, como sostiene la Administración".

Que en razón de lo expuesto, resulta irrelevante analizar la calificación efectuada por la Administración a los contratos de derivados sobre la base de los alcances de dichas normas contables; sin embargo, corresponde analizar y evaluar el tratamiento contable aplicado por la recurrente a las liquidaciones de sus contratos de derivados, así como la demás documentación sustentatoria presentada por ésta.

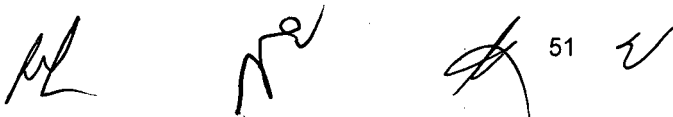
## c) Tratamiento contable de la recurrente a los Contratos de Cobertura, en el ejercicio 2002

Que de acuerdo con el artículo 3° del Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la recurrente estaba obligada a llevar para efectos contables y tributarios, cuentas separadas por cada contrato, con el fin de formular Estados Financieros independientes.

Que en efecto, por el ejercicio 2002, tal como se observa de la base de datos de los libros contables proporcionados por la recurrente, las operaciones se registraban contablemente por lote, utilizándose

<sup>52</sup> International Accounting Standards Committee.

<sup>53</sup> Situación que ha sido reconocida por este Tribunal en las Resoluciones N° 03783-5-2006 y 08534-5-2001, entre otras.

 51



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

como código asignado al Lote 8 (lote que fue tomado para efectos de la producción de barriles a coberturar) el número 324, lo que le permitía a través de dicho código identificar las operaciones asignadas al Lote 8, para así formular sus estados financieros de manera independiente (por lote).

Que de la base de datos relacionados con los libros contables correspondientes al ejercicio 2002 (foja 913), se observa la carpeta del Balance de Comprobación Consolidado correspondiente al mes de diciembre de 2002, en donde se aprecia el registro de la cuenta 324PP 8388.01 denominada "Hedging" por el saldo deudor de US\$ 9 055 990,00<sup>54</sup>. Dicho importe se corrobora del registro contable efectuado por la recurrente en el Libro Diario del Lote 8 contenido en los medios magnéticos que obran en el expediente de los meses de enero, febrero, marzo y abril de 2002 (foja 913), en donde se aprecia el registro de las provisiones de las operaciones de cobertura en la cuenta de resultados 324PP8388.01, resultando esta cuenta con un saldo deudor de US\$ 9 055 990,00.

Que de lo señalado en los considerandos precedentes, se tiene que la recurrente aplicó el tratamiento contable general en el registro de sus operaciones de derivados, es decir, sólo dio expresión contable en una cuenta de resultado del Lote 8, a las liquidaciones mensuales que iba cerrando en sus contratos de derivados. Asimismo, en el caso de los contratos de combinación de opciones no registró costo alguno por el concepto de prima, dado que estos contratos se suscribieron con un costo de prima US\$ 0.

Que en relación a la contabilización de las operaciones con derivados, la recurrente registró las obligaciones que surgieron producto de la posición del resultado de las liquidaciones de diferenciales de precios, que en algunos casos resultaron ganancia y en otros casos pérdida, teniendo como procedimiento la compensación mensual de resultados a favor y en defecto respecto a la recurrente. El resultado final de la compensación mensual originaba en todos los casos, un saldo a pagar a la contraparte de los contratos de derivados, conllevando a que la recurrente realice la provisión del registro contable de la obligación contraída y como su contrapartida el registro a una cuenta por pagar (cuenta de pasivo).

Que de lo expuesto, se concluye que la recurrente registró los resultados de sus contratos de derivados sobre la base de las liquidaciones de diferenciales periódicas emitidas por las contrapartes, siendo contabilizados estos diferenciales, en una cuenta de resultado en el Libro Diario del Lote 8, cuyo saldo al cierre del ejercicio 2002, se mostró en el estado de ganancias y pérdidas, deduciendo los saldos de las cuentas de ingresos de ventas por bienes y servicios de los Lotes 8 y 1AB, tal como se muestra en la Declaración Jurada Anual del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002 (declaración que consolida las declaraciones independientes por cada lote, determinado el Impuesto a la Renta del citado ejercicio) y del Balance de Comprobación consolidado del ejercicio 2002 (fojas 796 y 913).

**d) Los contratos de derivados suscritos por la casa matriz en los años 1999 y 2000 en el exterior, ubicación del elemento subyacente y los resultados originados por estos contratos en el año 2001**

Que 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*"<sup>55</sup>. 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

<sup>54</sup> Información extraída de los medios magnéticos proporcionada por la recurrente referente a los libros contables del ejercicio 2002, que contiene el Balance de Comprobación a diciembre de 2002, en la cual se encuentra registrada la cuenta 324PP 8388.01 "Hedging" en la fila 4726 de la hoja de cálculo diciembre de la carpeta contabilidad/Balance de Comprobación 2002/ consolidado anual-abril.

<sup>55</sup> 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.

 52



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

como los tipos de interés, tipos de cambio de monedas extranjeras, índices bursátiles, precios de commodities o las cualidades de un crédito<sup>56</sup>.

Que asimismo, Gabriel Alejandro Daga<sup>57</sup> 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".

Que de igual manera, de acuerdo con la definición desarrollada por Alejandro Gastanaudi en su obra "Aspectos Tributarios en Contratos Financieros Derivados", la misma que es recogida por Manini<sup>58</sup>, un Instrumento Financiero Derivado (IFD) es el instrumento financiero originado de una relación contractual de naturaleza bursátil o extrabursátil "cuyo contenido es un derecho o una obligación a un flujo de dinero, con un contenido de valor que se encuentra estructurado sobre la base de la evolución de la cotización de mercado de un referente denominado elemento subyacente (bienes, servicios, valores mobiliarios o índices determinados); de él deriva, y es por ello que se le denomina Contrato Derivado. El resultado de la evolución de los precios de este elemento subyacente, especificado en cantidad y calidad deberá ser entregado (es decir, un monto en efectivo; no el subyacente ya que éste sólo cumple la función de referente de valor) en una fecha prefijada y de acuerdo a un sistema de cálculo de la suma a pagar, determinado en el mismo Contrato Derivado."

Que en 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"<sup>59</sup>.

Que al respecto, Gabriel Alejandro Daga<sup>60</sup> señala que los instrumentos financieros derivados se originaron primordialmente con la intención de posibilitar la gestión de riesgos financieros de una forma flexible, aunque con el tiempo comenzaron a ser utilizados con fines especulativos. Agrega el mismo autor que los productos derivados o simplemente derivados, definidos como cualquier contrato cuyo precio dependa o derive de otro activo principal, al que se llama comúnmente "activo subyacente", "(...) permite neutralizar el riesgo de precio o de mercado", indicando más adelante que "El objetivo de los

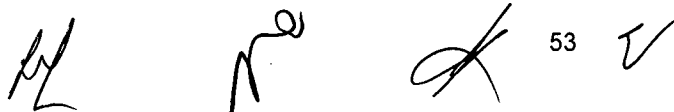
<sup>56</sup> Loc.cit. En el mismo sentido, señala Alfonso De Lara Haro que un producto derivado se define como un instrumento cuyo valor depende o se "deriva" del valor de un bien o activo denominado subyacente, el cual puede ser alguna materia prima o mercadería, cuyo precio se cotee en los mercados 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: Instrumentos, Valuación y Cobertura de Riesgos.- México 2005. Editorial LIMUSA, pág. 11.

<sup>57</sup> DAGA, Gabriel Alejandro.- Parte Primera, Capítulo Primero, pág. 36.

<sup>58</sup> MANINI CHUNG, Jorge. "Tratamiento Tributario de las principales innovaciones financieras". En: Revista del Instituto Peruano de Derecho Tributario, Lima N° 33, diciembre de 1997. Pág.7.

<sup>59</sup> GOTLIB, Gabriel. Op. Cit., Tomo II, Volumen 1, Parte III, Capítulo III: El Impuesto a la Renta, acápite C), pág. 251.

<sup>60</sup> DAGA, Gabriel Alejandro.- Ibidem, Parte Primera, Capítulo Primero, pág. 35.

 53



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

mismos, en principio, consiste en transferir riesgo de precio asociado a las fluctuaciones en los valores de los activos<sup>61</sup>.

Que 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"<sup>62</sup>, señalando el mismo autor que "Estos derivados brindan un 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"<sup>63</sup>.

Que es así, como afirma John C. Hull<sup>64</sup>, 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".

Que de otro lado, el Committee of Sponsoring Organizations (COSO)<sup>65</sup>, en relación al entorno de control interno de una operación de derivado, sostiene que cuando las organizaciones toman la decisión de usar derivados para administrar el riesgo de su negocio, ésta debe basarse en objetivos específicos a nivel de actividades, los cuales también deben estar vinculados y ser consistentes con sus objetivos generales. Es por ello que se recomienda que los objetivos a nivel de actividades que gobiernan el uso de derivados, deban ser específicos y estar debidamente documentados, a fin de evitar confusión sobre el propósito de su uso.

Que de los considerandos precedentes, se desprende que 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.

Que 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; en el segundo si bien existe como referencia el valor de un activo subyacente, su fin es el lucro a través de la especulación.

Que en relación 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"<sup>66</sup>.

<sup>61</sup> Ibidem, Parte Primera, Capítulo Primero, pág. 37.

<sup>62</sup> JONION, Philippe. "Valor en riesgo". Méjico 2009. Editorial Limusa, pág. 23.

<sup>63</sup> Ibidem, pág. 28.

<sup>64</sup> 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.

<sup>65</sup> "Problemas de Control Interno en el Uso de Derivados" emitido por el COSO-Committee of Sponsoring Organizations of The Treadway Commission, texto traducido al español por Samuel Alberto Mantilla, Colombia, febrero 1999. Páginas 22 y 23.

<sup>66</sup> GOTLIB, Gabriel.- Op. cit., pág. 257 y 258.

 54



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que en cuanto a la finalidad de la especulación<sup>67</sup>, Gabriel Alejandro 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<sup>68</sup>”.

Que 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 asumirlo<sup>69</sup>. De otro lado, como bien señala Gabriel Alejandro Daga, “La operación de cobertura es más efectiva cuanto más correlacionados estén los cambios de precios de los activos objeto de la cobertura y los cambios de los precios de los derivados. De esa forma, la pérdida en un mercado viene compensada total o parcialmente por el beneficio en el otro mercado, siempre y cuando se hayan tomado posiciones opuestas<sup>70</sup>”.

Que asimismo, Gabriel Alejandro Daga<sup>71</sup> indica que en el caso que un agente económico quiera realizar una operación de cobertura, es necesario que parte de su actividad dependa de un mercado al contado (mercado cash), a través del cual se introduce el elemento de riesgo o incertidumbre; en ese caso el mercado de derivados actúa como compensador de una disminución de los precios en el mercado al contado o cash. Pero si el precio aumenta, el mercado de derivados también actúa como compensador, ya que el beneficio producido por el aumento del precio en el mercado cash habría sido anulado por la pérdida originada en el mercado de derivados. Desde otro punto de vista, el mercado de derivados como instrumento de cobertura funciona como reductor de exposición al riesgo, tanto si los movimientos posteriores son favorables como si son desfavorables al inversor que ha realizado la cobertura.

Que 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 coberturado”, 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)<sup>72</sup>.
- 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.

Que tal como se ha señalado precedentemente, la recurrente en el ejercicio 2002 dedujo la pérdida por concepto de instrumentos financieros derivados por el importe neto de US\$ 9 055 990,00, originado de los diferenciales (pérdidas y ganancias), provenientes de la ejecución de sus contratos de derivados, los que

<sup>67</sup> DAGA, Gabriel Alejandro.- Op. cit., Parte Primera, Capítulo Primero, pág. 51. Define a la especulación como “una actuación mediante la cual se procura alcanzar beneficios a través de las diferencias que surgen de las cotizaciones que surgen de las cotizaciones entre los mercados, basándose en las posiciones tomadas según la tendencia esperada. Quien actúa como especulador pretende maximizar su beneficio en el menor tiempo posible, minimizando la aportación de fondos propios”. Agrega a continuación que “Es la actividad que desarrollan quienes, sin tener un interés comercial directo en el precio de las distintas mercaderías o activos financieros, cuentan con información que les permite adelantarse a los movimientos del mercado.”

<sup>68</sup> Ibidem.

<sup>69</sup> Ibidem, Parte Primera, Capítulo Primero, pág. 42.

<sup>70</sup> Loc. cit.

<sup>71</sup> Ibidem, Parte Primera, Capítulo Primero, pág. 43.

<sup>72</sup> Ibidem, Parte Primera, Capítulo Primero, pág. 40.

 55 



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

fueron suscritos por Pluspetrol Perú Corporation -en su calidad de casa matriz- en los años 1999 y 2000, con distintas entidades financieras del exterior cuando domiciliaba en Islas Caimán<sup>73</sup>.

Que de la documentación que obra en el expediente, se pueden apreciar los siguientes tipos de contratos suscritos:

d.1) La matriz Pluspetrol Perú Corporation en los meses de febrero y marzo de 1999 suscribió contratos de derivados con diferentes entidades financieras bajo la modalidad de Swap, encontrándose vigentes en el ejercicio 2002, los siguientes contratos:

Detalle de los contratos suscritos en el ejercicio 1999 vigentes en el ejercicio 2002, que dieron inicio a las operaciones de Derivados							
	Tipo IFD	Fecha de Negociación	Barriles por mes	Precio Fijo US\$/Barril	Periodo	Fojas	Nota
	Swap	16.03.99	20 000	15,05	01.04.99 a 31.12.02	2218 a 2222	
	Swap	10.03.99	25 000	14,88	01.04.99 a 31.12.02	2177 a 2180	
		10.03.99	25 000	14,96	01.04.99 a 31.12.02	2171 a 2176	
		16.03.99	15 000	15,00 y 14,88	01.04.99 al 31.12.02	2155 a 2160	1
		24.03.99	25 000	15,50	01.04.99 a 31.12.02	2161 a 2164	
	Swap	03.02.99	50 000	15,00	03.02.99 a 31.12.02	2101 a 2103	2
	Swap	04.03.99	50 000	14,76	01.04.99 a 31.12.02	2097 a 2099	
	Swap	14.04.00	50 000	15,00	01.07.00 a 31.12.02	2086 a 2091	2
	Swap	18.05.00	25 000	15,00	05.05.00 a 31.12.02	2030 a 2046	3
	Swap	31 .08.00	35 000	15,00	01.09.00 a 31.12.02	2005 a 2011	1
<b>Total Barriles Contratados 1999 y 2000</b>			<b>320 000</b>				

(1) The Chase Manhattan Bank cedió parte del Contrato inicial de 50 000 barriles suscrito con fecha 16.03.99 y cuya vigencia corresponde del 01.04.99 al 31.12.99. Cedió 35 000 barriles a Sempra Energy Trading Corp., según consta en el documento denominado Assignment Agreement (fojas 2017 a 2020).

(2) La contraparte Morgan Stanley cedió el 50% del contrato inicial a Hess Energy suscrito el 03.02.99 cuya vigencia es del 03.02.99 al 31.12.02, así consta en el documento denominado Assignment and Novation of Contract (fojas 2089 a 2091).

(3) J. Aron & Company cedió la totalidad del contrato celebrado el 10 de marzo de 1999 con la recurrente en favor de Sociéte Générale, por el periodo de 05.07.00 a 31.12.2002, mediante documento de cesión de 28.06.2000 (fojas 2021 a 2028).

Que según se aprecia de los contratos antes citados, la matriz acordó con la contraparte intercambiar flujos de efectivo de manera mensual, lo cual le permitía mantener un precio estable por la venta de petróleo a un valor de mercado de US\$ 14,76/barril a US\$ 15,50/barril, coberturando por mes la cantidad de 320 000 barriles, importe cercano a la producción expuesta a riesgo de 341 940 barriles.

Del contenido de estos contratos se aprecian las siguientes características:

- La casa matriz asumió el pago del precio flotante del mercado al contado (precio obtenido al momento de la venta del activo subyacente) y las contrapartes (entidades financieras) el precio fijo de cobertura (mercado de derivados).
- Liquidaciones periódicas de manera mensual.
- Unidad y monto del nocional -base de cálculo de la fluctuación-: barriles de petróleo.
- Precio referencia del Commodity<sup>74</sup>: Índice de cotización de los barriles del Petróleo WTI-NYMEX.

<sup>73</sup> Tenía como única sucursal a Pluspetrol Perú Corporation Sucursal del Perú, quien en virtud a contratos de licencia desarrollaba la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú.

<sup>74</sup> Commodity: Término inglés utilizado para referirse, sobre todo, a las materias primas que son objeto de negociación en mercados organizados: petróleo y gas natural, minerales, metales preciosos, trigo, azúcar, etcétera. Definición consultada el 24.01.2011 en: <http://es.mimi.hu/economia/commodity.html>.

 56





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

- Tipo de cobertura: flujos de efectivo - swap.
- Subyacente: flujos futuros de las ventas de petróleo, estimados en función de la producción del Lote 8 por un monto mensual de 320 000 barriles de petróleo.
- Fecha de finalización de los contratos: 31 de diciembre de 2002.

Que asimismo, se aprecia de la información presentada por la recurrente en la fiscalización, que en el ejercicio 2000, parte de estos contratos fueron cedidos por sus contrapartes de origen a otras contrapartes (Sempra Energy Trading, Societé Générale y Hess Trading Company), en las mismas condiciones de los contratos suscritos por las primeras, tal como se detalla en las notas 1, 2 y 3 del cuadro precedente.

Que de igual manera, obra en el expediente la confirmación de la transacción N° 1251010 del Contrato Derivado entre Pluspetrol Perú Corporation S.A y la contraparte Hess Energy Trading Company de fecha 21 de noviembre de 2001(fojas 1996 a 1999), en la que se confirma la operación de 30 000 barriles mensuales con un precio fijo de US\$ 19,00 con una vigencia del 1 de enero al 31 de diciembre de 2002, bajo la modalidad de swap.

Que de acuerdo con las liquidaciones mensuales de estos tipos de contratos, la recurrente, por el periodo de enero a abril de 2002, contabilizó como pérdidas la suma de US\$ 9 540 940,00, tal como se aprecia a continuación:

Detalles de las operaciones de las Liquidaciones de los Resultados de los Contratos SWAPS 1999 - 2002 (con incidencia en el ejercicio 2002)														
Mes 2002	Día de pago	Societe Generale US\$	Foja	Sempra Energy Trading US\$	Foja	J. Aron & Company US\$	Foja	Morgan Stanley Capital Group Inc. US\$	Foja	The Chase of Manhattan US\$	Foja	Hess Energy Trading Co. US\$	Foja	Pérdida Neta TOTAL US\$
Enero	18/01/02											261 714,24	2319	261 714,24
	01/02/02											201 315,76	2318	201 315,76
	04/02/02			165 515,00	2323									165 515,00
	07/02/02	118 225,00	2320			93 580,00	2321	236 450,00	2324	418 910,00	2322			867 165,00
Febrero	21/02/02											329 305,28	2312	326 305,28
	01/03/02											205 593,66	2311	205 593,66
	02/03/02			201 460,00	2316									201 460,00
	07/03/02	143 900,00	2313			114 120,00	2314	287 800,00	2317	511 340,00	2315			1 057 160,00
Marzo	19/03/02											406 703,00	2305	406 703,00
	01/04/02			330 470,00	2309							386 244,00	2304	716 714,00
	04/04/02					187 840,00	2307							187 840,00
	05/04/02	236 050,00	2306					472 100,00	2310	843 080,00	2308			1 551 230,00
Abril	17/04/02											452 463,00	2294 y 3538	452 463,00
	01/05/02											467 590,00	2295 y 2297	467 590,00
	02/05/02			394 030,00	2301									394 030,00
	07/05/02	281 450,00	2298			224 160,00	2299	562 900,00	2302	1 006 520,00	2300			2 075 030,00
<b>TOTALES</b>		<b>779 625,00</b>		<b>1 091 475,00</b>		<b>619 700,00</b>		<b>1 569 250,00</b>		<b>2 779 850,00</b>		<b>2 710 928,94</b>		<b>9 540 828,94</b>
Rgzc.dic.2001														90,00
Ajuste Febrero														21,06
<b>Total Monto Reparado</b>		<b>779 625,00</b>		<b>1 091 475,00</b>		<b>619 700,00</b>		<b>1 569 250,00</b>		<b>2 779 850,00</b>		<b>2 710 928,94</b>		<b>9 540 940,00</b>

57



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Cabe indicar que los importes considerados en el cuadro anterior, corresponden a los resultados de las liquidaciones producto de los contratos de instrumentos financieros bajo la modalidad de Swap, los cuales fueron registrados en los meses de enero a abril de 2002. Los importes de US\$ 90,00 y US\$ 21,06, corresponden a provisiones realizadas en los meses de enero y marzo de 2002, respectivamente, que no se encuentran sustentadas con documentación alguna su cargo a resultados.

d.2) En los ejercicios 2000 y 2002, la casa matriz suscribió diferentes contratos de derivados bajo la modalidad de opciones<sup>75</sup>

Que la recurrente en su escrito de respuesta al Requerimiento N° 0122060000991 (foja 2340), sostuvo que el propósito de las suscripciones de los contratos bajo la modalidad de opciones fue mitigar las pérdidas que venían generándose por la contratación de los instrumentos financieros de modalidad swap suscritos en el ejercicio 1999. Agregó que en dichos contratos el volumen de barriles es simplemente referencial, pues lo que se pretende con su suscripción es obtener ganancias que reduzcan el monto a pagar a sus contrapartes por las operaciones de cobertura. A continuación se detalla los contratos de derivados bajo la modalidad de opción:

Detalle de los contratos de Opciones suscritos en los ejercicios 2000 a 2002 vigentes en el ejercicio 2002							
Contraparte	Tipo IFD Opción	Posición en la Negociación	Fecha de Negociación	Barriles por mes	Precio Fijo US\$/Barril	Periodo	Fojas
	Call		13.02.02	10 000	23,10	01.03.2002 a 31.12.2002	3635
	Put				19,50		3636
	Call		13.02.02	20 000	22,85	01.03.2002 a 31.12.2002	3633
	Put				19,50		3632
	Put		11.04.00	100 000	19,50	01.07.2000 a 31.12.2002	2077 a 2079
	Call			100 000	26,00		2083 a 2085
	Call			100 000	22,00		2080 a 2082
	Put		25.02.02	10 000	19,50	01.03.2002 a 31.12.2002	1990 a 1995
	Call		15.02.02	10 000	23,00	01.03.2002 a 31.12.2002	1988 a 1991
	Call		25.02.02	10 000	23,20	01.03.2002 a 31.12.2002	1984 a 1987
	Put		25.02.02	10 000	19,50	01.03.2002 a 31.12.2002	1980 a 1983
	Put		06.07.01	50 000	21,00	02.01.2002 a 31.12.2002	3628
	Call			50 000	29,00		3628

(\*) En todos la prima aplicable esta referenciada por US\$ 0.00 por barril.

C = Opción de Compra / V = Opción de Venta

Que las modalidades de los contratos de opciones manejadas por la recurrente que tuvieron incidencia en el periodo de enero a abril de 2002 fueron de Call<sup>76</sup> y Put<sup>77</sup>, los cuales de acuerdo a los contratos suscritos, tomó en algunos casos la posición de negociación de vendedor venta y en otros la posición de comprador.

<sup>75</sup> "Es el instrumento financiero al amparo del cual se otorga el derecho, aunque no la obligación, de comprar o vender una cantidad de títulos valores o mercaderías a un precio preestablecido". Definición según GOTLIB, Gabriel. Tratamiento Impositivo de Instrumentos Financieros Modernos. En Tratado de Tributación. Tomo II. Política Económica y Tributaria. Ed. Astrea Buenos Aires, 2004. p. 255.

<sup>76</sup> Denominada también opción de compra, es un instrumento derivado que da su comprador el derecho (pero no la obligación) a comprar un activo en una fecha futura y a un precio estipulado. Definición consultada el 04.05.2011 en [http://es.mimi.hu/economia/opcion\\_call.html](http://es.mimi.hu/economia/opcion_call.html).

<sup>77</sup> Denominada también opción de venta, es un instrumento derivado que da su comprador el derecho (pero no la obligación) a vender un activo en una fecha futura y a un precio estipulado. Definición consultada el 04.05.2011 en [http://es.mimi.hu/economia/opcion\\_call.html](http://es.mimi.hu/economia/opcion_call.html).

58



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que ahora bien, se aprecia de la documentación que obra en el expediente que la recurrente presentó en la etapa de reclamación los contratos suscritos bajo la modalidad de opción con la contraparte J. Aron & Company y Société Générale y un resumen de los pagos realizados por las pérdidas originadas productos de los diferenciales de precios sujetos a las liquidaciones y confirmaciones de los contratos de derivados (fojas 3620 a 3623). Dicha información fue presentada a solicitud de la Administración en la etapa de reclamación efectuada a través del Requerimiento N  0150550007280, según escrito de la recurrente (fojas 3638 a 3639).

Que mediante la suscripción de las diferentes opciones detalladas en el cuadro anterior, la casa matriz combin  diferentes precios y posiciones y obtuvo una ganancia neta de pérdidas por US\$ 484 950,00 en el ejercicio 2002, conforme se aprecia del cuadro que se muestra a continuación, ingreso que no ha sido cuestionado por la Administración, y más bien fue deducido de las pérdidas obtenidas por los contratos de derivados tipo swap:

Detalles de las Liquidaciones de los Resultados de los Contratos de Opciones suscritos durante los años 2000 - 2002 (con incidencia en el ejercicio 2002)								
2002	Día de pago	J. Aron & Company	Foja	Société Générale	Foja	Hess Energy Trading Co.	Foja	Ganancia y/o pérdida Neta TOTAL US\$
Enero	07/02/02			(63 550,00)	2320			(63 550,00)
Febrero	07/03/02			(12 200,00)	2313			12 200,00)
Marzo	29/03/02					(217 360,00)	2303	(217 360,00)
	04/04/02	45 260,00	2307					45 260,00
Abril	01/05/02					(336 840,00)	2296	(336 840,00)
	07/05/02	99 740,00	2299					99 740,00
<b>TOTALES</b>		<b>145 000,00</b>		<b>(75 750,00)</b>		<b>(554 200,00)</b>		<b>(484 950,00)</b>

Que en lo que se refiere a la documentación que sustenta las operaciones de derivados de tipo swap, la recurrente cumplió con presentar los contratos maestros o su formato equivalente (fojas 2000 a 2076, 2086 a 2251 y 2255 a 2292), de los que se aprecia que todos fueron suscritos por la casa matriz en los años 1999 y 2000.

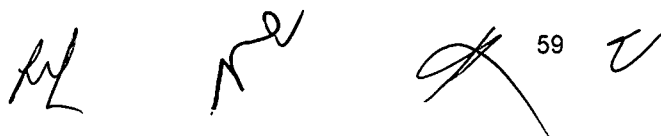
Que en relación con los contratos derivados de tipo opciones asumidos por la recurrente, se debe concluir que éstos se encuentran sustentados en documentos denominados confirmaciones (fojas 1980 a 1995, 2077 a 2085 y 3632 a 3636), donde se establecen los acuerdos entre las partes, como la cantidad notional, la posición del comprador (call) y vendedor (put), la cantidad mensual a liquidar, el periodo de vigencia, el precio, entre otros.

Que en los dos tipos de contratos (swap y opciones), sólo mediaron el pago de diferenciales resultantes a la fecha de vencimiento de cada liquidación, determinado entre el precio fijo del contrato y el precio flotante del mercado spot.

Que por otro lado, para efectos de sustentar su decisión de realizar las operaciones con derivados, la recurrente, con su escrito de fecha 6 de julio de 2006<sup>78</sup>, presentó el Informe denominado Estudio de Coyuntura Precios de Crudo, en cuyo extremo derecho inferior se consigna lo siguiente: "Financial Risk Management" (fojas 1971 y 1972), que indica que debido a la pérdida obtenida en el año 1998 y la tendencia a la baja en el precio internacional del petróleo (WTI), la compa a se exponía a dos tipos de riesgos: el de mercado y el de liquidez, el primero relacionado a la alta volatilidad que venían presentando los precios internacionales del petróleo tendiente a la baja y el segundo, relacionado a la dificultad para generar recursos suficientes para mantener las operaciones en el Perú.

Que en efecto en dicho estudio se analiza la evolución de los precios internacionales del petróleo crudo WTI de un periodo que va del 2 de enero de 1997 a 2 de febrero de 1999, mostrando una clara tendencia a la baja, a pesar de pequeñas subidas de precio en ciertos días, indicando que en ese periodo la

<sup>78</sup> Escrito en respuesta al Requerimiento N  0122060000991 (fojas 2328 a 2345).

 59



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

evolución del precio pasó de un promedio anual de 1996 de US\$ 22,03 por barril a US\$ 14,40 por barril en promedio para 1998, y que el promedio para el último trimestre del año 1998 fue igual a US\$ 12,92 y según la expectativa del mercado se esperaba que dicha tendencia siguiera a la baja. Asimismo, en dicho informe se determinó que el costo operativo de la compañía ascendía a US\$ 15,30 por barril<sup>79</sup>, que comparado con el precio promedio del último trimestre del crudo de US\$ 12,92, la generación de recursos suficientes para continuar operando le resultaba cada vez más difícil; por ello, estableció como producción estimada para la cobertura la cantidad de 341 940 barriles mensuales obtenidos del Lote 8, lo cual le permitiría continuar con sus operaciones sin mayor contratiempo, tal como se aprecia a continuación:

<u>Concepto</u>	<u>Producción Estimada (Bbls/día)</u>
Producción Lote 8	26 000
Auto Consumo	500
Producción Neta	25 500
Participación de Pluspetrol (60%)	15 300
Regalías (No expuesto)	-3 902
Producción Expuesta a fluctuación del WTI	11 398 341 940 Bbls/mes

Que precisa que mediante este cálculo se obtiene la producción que estaría expuesta a la fluctuación de precios y, por lo tanto, la base para la estimación de los ratios de cobertura a obtener, indicando además que el mercado esperaba que para los próximos años los precios internacionales aumenten, por lo que entrando en operaciones de cobertura a largo plazo, de 3 a 5 años, podría conseguir el precio objetivo que cubran sus costos operativos.

Que en ese contexto, consideró como método para administrar el riesgo, el de transferencia de riesgo a través de instrumentos financieros derivados, los cuales tendían a reducir la exposición a una pérdida y conllevaban a renunciar a la posibilidad de una ganancia cuando el precio fluctuara favorablemente. Por lo tanto, los ingresos que se obtengan por mejores precios de la venta de crudo deberán ser transferidos a la contraparte de los contratos derivados de cobertura.

Que al respecto, la recurrente en su escrito de fecha 6 de julio de 2006 (foja 2343), mencionó que dicho Informe fue sometido a la evaluación del Directorio a fin que se decida la suscripción de los contratos de derivados. Su afirmación se encuentra sustentada en las actas de directorio de fechas 28 de enero y 13 de febrero de 1999 (fojas 2285 a 2292), en el que se aprecia que el Directorio autorizó los formatos de Contratos de Derivados del ISDA80, los cuales fueron certificados notarialmente por la notario público Jennifer Y. Hunter de Islas Caimán. Cabe indicar que en las actas de fecha 28 de enero, el directorio acuerda suscribir contrato de derivados con J. Aron & Company y con Morgan Stanley Capital Group Inc, y, en el de fecha 13 de febrero se acordó suscribir uno o más contratos derivados.

Que sobre el particular, la Administración no ha emitido pronunciamiento alguno ni respecto a las pruebas presentadas por ésta la recurrente, para demostrar el propósito que la llevó a la suscripción de los contratos de derivados.

Que en tal sentido, de lo expuesto se puede observar que la recurrente presentó documentación e información en la que se identifica los tipos de riesgo a la que estaba expuesta la compañía, siendo el elemento de este riesgo la alta volatilidad del precio de crudo en el mercado internacional (WTI), tendiente a la baja y el consiguiente efecto en sus niveles de liquidez, lo que originaría dificultades para llevar a cabo su actividad al no tener certeza de contar con los flujos necesarios para sufragar los costos operativos que ella requería, es por ello que consideró la producción que correspondía al Lote 8 como el

<sup>79</sup> Los importes consignados en el informe para determinar el costo operativo por barril, corresponde a los del Estado de Ganancias y Pérdidas del ejercicio 1998 del informe auditado de la Sucursal (foja 5703).

<sup>80</sup> El "ISDA Master Agreement" es un acuerdo marco normalizado que se utiliza de forma habitual en operaciones financieras con instrumentos derivados en los mercados internacionales, definición obtenida del desarrollo del Informe de acuerdo marcos de operaciones financieras ISDA Master Agreement" elaborado por Jorge Vasquez Orgaz en setiembre de 2002. <http://noticias.juridicas.com/articulos/50-Derecho%20Mercantil/200209-357710810222521.html>





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

activo subyacente expuesto a riesgo, para efecto de cuantificar la producción de barriles de petróleo a coberturar (activo subyacente), toda vez que representaba la actividad desarrollada por la sucursal en el Perú de Pluspetrol Corporation, aspectos que no fueron analizados por la Administración.

Que en lo que respecta a la identificación del elemento subyacente en el ejercicio 2002, es decir, de la fuente expuesta al riesgo, en el caso de los contratos tipo swap (contratos suscritos por la Matriz en el año 1999 y 2000) éste se identificó con el petróleo producido en el país en el Lote 8, activo expuesto a riesgo, y que fue materia de cobertura en los referidos contratos. En tal sentido, los contratos de derivados tipo swap suscritos por la recurrente tuvieron como finalidad operaciones de cobertura, siendo posible verificar de la documentación que obra en el expediente así como de los contratos tipo swap la existencia de dos clases de riesgo: i) El del mercado como consecuencia de la volatilidad del precio internacional del petróleo, que en el momento de suscripción de los contratos estaba a la baja y ii) El de liquidez, debido a que afrontaba dificultades para cubrir los costos operativos que le permitieran desarrollar la actividad petrolera en el país. En el caso de los contratos del tipo Opciones (contratos suscritos por la matriz en el año 2000), como señala la recurrente, éstos fueron suscritos con el objetivo específico de mitigar las pérdidas que se venían obteniendo de los contratos del tipo Swap, es decir, generar diferenciales de ganancias netas, por lo que la finalidad de aquellos contratos no era cubrir un activo subyacente expuesto a riesgo, sino considerar el elemento subyacente consignado en los contratos (barriles de petróleo) como factor de cálculo de los diferenciales, es decir, se tomaba el precio del activo subyacente como precio referencial.

Que por otro lado, en cuanto a la afirmación de la Administración, en el sentido que la recurrente por los contratos suscritos se obligaba a liquidar mensualmente comparando el precio pactado versus el precio de referencia del WTI NYMES, sin tener en cuenta las operaciones reales o físicas que se llevan a cabo por la venta del petróleo, lo que confirmaría que se trataría de operaciones especulativas añadiendo que dichos contratos no calificaban como de cobertura por cuanto no cumplían con lo dispuesto en las normas contables FAS N° 133 y Norma Internacional de Contabilidad N° 39, cabe indicar que del análisis de la cantidad de barriles de petróleo que intervinieron en las operaciones que la Administración calificó como especulativas, se determinó que el precio de 1 900 000 barriles<sup>81</sup> fue sujeto de negociación de acuerdo con las confirmaciones realizadas tanto por la recurrente como la contraparte y que comparando la cantidad pactada con la cantidad de barriles vendidos por la recurrente, respecto del Lote 8 del período de enero a abril de 2002, se observa que esta última (3 664 156 barriles de petróleo)<sup>82</sup> supera la cantidad de barriles negociados, en ese sentido, lo afirmado por la Administración carece de sustento.

Que como anteriormente se indicara, la recurrente, en el registro de las provisiones de las operaciones producto de los contratos derivados, contabilizó en los meses de enero y marzo de 2002, los importes de US\$ 90,00 y US\$ 21,06, sin presentar documentación que sustente dicha provisión, la cual tuvo incidencia en el monto de la pérdida determinada por la suma de US\$ 9 055 990,00, debiendo en este caso deducirse de la pérdida sustentada el monto de US\$ 111,06.

Que por lo tanto, de lo expuesto se concluye que la pérdida neta deducida en el ejercicio 2002 por la recurrente en la determinación de la renta neta por el importe de US\$ 9 055 878,94 (importe resultante de deducirle a la pérdida de US\$ 9 055 990,00, el cargo a resultado no sustentado por el importe de US\$ 111,06), se originó por los resultados negativos que le generaron sus contratos de derivados tipo Swap de US\$ 9 540 828,94 a los cuales dedujo los resultados positivos netos que le generaron los contratos de opciones por el importe de US\$ 484 950,00.

<sup>81</sup> Por los contratos bajo la modalidad de swap se negociaron 1 400 000 barriles (Société Générale 100 000 barriles, Sempra Energy Trading 140 000 barriles, J. Aron & Company 80 000 barriles, Morgan Stanley Capital Group Inc. 200 000 barriles, The Chase of Manhattan 360 000 barriles y Hess Energy Trading Co. 520 000 barriles) y bajo la modalidad de opción la cantidad de 500 000 barriles (J. Aron & Company 60 000 barriles, Société Générale 100 000 barriles y Hess Energy Trading Co. 340 000 barriles), haciendo un total de 1 900 000 barriles, ello se aprecia de las liquidaciones que sustentan los resultados cargados a resultados y que se referencian en los cuadros anteriormente mostrados.

<sup>82</sup> Cabe indicar que la información de los barriles vendidos se obtuvo del Anexo 6.2 de la Resolución de Determinación N° 012-003-011371, respecto del Lote 8, cuando la Administración observó el método de valuación de las existencias (foja 2999).

 61



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

## e) Calificación de los resultados de los Contratos de Derivados dentro del marco del Impuesto a la Renta estabilizado para la recurrente

Que al respecto, se debe precisar que en el régimen de la Ley del Impuesto a la Renta que estabilizó la recurrente (Decreto Legislativo N° 774 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 122-94-EF, modificado por el Decreto Supremo N° 125-96-EF), no se encontraba regulado en forma expresa el tratamiento de las operaciones con instrumentos financieros derivados<sup>83</sup>, por lo que compete determinar cuál es el tratamiento que correspondería a los resultados provenientes de los contratos de derivados dentro del marco del Impuesto a la Renta estabilizado por la recurrente.

Que de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 1° de la Ley del Impuesto a la Renta, Decreto Legislativo N° 774, el Impuesto a la Renta gravaba lo siguiente: a) Las rentas que provengan del capital, del trabajo y de la aplicación conjunta de ambos factores entendiéndose como tales aquellas que provengan de una fuente durable y susceptible de generar ingresos periódicos, y b) Las ganancias y beneficios considerados en los artículos siguientes del Capítulo I - Ámbito de aplicación.

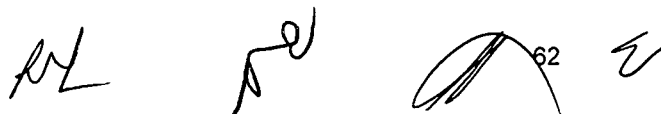
Que el artículo 3° de la referida ley señala que constituyen rentas gravadas los siguientes ingresos, cualquiera sea su denominación, especie o forma de pago: a) las regalías; b) los resultados provenientes de la enajenación de lo siguiente: i) Terrenos rústicos o urbanos por el sistema de urbanización o lotización; ii) Inmuebles, comprendidos o no bajo el régimen de propiedad horizontal, cuando hubieren sido adquiridos o edificados, total o parcialmente, para efectos de la enajenación; iii) Bienes adquiridos en pago de operaciones habituales o para cancelar créditos provenientes de las mismas; iv) Bienes muebles cuya depreciación admite esta Ley; v) Derechos de llave, marcas y similares; vi) Bienes de cualquier naturaleza que constituyan activos de personas jurídicas o empresas constituidas en el país, de las empresas unipersonales domiciliadas a que se refiere el tercer párrafo del artículo 14° o de establecimientos permanentes de empresas constituidas o domiciliadas en el exterior que desarrollen actividades generadoras de rentas de la tercera categoría; vii) Negocios o empresas; y, viii) Denuncios y concesiones; y c) los resultados de la venta, cambio o disposición habitual de bienes. En el párrafo final de dicho artículo se agrega que en general, constituye renta gravada de las empresas, cualquier ganancia o beneficio derivado de operaciones con terceros, así como el resultado por exposición a la inflación determinado conforme a la legislación vigente.

Que de las normas glosadas, se tiene que la Ley del Impuesto a la Renta, aplicable al caso de autos, recogía la teoría de la renta producto, según la cual sólo tendrían la calidad de renta gravable aquellos beneficios dotados de ciertas condiciones que hacen posible su repetición, siendo considerada como renta el producto periódico que proviene de una fuente durable en estado de explotación; la teoría del incremento patrimonial más consumo, según la cual es renta el crecimiento del potencial económico del titular en dos momentos distintos, y la teoría del flujo de riqueza, por la cual la renta puede provenir de ganancias de capital realizadas, ingresos accidentales, ingresos eventuales, ingresos a título gratuito, y, en general, cualquier tipo de ingreso o ganancia derivada de una operación realizada con terceros.

Que de acuerdo con el Informe General de Fiscalización (foja 2654), la recurrente se dedica a la actividad de hidrocarburos (CIIU 11106), es decir, a la exploración, explotación (producción) y venta de hidrocarburos (petróleo, gas), por lo que en el desarrollo de esa actividad afronta una serie de riesgos que se ve obligada a cubrir a fin de realizar las tareas que conlleva dicha actividad.

Que conforme se indicó anteriormente, la contratación por las empresas de instrumentos financieros derivados de cobertura surge en el desarrollo de sus actividades y como parte de la administración de riesgos, con lo que se busca evitar o reducir sus efectos en las actividades de la empresa, habiéndose precisado, asimismo, que cuando las organizaciones toman la decisión de usar los referidos derivados para administrar el riesgo de su negocio, dicha contratación debe basarse en objetivos específicos a nivel de actividades, los que también deben estar vinculados y ser consistentes con sus objetivos generales.

<sup>83</sup> Mediante el artículo 2° del Decreto Legislativo N° 970, publicado el 24 de diciembre de 2006 y vigente desde el 1 de enero de 2007, se regularon las operaciones con instrumentos financieros derivados. Dado el régimen de estabilidad tributaria del Impuesto a la Renta de la recurrente y el período impugnado (ejercicio 2002), no le resulta aplicable dicha regulación.





# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que 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.

Que este Tribunal a través de la Resolución N° 04335-9-2014, señaló que en 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; es decir, 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. Agrega 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.

Que en el caso de autos, se tiene que la Administración observó la pérdida generada de los contratos derivados, señalando que ésta proviene de operaciones efectuadas con fines especulativos, al determinar que los cálculos de los ratios de eficacia resultantes no se ubicaron dentro del rango de 80% - 125%<sup>84</sup>, es decir, que la cobertura no era eficaz, por lo que consideró que no se había cumplido con la exigencia contenida en las normas contables (Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y FAS N° 133) para calificar a una operación de derivado de cobertura, así se aprecia del Anexo N° 13 de la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 (fojas 2961 a 2971). Por ello, consideró que al determinar que las operaciones de derivados realizadas por la recurrente tenían carácter especulativo, y, en consecuencia, no cumplían con el principio de causalidad contenido en el artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta, debían ser tratadas debiendo ser tratadas como pérdidas de fuente extranjera de acuerdo con el artículo 51° de la citada ley (foja 3011).

Que respecto a la aplicación del principio de causalidad vinculado a los resultados de los contratos de derivados, Manini<sup>85</sup> señala que *"atendiendo a la naturaleza de la cobertura, los gastos que pudieran derivarse de su realización, deben ser considerados como vinculados a la generación de renta gravada, es decir, generados en atención al principio de causalidad debido a que sólo responden a la necesidad que tiene el coberturado -hedger- de proteger su resultado esperado el cual va a ser evidentemente sujeto a imposición"*.

Que en la misma línea, Porto Urrutia y Ramirez Gaston Seminario<sup>86</sup> señalan que *" (...) los diferenciales negativos que se puedan obtener de la liquidación de posiciones de cobertura vinculadas con operaciones que generan renta de fuente peruana o que ayuden a la manutención de la fuente productora de éstas, como puede ser la venta de commodities, producidos y ubicados en el país, o los intereses contratados para el financiamiento de operaciones gravadas realizadas en el país, caen dentro del Principio de Causalidad que recoge el artículo 37° de la Ley del Impuesto a la Renta"*.

Que de lo expuesto, se aprecia que la Administración vincula la causalidad de los derivados en función a calificarlos como de cobertura o especulativo, existiendo causalidad en el primer caso y negándolo en el segundo, y sustenta la referida calificación en el coeficiente que arroja la medición del ratio de eficacia según la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y la FAS N° 133, que, como se indicó precedentemente, además de no ser de aplicación obligatoria para las empresas en el ejercicio 2001, sólo permite medir cuán eficaz es un contrato de cobertura, pero no determina si se trata de un contrato de derivado con fines de cobertura o especulativo.

<sup>84</sup> El párrafo 146 de la NIC N° 39 considera que una cobertura es altamente eficaz si desde su origen y en el resto de su vida, cuando la empresa espera que los valores de la partida cubierta, queden totalmente compensados con los cambios en los valores de la cobertura, y los resultados reales estén en un rango de 80% a 125%.

<sup>85</sup> MANINI CHUNG, Jorge Ob. Cit. Pag. 48

<sup>86</sup> PORTO Urrutia, Juan Pablo y RAMÍREZ-GASTON, Seminario Andrés, en su ponencia *"Cuidado con sus operaciones de cobertura una aproximación a la principales implicancia tributarias"* Pág. 23/33. Instituto de Estudios Fiscales.

 63



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que en ese sentido, a efectos de determinar la causalidad de los resultados provenientes de los contratos de derivados la Administración debió establecer si estos contratos fueron celebrados con la finalidad de cubrir riesgos que podía afectar el mantenimiento de la fuente generadora de rentas gravadas, aspecto que no tuvo en cuenta al momento de efectuar el reparo, sino se basó únicamente en la aplicación de un ratio que no permitía efectuar tal verificación.

Que en cuanto a si las pérdidas acotadas provenían de rentas de fuente extranjera, debe señalarse que de acuerdo con la evaluación efectuada en la presente instancia y conforme se ha indicado precedentemente, del sustento presentado por la recurrente se identificó dos tipos de riesgos a los que estaba expuesta la recurrente, como eran el precio del crudo de petróleo WTI (precio WTI), que se mostraba tendiente a la baja y el consiguiente efecto en sus niveles de liquidez que podía afectar su operatividad; por ello, para efectos de minimizar sus riesgos utilizó los instrumentos derivados basándose en la producción del Lote 8 como el activo subyacente expuesto a riesgo, producción que era desarrollada por la recurrente en el Perú, tanto en lo que respecta a la explotación como a la comercialización del crudo obtenido, por lo que en el presente caso, no existe fuente productora de renta extranjera alguna que conlleve a la aplicación de lo dispuesto por el artículo 51° de la Ley del Impuesto a la Renta<sup>87</sup>, en lo que respecta a la prohibición de la compensación de la pérdida neta total de fuente extranjera a efecto de la determinación del impuesto, como pretendería la Administración; sino que, por el contrario, la actividad expuesta a riesgos se encontraba ubicada en territorio nacional.

Que en consecuencia, se establece que en el caso de autos las pérdidas provenientes de los instrumentos financieros derivados del tipo Swap se encuentran vinculadas con la generación de renta y el mantenimiento de la fuente productora de la misma, calificando como deducibles al cumplir con el principio de causalidad, por lo que corresponde levantar el presente reparo, teniendo en cuenta que la pérdida sustentada es por la suma de US\$ 9 055 878,94, al determinarse que el importe de US\$ 111,06 cargado a resultados por el concepto de ajustes no fue debidamente sustentado por la recurrente,

Que por otro lado, corresponde precisar que estando ante un hecho económico complejo, el mismo que es resultado, a su vez, de una relación económica compleja integrada por la liquidación de dos operaciones (la del subyacente y la del derivado), transacciones que se dan en el mercado del subyacente y el mercado de derivado, respectivamente, no correspondía que la Administración efectuara el análisis independiente de este último, a efecto de señalar si sus resultados calificaban como renta de fuente peruana de conformidad con el artículo 9° de la Ley del Impuesto a la Renta.

Que en cuanto a la nulidad de la resolución impugnada alegada por la recurrente, en el sentido de que la Administración no ha valorado los informes técnicos de Análisis de Operaciones de Cobertura con Instrumentos financieros Derivados y Análisis de Cobertura con Instrumentos Financieros Derivados por los años Terminados el 31 de diciembre de 2003 y el 31 de diciembre de 2002, los cuales permitían demostrar que los contratos derivados que suscribió cumplen con los ratios de eficacia previstos por la normatividad contable, cabe indicar que este Tribunal en el análisis efectuado a la aplicabilidad de lo dispuesto en la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 y la FAS N° 133, normas contables en que la Administración fundamentó el reparo, concluyó en el presente caso que dichas normas no resultan aplicables para determinar si una operación de derivados es de cobertura o especulativa dado que éstas solo permiten medir cuán eficaz es un contrato de cobertura, por lo que resulta irrelevante analizar la calificación efectuada por la Administración a los contratos de derivados sobre la base de los alcances de dichas normas contables y, por consiguiente, la aplicación de los ratios de eficacia; así como los informes orientados a demostrar que los contratos derivados suscritos por la recurrente cumplían con el ratio de eficacia de acuerdo con la aplicación de las normas contables antes citadas.

<sup>87</sup> El artículo 51° de la Ley del Impuesto a la Renta, según legislación aplicable al caso de autos, señalaba que 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 49° y 50° de la misma ley; en ningún caso se computará la pérdida neta total de fuente extranjera, la que no es compensable a fin de determinar el citado impuesto.







# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que habiéndose analizado en la presente instancia los reparos contenidos en la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371, se ha concluido que no se encuentran arreglados a ley y, por ende, procede levantar los reparos por egresos sin valor de recuperación, valuación de stock de petróleo, gastos y donaciones no adicionadas, bienes que debieron activarse, contratos derivados -excepto el importe de US\$ 111,06 que se mantiene al no encontrarse debidamente sustentado-, gastos de proyectos no activados debiendo la Administración verificar en este caso si en el ejercicio acotado la recurrente ya había decidido continuar con la expansión de la empresa con los Lotes Proyecto Aguaje, Madre de Dios y NB71001E, y gastos financieros -con excepción de los no acreditados por el monto de US\$ 22 792 751,79 que se mantiene-; y mantener el reparo por gastos pre-operativos, debiendo la Administración efectuar la reliquidación correspondiente de la Resolución de Determinación antes citada.

## Resolución de Multa

Que la Resolución de Multa N° 012-002-0010910, girada con relación al Impuesto a la Renta del ejercicio 2002 (foja 2958), se sustenta en lo dispuesto por el numeral 1 del artículo 178° del Código Tributario, esto es, por no incluir en las declaraciones ingresos, rentas, patrimonio, actos gravados o tributos retenidos o percibidos, o declarar cifras o datos falsos u omitir circunstancias que influyan en la determinación de la obligación tributaria, como consecuencia de la omisión determinada por la Administración en la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 por el Impuesto a la Renta del ejercicio 2002, y los reparos que contiene, cuya procedencia ha sido analizada precedentemente. En ese sentido, habiéndose levantado algunos y confirmado otros, corresponde emitir similar pronunciamiento y disponer que la Administración reliquide la sanción en función del pronunciamiento emitido.

Que en cuanto a la afirmación de la recurrente, en el sentido de que la sanción impuesta por la Administración se refiere a la no inclusión de ingresos y/o actos gravados y que en el caso de autos ella no ha omitido incluir ingresos, sino que la Administración pretende imputarle la infracción al desconocerle gastos que han sido incluidos en su declaración del Impuesto a la Renta, siendo que el hecho de no haber efectuado un auto reparo al gasto no es lo mismo que no haber incluido en la declaración "actos gravados", por lo que concluye que la imprecisión con que la Administración ha desarrollado el fundamento de la infracción vulnera el ejercicio de su derecho a la defensa (foja 3133), debe indicarse que aquellos reparos al gasto que están siendo confirmados en la presente instancia determinaron una indebida disminución en los ingresos gravados que influyeron en la determinación de la obligación tributaria del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002, por lo que tal conducta configura la infracción prevista en el numeral 1 del artículo 178° del Código Tributario, conforme ha sido determinado por la Administración y señalado en la Resolución de Multa N° 012-002-0010910, tanto en la base legal como en el fundamento de la infracción, por cuanto carece de validez lo alegado por la recurrente.

Que en relación a lo alegado por la recurrente, dé que no puede considerarse que su conducta configure, en conjunto, un supuesto omisivo que perjudique al fisco o al interés público, habida cuenta que el tema de fondo en discusión es, en la mayoría de los casos, la imputación temporal de gastos, debe señalarse que a efecto de establecer la existencia de la infracción, la Administración Tributaria debe considerar la determinación de la obligación de un tributo y periodo declarado por un contribuyente evaluando si producto de dicha determinación se origina un tributo omitido. En el presente caso, la Administración ha evaluado la determinación del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002, reparos al gasto que este Tribunal en algunos casos considera procedentes y que acreditan una omisión en la declaración de los ingresos por dicho tributo y periodo, y sin que tal constatación varíe por el hecho de que algunos gastos puedan constituir una diferencia temporal como alega la recurrente. No obstante, de acuerdo a lo manifestado en considerandos precedentes, la Administración Tributaria deberá reliquidar la determinación del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002 en función al pronunciamiento en esta instancia, por lo que no se puede aún establecer el monto de la sanción por la referida infracción.

Que con respecto a que para la determinación de la sanción se debe atender a criterios como la existencia o no de intencionalidad, el perjuicio causado, las circunstancias de la comisión de la infracción y la repetición en la comisión de la infracción, según lo señalado por el numeral 3 del artículo 230° de la Ley del Procedimiento Administrativo General, y que la necesaria presencia del elemento subjetivo en

 65 



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

sede de infracciones y sanciones administrativas constituye un criterio adoptado por nuestro Tribunal Constitucional en la Sentencia recaída en el Expediente N° 2050-2002-AA/TC, debe señalarse que conforme con lo dispuesto en el numeral 2 del Artículo II de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, "los procedimientos especiales creados y regulados como tales por ley expresa, atendiendo a la singularidad de la materia, se rigen supletoriamente por la presente Ley en aquellos aspectos no previstos y en los que no son tratados expresamente de modo distinto".

Que asimismo, en materia de procedimiento tributario se encuentra vigente el Código Tributario, aprobado por Decreto Legislativo N° 816, el que contiene un capítulo referido a las Infracciones, Sanciones y Delitos en materia tributaria, en cuyo artículo 165° se establece que "La infracción será determinada en forma objetiva", lo que excluye la posibilidad que plantea la recurrente de atender a consideraciones subjetivas tales como la intencionalidad o las circunstancias en la comisión de la infracción o la reiteración, por lo tanto no resulta aplicable la disposición de la Ley del Procedimiento Administrativo General que invoca la recurrente, al constituir una norma supletoria a la disposición del Código Tributario antes citada.

Que este Tribunal a través de la Resolución N° 021908-4-2011, en relación a la Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 2050-2002-AA/TC, en un caso similar al de autos, ha señalado de la referida sentencia emitida por el Tribunal Constitucional se colige que "en el caso de autos no se ha vulnerado el principio de culpabilidad en tanto la conducta reprobable imputable a la recurrente, consistente en la no inclusión de ingresos en su declaración que influyen en la determinación de la obligación tributaria, se encuentra prevista normativamente y la sanción impuesta guarda equivalencia con el perjuicio fiscal causado, en tanto la sanción es un porcentaje de la omisión tributaria determinada".

Que en cuanto a que la resolución de multa sería nula y no produciría efectos, en la medida que ha incumplido con el principio de razonabilidad o proporcionalidad previsto en el artículo 200° de la Constitución Política del Perú, se debe señalar que este Tribunal a través de las Resoluciones N° 021908-4-2011 y 03821-1-2014, ha señalado que la norma antes citada no resulta aplicable en materia tributaria en la cual la determinación de la sanción a imponerse está específicamente establecida por el Código Tributario y está graduada en función a la omisión determinada por la Administración Tributaria.

Que con relación a lo alegado por la recurrente, en el sentido de que aún no se ha determinado el "tributo que se debió declarar", dado que éste depende de las resultas del procedimiento contencioso interpuesto, por lo que no existe posibilidad de aplicar la infracción del artículo 178° numeral 1 del Código Tributario, cabe indicar que el monto de la sanción impuesta corresponde al 50% del tributo omitido y se encuentra prevista en tales términos por el Código Tributario, que en el caso de autos, al haberse confirmado algunos reparos, estará pendiente la reliquidación del importe de la sanción que efectúe la Administración conforme con el pronunciamiento emitido por esta instancia, por lo que carece de sustento lo alegado por la recurrente.

Que la recurrente solicita a este Tribunal que se tenga en cuenta la aplicación de lo dispuesto por el numeral 1 del artículo 170° del Código Tributario, en razón de que en la mayoría de los reparos efectuados está en discusión la interpretación de normas muy especializadas, respecto de las cuales existen muy pocos precedentes y que la Resolución del Tribunal Fiscal que resuelva el presente recurso aclarará la interpretación de las normas sectoriales.

Que es del caso indicar que este Tribunal en la Resolución N° 021908-4-2011, en un caso similar, respecto de controversias versadas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, ha señalado "que el supuesto que ampara la inaplicación de intereses y sanciones del numeral bajo comentario, está referido a la existencia de una ambigüedad, imprecisión u oscuridad en el texto de una norma, que motiva una duda razonable en el sentido y alcances de la misma y que requiere ser aclarada a través, entre otras formas, de la interpretación de este Tribunal; sin embargo en el presente caso la recurrente no ha especificado que disposición de las normas sectoriales en hidrocarburos es la que considera adolece de imprecisión o ambigüedad y en qué consiste ésta, que sustente la inaplicación de intereses y sanciones, no siendo suficiente que se trate de normas especializadas o de la existencia de pocas resoluciones del Tribunal Fiscal al respecto, por lo que carece de validez lo alegado por la recurrente", situación que también se

   66 



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

presenta en el presente caso, toda vez que la recurrente no ha señalado qué disposición de la norma sectorial de hidrocarburos es la que considera que adolece de imprecisión o ambigüedad, que origine de tal manera la aplicación de lo dispuesto en el numeral 1 del artículo 170° del Código Tributario; por lo que no resulta atendible lo solicitado por la recurrente.

Que finalmente en relación a la afirmación de la recurrente en su escrito complementario a su recurso de apelación (foja 4212), en el que señala que en el supuesto negado que se determine deuda tributaria del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002, los intereses moratorios que se generasen deben ser establecidos en moneda extranjera, debe tenerse en cuenta que conforme con lo dispuesto en el numeral 4 del artículo 87° del Código Tributario, aprobado por Decreto Legislativo N° 816, los libros debían ser llevados en castellano y expresados en moneda nacional; salvo que se tratara de contribuyentes que recibieran y/o efectuaran inversión extranjera directa en moneda extranjera, de acuerdo a los requisitos que se establecieron mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas, y que al efecto contrataran con el Estado o con entidades y empresas del Estado, en cuyo caso podrían llevar la contabilidad en dicha moneda, agregando que la determinación de la base imponible de los tributos a cargo de los contribuyentes y del monto de dichos tributos se efectuaría en moneda extranjera; sin embargo el pago se realizaría en moneda nacional salvo autorización de la Administración para pagar en moneda extranjera.

Que es en función de la referida norma que este Tribunal en reiterada jurisprudencia como la contenida en la Resolución N° 5820-3-2008, ha dejado establecido que correspondía la aplicación del numeral 4 del artículo 87° del Código Tributario vigente a la fecha de suscripción del contrato, esto es, en dicho caso, el Decreto Legislativo N° 816, y en tal sentido, la recurrente se encontraba facultada a determinar y declarar su obligación tributaria en moneda extranjera, debiendo efectuar el pago en moneda nacional, siendo que respecto del cálculo de intereses, estos debían mantenerse en moneda extranjera y convertirse en moneda nacional con ocasión del pago, aplicando para ello el artículo 33° del Código Tributario.

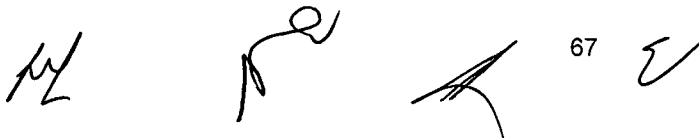

Que no obstante, la referida norma fue modificada por la Ley N° 27038<sup>88</sup>, la cual establece que los libros y registros deben ser llevados en castellano y expresados en moneda nacional, salvo que se trate de contribuyentes que reciban y/o efectúen inversión extranjera directa en moneda extranjera, de acuerdo a los requisitos que se establezcan mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas, y que al efecto contraten con el Estado, en cuyo caso podrán llevar la contabilidad en dólares de los Estados Unidos de América, considerando lo siguiente: a) la presentación de la declaración y el pago de los tributos, así como el de las sanciones relacionadas con el incumplimiento de las obligaciones tributarias correspondientes, se realizarán en moneda nacional, siendo que para tal efecto, mediante decreto supremo se establecerá el procedimiento aplicable; y b) para la aplicación de saldos a favor generados en periodos anteriores se tomarán en cuenta los saldos declarados en moneda nacional.

Que agrega la referida norma que en todos los casos las resoluciones de determinación, órdenes de pago y resoluciones de multa u otro documento que notifique la Administración, serán emitidas en moneda nacional.

Que el numeral 2 del artículo 5° del Decreto Supremo N° 151-2002-EF, que estableció disposiciones para que los contribuyentes que han suscrito contratos con el Estado y recibido y/o efectuado inversión extranjera directa, puedan llevar contabilidad en moneda extranjera, indica que los contribuyentes que hubieran comunicado a la SUNAT su opción de llevar la contabilidad en dólares de Estados Unidos de América deberán observar que, para la presentación de la declaración y el pago de los tributos, cada uno de los componentes a ser considerado en dicha declaración deberán ser convertidos a moneda nacional utilizando el tipo de cambio promedio venta publicado por la SBS<sup>89</sup> en la fecha de vencimiento o pago, lo que ocurra primero.

<sup>88</sup> Vigente desde el 1 de enero de 1999.

<sup>89</sup> Actualmente Superintendencia de Banca, Seguros y AFP.

 67 



# Tribunal Fiscal

N° 03316-1-2015

Que el artículo 7° del referido decreto supremo establece que cuando la SUNAT detecte omisiones o diferencias respecto a lo determinado por los contribuyentes que lleven su contabilidad en dólares de los Estados Unidos de América, se emitirá y notificará las resoluciones de determinación, órdenes de pago, resoluciones de multa u otro documento, según corresponda, en moneda nacional, de acuerdo a las siguientes normas: a) la conversión de la deuda a moneda nacional se efectuará al tipo de cambio promedio venta publicado por la SBS en la fecha de pago o vencimiento de la deuda, lo que ocurra primero, y que tratándose de multas que se determinen en función a un porcentaje del tributo, ingresos, saldo, crédito u otro concepto similar, o valor de bienes, la conversión se efectuará considerando el tipo de cambio antes indicado en la fecha de comisión, o en caso no se pueda determinar dicha fecha, a la de detección de la infracción; y b) a partir de la fecha en que se realice la conversión según el inciso anterior, se aplicará la Tasa de Interés Moratorio - TIM a que se refiere el artículo 33° del Código Tributario.

Que de acuerdo con las normas citadas, a partir de la vigencia de la Ley N° 27038, los intereses moratorios debían calcularse aplicando la tasa de interés en soles, por lo que los contratos suscritos durante su vigencia debían regirse por la referida norma legal, criterio que es señalado por este Tribunal en las Resoluciones N° 21908-4-2011, 17652-1-2013 y 04335-9-2014.

Que consecuentemente, la Administración deberá tener en cuenta lo expuesto al momento de reliquidar los tributos determinados durante la fiscalización en cumplimiento de lo dispuesto en la presente resolución.

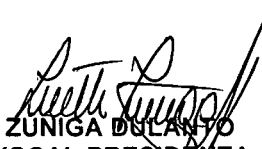
Que conforme se verifica de la Constancia del Informe Oral N° 0833-2014-EF/TF, que obra en autos (foja 4115), la diligencia de informe oral se llevó a cabo el 22 de setiembre de 2014 con la asistencia de ambas partes.

Con los vocales Zúñiga Dulanto, Ezeta Carpio, e interviniendo como ponente el vocal Ramírez Mío.

## RESUELVE:


Declarar **FUNDADA** la apelación contra la resolución ficta denegatoria de la reclamación formulada contra la Resolución de Determinación N° 012-003-0011371 y la Resolución de Multa N° 012-002-0010910, en los extremos referidos a los reparos por egresos sin valor de recuperación, valuación de stock de petróleo, gastos y donaciones no adicionadas, bienes que debieron activarse, contratos derivados, excepto el importe de US\$ 111,06 que no fue sustentado, gastos de proyectos no activados debiendo en este caso la Administración verificar en si la recurrente en el ejercicio acotado ya había decidido continuar con la expansión de la empresa con los Lotes Proyecto Aguaje, Madre de Dios y NB71001E, y gastos financieros, con excepción de los no acreditados respecto del monto de US\$ 22 792 751,79, y declararla **INFUNDADA** en lo demás que contiene incluyendo la parte de los reparos a los gastos financieros y contratos derivados que no ha sido levantada, debiendo la Administración proceder conforme con lo expuesto en la presente resolución.

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

  
ZUNIGA DULANTO  
VOCAL PRESIDENTA

  
EZETA CARPIO  
VOCAL

  
RAMÍREZ MÍO  
VOCAL

  
Huertas Valladares  
Secretaria Relatora (e)  
RM/HV/MS/rmh.