



Radicación: 25000-23-37-000-2019-00199-01 (27643)
Demandante: Petrolífera Petroleum (Colombia) Limited

**CONSEJO DE ESTADO
SALA DE LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO
SECCIÓN CUARTA**

CONSEJERA PONENTE: STELLA JEANNETTE CARVAJAL BASTO

Bogotá D.C. catorce (14) de septiembre de dos mil veintitrés (2023)

Referencia: NULIDAD Y RESTABLECIMIENTO DEL DERECHO
Radicación: 25000-23-37-000-2019-00199-01 (27643)
Demandante: PETROLÍFERA PETROLEUM (COLOMBIA) LIMITED
Demandado: DIAN
Temas: Renta 2015. Costos. Deducciones. Amortización de intangibles. Pagos por condenas judiciales y honorarios a árbitro. Ajustes por diferencia en cambio. Sanción por inexactitud.

SENTENCIA DE SEGUNDA INSTANCIA

La Sala decide el recurso de apelación interpuesto por las partes, demandante y demandada, contra la sentencia del 16 de febrero de 2023, proferida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Cuarta, Subsección B, que resolvió:

«**PRIMERO:** Se **DECLARA** la nulidad parcial de la Liquidación Oficial de Revisión 312412018000106 del 15 de noviembre de 2018, por medio de la cual la DIAN determinó oficialmente el impuesto sobre la renta a cargo de la sociedad PETROLÍFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED por el año gravable 2015, de conformidad con el análisis realizado en la parte motiva de esta providencia.

SEGUNDO: A título de restablecimiento del derecho se determina la obligación tributaria por el impuesto sobre la renta del año gravable 2015 a cargo de la sociedad actora, conforme a los conceptos y guarismos incluidos en la liquidación vertida en la parte considerativa de esta providencia.

TERCERO: Por no haberse causado, no se condena en costas».

ANTECEDENTES

El 18 de abril de 2016, Petrolífera Petroleum (Colombia) Limited -en adelante Petrolífera- presentó declaración del impuesto sobre la renta y complementarios por el año gravable 2015¹, en la que registró otros activos por \$69.076.528.000, patrimonio líquido de \$310.634.150.000, costo de ventas de \$147.497.374.000, gastos operacionales de administración de \$165.110.790.000, impuesto a cargo de \$17.529.352.000, sanciones de \$18.733.000² y saldo a favor de \$14.253.234.000.

Previo requerimiento especial y respuesta al mismo, la División de Gestión de Liquidación de la Dirección Seccional de Impuestos de Bogotá expidió la Liquidación Oficial de Revisión 312412018000106 del 15 de noviembre de 2018, la cual adicionó \$852.026.000 al renglón de otros activos, lo que, a su vez, incrementó el patrimonio líquido declarado; rechazó parcialmente el costo de ventas en \$3.152.931.000 y

¹ Corregida el 23 de marzo de 2017.

² Sanción por corrección.



desconoció gastos operacionales de administración por \$1.057.139.000. Así, determinó el impuesto a cargo en \$18.581.869.000, impuso sanción por inexactitud de \$1.071.250.000 y disminuyó el saldo a favor a \$12.148.200.000. La sociedad acudió *per saltum* ante la jurisdicción.

DEMANDA

La demandante, en ejercicio del medio de control de nulidad y restablecimiento del derecho formuló las siguientes pretensiones:

«1.1. Que es nula en su totalidad la Liquidación Oficial de Revisión 312412018000106 del 15 de noviembre de 2018, por medio de la cual la División de Gestión de Liquidación de la Dirección Seccional de Impuestos de Bogotá de la DIAN modificó la declaración de impuestos sobre la renta del año gravable 2015.

1.2. En virtud de la declaratoria de nulidad de los actos administrativos anteriormente mencionados, a título de restablecimiento del derecho a favor de Petrolífera, solicito al señor Juez declarar lo siguiente:

- (a) Que los datos y factores consignados por Petrolífera Colombia en la declaración de su impuesto sobre la renta del año gravable 2015 son correctos.*
- (b) Que son improcedentes tanto el mayor impuesto a cargo como la imposición de la Sanción por Inexactitud determinados por la DIAN en el acto administrativo demandado.*
- (c) Que la declaración del impuesto sobre la renta del año gravable 2015 presentada por Petrolífera se encuentra en firme.*
- (d) Que no son de cargo de mi representada las costas en que haya incurrido la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales con relación a la actuación administrativa, ni las de este proceso.*

1.3. Que se condene en costas y agencias en derecho a la parte demandada».

La demandante invocó como normas violadas, las siguientes:

- Artículo 29 de la Constitución Política;
- Artículo 137 del CPACA;
- Artículos 105, 120, 142, 143, 647, 730 y 746 del Estatuto Tributario; y
- Artículo 47 del Decreto 2649 de 1993.

Como concepto de la violación expuso, en síntesis, lo siguiente:

Los actos acusados vulneraron el principio de correspondencia y el derecho de defensa de la sociedad, al abordar en la liquidación oficial un cargo no propuesto en el requerimiento especial, en el que se rechazó el costo por el pago de una sentencia condenatoria a Ecopetrol, porque la obligación nació en 2005 y no cumplía el principio de anualidad, mientras que, en la liquidación de revisión, la expensa se rechazó pues el pago no cumplió el requisito de causalidad, por tratarse de una condena por incumplimiento de contrato.

Existe falsa motivación y violación a la normativa superior, en tanto los actos acusados se basaron en supuestos de hecho alejados de la realidad, para justificar la modificación



de la declaración. Conforme con la cláusula 3, numeral 3.5, Anexo B del contrato de Asociación Guayuyaco, suscrito en 2005, la sociedad debió entregar a Ecopetrol un número determinable de barriles de crudo y, en un segundo momento (*año 2015*), la compañía debió pagarle a Ecopetrol \$3.138.570.000, en cumplimiento de lo ordenado en la sentencia del 22 de octubre de 2015, proferida por el Consejo de Estado, que creó una obligación clara, expresa y exigible que podía detraerse de la renta, en los términos del artículo 107 del ET.

Proceden los gastos operacionales de administración correspondientes al Bloque Catguas por \$852.025.997, pues la legislación tributaria no establece como requisito para la amortización de las inversiones infructuosas la certificación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-. La condición de infructuosidad de los pozos no se deriva de la existencia de ningún formato o certificación, pues este es un requisito administrativo y contractual, pero no fiscal.

Son deducibles los gastos operacionales de administración por \$77.000.000, correspondientes al 50 % del valor pagado por honorarios a un árbitro, causados en el año 2015. El anticipo efectuado en 2014 solo se hizo efectivo una vez el tribunal de arbitramento se declaró competente para conocer del asunto.

Proceden la deducción de \$142.473.687 y el costo de \$14.360.561, por ajustes por diferencia en cambio, calculados al momento de realizar el pago de las facturas, sin que se generara una menor renta líquida, pues el valor establecido no es el resultado de la sumatoria de la diferencia generada en cada factura. Petrolífera tasó la diferencia sobre dichas facturas al momento de realizar el pago; de ahí que no se modificó la base gravable o el impuesto a cargo, pues todo mayor o menor costo o deducción que se pudo haber producido por dicha razón quedó neutralizado por la aplicación de la diferencia al momento del pago o al cierre del periodo fiscal.

No se configuraron los supuestos para imponer sanción por inexactitud, pues los costos y deducciones cumplieron los requisitos legales para su procedencia. La información declarada fue veraz y completa, y existe una diferencia de criterios en torno a la interpretación del derecho aplicable, pues los conceptos declarados son completos y verdaderos, no se configuró lesividad, lo cual no fue controvertido por la DIAN.

CONTESTACIÓN DE LA DEMANDA

La **DIAN**, se opuso a las pretensiones de la demanda en los siguientes términos:

No violó el principio de correspondencia ni el derecho de defensa, pues los actos acusados están debidamente motivados y soportados en las pruebas aportadas al proceso y en las normas que regulan la materia; existe correspondencia entre los argumentos en que se sustentan y la decisión que se adoptó en ellos. La Administración no tuvo en cuenta ningún hecho diferente a los planteados en el requerimiento; simplemente reforzó los argumentos, con base en la respuesta dada por la petrolífera.

La obligación impuesta en la sentencia del 22 de octubre de 2015, es una carga contractual que se debía cumplir a más tardar el 28 de diciembre de 2005, fecha en que



Ecopetrol aceptó la comercialidad de los yacimientos Guayuyaco I y II, sin que se trate de una nueva deuda.

Al incumplir la cláusula 3.5 del anexo B del contrato, Petrolífera debió indemnizar su incumplimiento unilateral y consciente, hecho que no constituye una expensa obligatoria y necesaria, conforme con el artículo 107 del ET, ni una nueva obligación, pues esta preexistía y debió incluirse en la declaración de renta del año gravable 2005. Si Ecopetrol no hubiese interpuesto la demanda, Petrolífera debía cumplir el contrato en virtud del principio *pacta sunt servanda*; por tanto, al ser la condena una sanción por incumplimiento de contrato, no procede su reconocimiento.

No procede la deducción por amortización de las inversiones realizadas en el bloque Catguas, pozo que resultó infructuoso, ante la ausencia de certificación de la ANH que declarara tal infructuosidad. Para determinar la infuctuosidad de un pozo, el artículo 30 de la Resolución 181495 de 2009 exige que el Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces, la apruebe, pues puede ocurrir que la Administración considere que el pozo sí es productivo, con lo cual se establecerá si quien invirtió en el proyecto acreditó las obligaciones derivadas del contrato de concesión, como es el pago de regalías. Adicionalmente, en ese año fiscal no se había determinado la improductividad del pozo en el cual recayó la inversión, de manera que no se cumplió la determinación contenida en el artículo 143 del ET.

Los pagos por honorarios del árbitro son improcedentes, pues fueron efectuados en el año 2014; además, no se relacionan con la actividad productora de renta de la sociedad, quien confundió costos y expensas ocasionales, como acudir a la jurisdicción alternativa *-arbitraje-*, sin acreditar los requisitos del artículo 107 del ET.

Los ajustes por diferencia en cambio por operaciones facturadas con *Cenit Transporte Logística de Hidrocarburos SAS, OCP Ecuador y EP Petroecuador* no proceden por incumplir la normativa aplicable (*Decreto 2548 de 2014, artículos 4 de la Ley 1314 de 2009, 165 de la Ley 1607 de 2012, 773 y 774 del ET, 50 del Decreto 2649 de 1993 y Resolución 008 del Banco de la República*). Al tratarse de operaciones en moneda extranjera, la factura no es el único requisito formal para el reconocimiento de la expensa, que debe constar en certificados del Banco de la República. No se negó la existencia de la obligación contractual, ni se alegó omisión en la entrega de las facturas; no obstante, no se presentó soporte que demostrara la fecha en se pagó la operación, con lo cual se calculó la obligación con la tasa representativa del mercado en el último día del año gravable.

Se configuró inexactitud sancionable ante la inclusión de costos y gastos inexistentes. No existe diferencia de criterios ni errores de apreciación que eximan a la demandante de la imposición de la sanción. La inclusión de datos reales o la inexistencia de conducta dolosa por parte de la contribuyente no son motivo de exoneración.

SENTENCIA APELADA

El Tribunal Administrativo de Cundinamarca accedió parcialmente a las pretensiones de la demanda y no condenó en costas, por las siguientes razones:

No se violó el principio de correspondencia, pues el hecho discutido en el requerimiento especial y en la liquidación de revisión es el mismo, en relación con el desconocimiento



del costo. Cuando el artículo 711 del ET alude a los hechos conducentes a modificar las declaraciones tributarias, se entiende en relación con los hechos económicos, que no con la argumentación efectuada sobre los mismos.

No hubo falsa motivación ni desconocimiento de las normas superiores en lo que refiere al rechazo del costo por pago de una sentencia condenatoria, pues la actora no podía llevar el pago de una obligación causada en el año 2005 a la declaración de renta del año 2015, en tanto desconoce el principio de causación establecido en los artículos 58 del ET y 48 del Decreto 2649 de 1993.

El gasto por honorarios de árbitro es improcedente, pues la factura emitida por el prestador del servicio y la realización de la primera audiencia en la que el tribunal asumió la competencia del arbitramento sucedieron en el año 2014, independientemente de que el pago se efectuara con posterioridad.

Procede la deducción por amortización de intangibles por la infructuosidad en la exploración de pozos petrolíferos. La exigencia de que medie pronunciamiento de la ANH sobre el abandono de pozos secos o no exitosos escapa a la normativa tributaria. Como consecuencia de la procedencia de la deducción por amortización, se varía el renglón de «*otros activos*» de la declaración privada, pues la DIAN consideró que esta debía llevarse como un mayor valor de los activos intangibles, de manera que debe disminuirse en \$852.025.997 el renglón 38 de la liquidación oficial.

No proceden los ajustes por diferencia en cambio incluidos en el costo por prestación del servicio de transporte con Cenit Transporte Logística de Hidrocarburos SAS y en la deducción por gastos con OCP Ecuador y EP Petroecuador, ante la falta de soportes ciertos que den cuenta de las fechas de pago de las operaciones en dólares, que permitieran determinar los montos afectados por la fluctuación monetaria.

Procede la sanción por inexactitud ante la inclusión de costos y deducciones improcedentes que derivaron en un menor impuesto a cargo, que se reliquidará ante la procedencia del gasto reconocido. No se configuró diferencia de criterios, pues se demostró la ausencia de soportes de las erogaciones desconocidas.

No procede la condena en costas, por no demostrarse su causación.

RECURSOS DE APELACIÓN

La demandante presentó recurso de apelación, con los siguientes argumentos:

La decisión apelada incurrió en defecto sustantivo, porque: (i) aplicó el artículo 105 del ET de forma aislada a los principios de contabilidad, específicamente el de prudencia, lo que generó que determinara que la compañía debía deducir el costo por pago de la sentencia condenatoria del 22 de octubre de 2015, en el año 2005, a pesar de que este no se causó en este año, lo que no corresponde con la realidad económica de la empresa y, (ii) se aplicó erróneamente el artículo 647 del ET, a pesar de que la sociedad no incurrió en los supuestos sancionables.



También incurrió en defecto fáctico al valorar indebidamente las pruebas que demuestran que la compañía calculó la diferencia en cambio sin afectar la renta líquida del ejercicio. A lo largo del proceso, Petrolífera explicó detalladamente la forma como realizó los cálculos de la deducción por diferencia en cambio, que son acordes con la normativa vigente a la fecha de presentación de la declaración, y están respaldados con soportes internos y externos de la contabilidad (*allegados al expediente administrativo y judicial*). Se insiste que «*Petrolífera calculó la respectiva diferencia en cambio sobre estas facturas al momento de realizar su pago o, en su defecto, al cierre del año, por lo cual no hay lugar a modificar la base gravable o el impuesto a cargo. Todo mayor valor o menor costo que se pudiese haber producido por esta razón fue neutralizado en virtud de la aplicación de la diferencia en cambio al momento del pago de dichas facturas o, en su defecto, al cierre del periodo fiscal*».

Al Tribunal le correspondía pronunciarse sobre las pruebas aportadas y señalar las razones por las cuales consideró que no eran suficientes para demostrar que los cálculos del ajuste eran errados o que la información contenida en los mismos es falsa.

Los gastos operacionales de administración, equivalentes al 50% de los honorarios del árbitro son procedentes, pues se causaron cuando el tribunal se declaró competente, en el año gravable 2015.

La **DIAN** apeló la glosa reconocida por amortización de intangibles, por la infructuosidad en la exploración de pozos petrolíferos. Para determinar la infructuosidad de un pozo es necesario que la ANH la certifique, así como el cumplimiento de las obligaciones del contratista (*pago de las regalías*).

Según los registros y la contabilidad de la sociedad, se probó que el contrato Catguas, para el año gravable 2015, estaba en etapa exploratoria pero suspendido, por lo que los costos de exploración en que se haya incurrido debieron ser capitalizados hasta establecer si los resultados eran exitosos o infructuosos para proceder a su amortización, según los artículos 142 y 143 del ET. En desarrollo del contrato, el contratista debía informar y obtener el pronunciamiento de la ANH sobre la determinación de si el pozo era o no improductivo. La amortización es improcedente, pues en ese año fiscal no se determinó la improductividad del pozo en el que recayó la inversión, de manera que no se cumplió la determinación prevista en el artículo 143 del ET. Contrario a lo concluido en la sentencia, es indispensable el acto administrativo del Ministerio de Minas, o quien haga sus veces, que determine la infructuosidad del pozo, según lo previsto en el artículo 30 de la Resolución 181495 de 2 de septiembre de 2009, con lo cual procede revocar la sentencia apelada en lo desfavorable a la entidad.

TRÁMITE PROCESAL DE SEGUNDA INSTANCIA

Las partes **demandante** y **demandada** no se pronunciaron. El **Ministerio Público** no conceptuó.

CONSIDERACIONES DE LA SALA

Se decide sobre la legalidad de los actos administrativos que modificaron la declaración del impuesto sobre la renta presentada por Petrolífera Petroleum (Colombia) Limited, correspondiente al año gravable 2015.



En los términos de los recursos de apelación, se debe establecer si proceden: i) los costos por \$3.152.930.575, por la «Acción contractual contra la contribuyente derivada del Contrato de Asociación Guayuyaco (\$3.138.570.014) y de las Transacciones por servicios de transporte a través del oleoducto con Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS (\$14.360.561)»; ii) las deducciones por \$1.057.139.000 por «amortización de intangibles (\$852.025.997), asesoría jurídica - Honorarios de árbitro en el proceso Gran Tierra Energy Colombia Ltda. y Agencia Nacional de Hidrocarburos (\$77.000.000) y pagos efectuados a las empresas OCP Ecuador y EP Petroecuador (\$128.113.126) y, iii) la sanción por inexactitud.

No se analizará la violación del principio de correspondencia, pues no fue materia de apelación. Adicionalmente, se estudiarán conjuntamente los costos por «Transacciones por servicios de transporte a través del oleoducto con Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS (\$14.360.561)» y la deducción correspondiente a «gastos con las empresas OCP Ecuador y EP Petroecuador (\$128.113.126)», relacionadas con el desconocimiento de ajustes por diferencia en cambio, al registrar operaciones con una TRM diferente a la exigida.

Costo por pago de condena judicial - \$3.138.570.014

La demandante adujo que la DIAN interpretó erróneamente el artículo 105 del ET, por considerar que el costo para cumplir con la sentencia del Consejo de Estado el 22 de octubre de 2015 -en la cual se le condenó a pagar a ECOPETROL una suma dineraria como consecuencia de una controversia contractual ligada al Contrato de Asociación Guayuyaco- nació en el año 2005, y no con la expedición de esa providencia.

A su turno, la DIAN consideró que, conforme con el principio de causación, el costo se entiende realizado según la cláusula pactada con Ecopetrol, en la fecha en que se aceptó la comercialidad del pozo, esto es, el 28 de diciembre de 2005, y no al efectuar el pago de la condena ordenada en la sentencia. Explicó que la erogación no cumplía los requisitos de causalidad y necesidad, por ser una sanción impuesta a Petrolífera por el incumplimiento parcial de un contrato, que no es necesaria para la actividad económica, no participa en la producción de la renta ni es acostumbrada en la actividad comercial desarrollada por la actora.

En la cláusula 3, numeral 3.5, Anexo B del contrato de asociación Guayuyaco, celebrado entre Ecopetrol SA y Argos y Energy Internacional (Hoy Gran Tierra Energy Ltda.) se estipuló que:

«CLÁUSULA 3.- PRUEBAS EXTENSAS DE PRODUCCIÓN

El siguiente es el procedimiento establecido para la ejecución de pruebas extensas de producción en pozos de exploración y para el manejo de los hidrocarburos provenientes de tales pruebas, previas a la aceptación o no de la existencia de un campo comercial por parte de ECOPETROL, de conformidad con la cláusula 9 (sic) del contrato: (...)

3.5. Los volúmenes producidos en las pruebas extensas de producción serán los recuperados del respectivo pozo de exploración en el tiempo máximo de prueba aportado por el Ministerio de Minas y Energía en el permiso correspondiente, descontando cualquier volumen de los hidrocarburos usados como consumo en las operaciones de las pruebas. La producción restante, después de descontado el porcentaje correspondiente a las regalías, las cuales serán pagadas directamente por ECOPETROL será tomada por LA ASOCIADA y los ingresos provenientes de la valorización de tales hidrocarburos, al precio de referencia acordado por las partes, serán deducidos de los costos directos de exploración del respectivo pozo de exploración hasta un máximo del treinta por ciento (30%) de tales costos, para efectos de su recuperación o reembolso en el siguiente orden: i) Costos Directos de



Exploración de las Pruebas Extensas de Producción; ii) Costos Directos de Exploración de los Trabajos de Exploración anteriores a la perforación del respectivo pozo de exploración y iii) Costos Directos de Exploración de los Trabajos de Exploración anteriores a la perforación del respectivo pozo de exploración. Una vez recuperado el treinta por ciento (30%) de los costos directos de exploración, la producción proveniente de las pruebas extensas de producción se distribuirá entre las partes en la proporción de treinta por ciento (30%) para ECOPETROL y de setenta por ciento (70%) para LA ASOCIADA [...]»

Ante el incumplimiento de la cláusula pactada, Ecopetrol instauró demanda de controversias contractuales contra Gran Tierra Energy Colombia y la demandante, en la que se solicitó condenar a las demandadas al pago de 44.939 barriles de crudo.

El 22 de octubre de 2015, la Sección Tercera, Subsección C, del Consejo de Estado, dentro del Expediente 48.061, dictó sentencia en la cual declaró el incumplimiento de manera solidaria de las empresas demandadas, en los siguientes términos:

«8.4 Incumplimiento de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de Asociación “Guayuyaco”

Finalmente, para revisar el cumplimiento de las obligaciones contractuales que la cláusula 3.5 del Anexo B - Acuerdo de Operaciones radica en cabeza de LA ASOCIADA, la Sala quiere reiterar que la fórmula establecida en dicha estipulación dispone que la ASOCIADA toma el 100% de la producción obtenida en las pruebas extensas durante el periodo de exploración y descuenta los hidrocarburos que se requieren para la operación misma; luego descuenta el porcentaje correspondiente a regalías (8%); seguidamente descuenta hasta el 30% de los costos directos de producción para reembolsarse a sí misma, esto es, recuperar las erogaciones monetarias en que ella incurrió durante la etapa de exploración; y finalmente debe distribuir el saldo de dicha producción entre las partes contractuales y en las proporciones contractualmente señaladas, esto es, 70 % para LA ASOCIADA y 30% para ECOPETROL. [...]

Al respecto, la Sala prevé que la satisfacción efectiva de la prestación debida, como también quedó evidenciado dentro del plenario, debió efectuarse a más tardar el 28 de diciembre de 2005, fecha en la cual ECOPETROL aceptó la comercialidad de los yacimientos Guayuyaco I y II, pues en este momento variaron las condiciones del negocio entre tanto que la labor que durante la etapa de exploración fue a cuenta y riesgo de LA ASOCIADA, a partir de aquí se convertía en conjunta y obligaba al corte o ajuste de cuentas entre las partes. Es por ello que el contrato exigió que una vez aceptada la comercialidad de los yacimientos se integrara el Comité Ejecutivo, por cuanto a partir de este momento la operación sería conjunta.

Del mismo modo, es por esta razón que el Comité Ejecutivo reunido por primera vez el 31 de enero de 2006, además de acordar la aplicación del esquema de distribución establecido para la etapa de explotación, solicitó el envío “de las cifras definitivas de ingresos y egresos con corte al 28 de diciembre de 2005 (fecha en la cual se otorgó la comercialidad) para establecer el balance final de reembolso [...]»³ Se destaca.

Conforme con lo expuesto en el fallo referido, la obligación de Petrolífera y Gran Tierra con Ecopetrol surgió desde el 28 de diciembre de 2005, cuando la actora debía entregar los barriles de petróleo pactados contractualmente y debió satisfacer lo convenido⁴. De ahí que la suma que la sociedad imputó como costo en el año 2015 no pueda reconocerse, pues la obligación no surgió con ocasión de la expedición de la sentencia del Consejo de Estado, como erróneamente pretende hacer ver la actora.

³ CD-fl.139, c.a.

⁴ Cuyo valor fue establecido en US\$ 3.070.871,4797, de los cuales la demandante debió cubrir un 50%, equivalentes a \$3.138.570.000.



La obligación de la actora nació en el año 2005, pero fue incumplida y, el fallo judicial, pese a ser declarativo, solo evidenció una situación jurídica preexistente al tiempo en que debieron cumplirse las obligaciones contractuales, sin modificar o extinguir la obligación existente para dar nacimiento a una nueva que pueda considerarse de carácter constitutivo. En esas condiciones no procede el costo por pago de sentencias judiciales reclamado.

Deducción de gastos operacionales de administración por exploraciones infructuosas en el sector de hidrocarburos – amortización de intangibles

La DIAN consideró que no proceden los costos de venta declarados por Petrolífera en cuantía de \$852.025.997, reconocidos por el *a quo*, «*correspondientes a los costos del campo Catguas al considerar que el bloque está suspendido en etapa exploratoria fase II y III según consulta en la página de la Agencia Nacional de Hidrocarburos con corte a 31 de octubre de 2016 (fl. 403 reverso) y constatado en la verificación a las notas de los Estados Financieros el 31 de diciembre de 2015. (Fls 97, 98)*»⁵. Preciso que el reporte de la ANH indica que el contrato Catguas estaba suspendido en las fases II y III, sin finalizar el proceso que permita determinar la infructuosidad del pozo, lo que no se acompasa con los términos del contrato ni con el artículo 30 de la Resolución 40048 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía sobre el abandono de pozos y el cumplimiento de las labores de taponamiento.

A su turno, la actora manifestó que los actos acusados incurrieron en falsa motivación, porque se probó la infructuosidad del proyecto exploratorio mediante informe de la agente de exploración Solana Petroleum Exploration Colombia Ltda. (*absorbida por la actora*), lo que conllevó a la amortización del intangible por los gastos en que se incurrió en la exploración. Sostuvo que la DIAN negó la deducción con fundamento en requisitos inexistentes en la legislación tributaria, como lo es el diligenciamiento del formato de entrega emitido por la ANH que declara la infructuosidad de la exploración.

Para la deducción por amortización de inversiones, el artículo 142 del ET, vigente para el año gravable en discusión, establecía:

«ARTÍCULO 142. DEDUCCIÓN POR AMORTIZACIÓN DE INVERSIONES. *Son deducibles, en la proporción que se indica en el artículo siguiente, las inversiones necesarias realizadas para los fines del negocio o actividad, si no lo fueren de acuerdo con otros artículos de este capítulo y distintas de las inversiones en terrenos.*

*Se entiende por inversiones necesarias amortizables por este sistema, los desembolsos efectuados o causados para los fines del negocio o actividad susceptibles de demérito y que, de acuerdo con la técnica contable, **deban registrarse como activos, para su amortización en más de un año o período gravable; o tratarse como diferidos, ya fueren gastos preliminares de instalación u organización o de desarrollo; o costos de adquisición o explotación de minas y de exploración y explotación de yacimientos petrolíferos o de gas y otros productos naturales.***

También es amortizable el costo de los intangibles susceptibles de demérito». Se resalta.

Por su parte, el artículo 143 *ib.* establece reglas adicionales de amortización de inversiones realizadas en las etapas de exploración y explotación de los recursos naturales no renovables, al señalar, en lo pertinente, que «*Cuando se trate de los costos*

⁵ Página 27 LOR.



de adquisición o exploración y explotación derecursos naturales no renovables, la amortización podrá hacerse con base en el sistema de estimación técnica de costo de unidades de operación o por el de amortización en línea recta en un término no inferior a cinco (5) años. Cuando las inversiones realizadas en exploración resulten infructuosas, su monto podrá ser amortizado en el año en que se determine tal condición y en todo caso a más tardar dentro de los dos (2) años siguientes (...). Se resalta.

De acuerdo con las normas citadas, la procedencia de la deducción por amortización de los gastos en que se incurre en las etapas de exploración petrolera requiere estas resulten infructuosas⁶.

Así, los contribuyentes cuya actividad corresponda a las industrias extractivas de recursos naturales no renovables pueden descontar las erogaciones en que incurren para el desarrollo de las actividades realizadas que resulten infructuosas, lo cual es acorde con el artículo 69 del Decreto Ley 187 de 1975, que indica:

«Artículo 69. Las empresas petroleras y mineras, en relación con las explotaciones que no gocen de la deducción y exención por agotamiento, pueden solicitar la deducción por amortización de las inversiones señaladas en el artículo 58 del Decreto 2053 de 1974 en un término de cinco (5) años, por partes iguales.

Los gastos en exploración, prospectación o instalación de pozos o minas que no resulten productivos pueden ser amortizados con rentas de otras explotaciones productivas de la misma naturaleza».

Entonces, es posible amortizar los gastos en que se incurren en las etapas exploratorias, en un término de cinco años, una vez se determine que las labores tendientes a la obtención de hidrocarburos resulten infructuosas.

Y si bien, el desconocimiento de la expensa no obedeció a la forma en que contablemente se realizó la amortización ni al monto de la deducción, sino a la carencia del documento expedido por la ANH que declarara la infructuosidad del pozo, lo cierto es que, según el criterio de la Sala, la erogación por las inversiones efectuadas en etapa de exploración de hidrocarburos (*petróleo y gas*) debe cumplir lo dispuesto en los artículos 142 y 143 del ET.

En efecto, al estudiar la procedencia de la amortización de las erogaciones en que incurren las compañías del sector de hidrocarburos durante la etapa de exploración, la Sección precisó que el artículo 142 del ET permitía la deducibilidad de *«las inversiones necesarias realizadas para los fines del negocio o actividad, si no lo fueren de acuerdo con otros artículos de este capítulo y distintas de las inversiones en terrenos»*. En particular, el artículo 142 *ib.* determinaba que la noción de *«inversiones necesarias amortizables»* comprendía los desembolsos efectuados o causados para los fines del negocio o actividad, que fueran susceptibles de demérito y que, *«de acuerdo con la técnica contable»*, debieran registrarse como: (i) *activos, para su amortización en más de un año o período gravable; (ii) diferidos, ya fueren gastos preliminares de instalación u organización o de desarrollo; o (iii) como costos de adquisición o explotación de minas y de exploración y explotación de yacimientos petrolíferos o de gas y otros productos naturales.* Así, en caso de que la erogación cumpliera los

⁶ En ese aspecto, el artículo 159 del ET, el cual dispone que, *«Para los efectos del artículo 142, en las inversiones necesarias realizadas en materia de minas y petróleos, distintas de las efectuadas en terrenos o en bienes depreciables, se incluirán los desembolsos hechos tanto en áreas en explotación como en áreas no productoras, continuas o discontinuas»*.



anteriores requisitos, el contribuyente debía deducir el gasto, mediante el sistema de amortización, en los términos dispuestos en el artículo 143 *ejusdem*⁷.

En el *sub examine*, la DIAN rechazó el gasto porque no se aportó el certificado expedido por la ANH que declarara infructuosidad de la exploración o la aceptación del abandono del bloque Catguas, conforme lo exige la Resolución 40048 del 16 de enero de 2015, que modificó la Resolución 18 1495 de 2009 «*Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*» que, en lo referente al abandono de los pozos en etapa exploratoria, estableció:

«Artículo 6°. Definiciones y siglas. Para los efectos de esta reglamentación, se adoptan las siguientes definiciones y siglas: [...]

Abandono: conjunto de operaciones que se ejecutan en el pozo para asegurar un aislamiento apropiado de las formaciones almacenadoras de gas y/o petróleo, así como de los acuíferos existentes con el fin de prevenir la migración de fluidos hacia la superficie del terreno o el fondo marino, o entre las diferentes formaciones a través del hueco del pozo o el espacio anular entre el hueco y los revestimientos.

Abandono definitivo: Operación de abandono ejecutada cuando no hay interés de retornar al pozo por parte del contratista, y que incluye no solo la ubicación de taponos mecánicos y de cemento para aislar los diferentes intervalos permeables, sino también el desmantelamiento de facilidades y equipos de producción, así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado operaciones de exploración, evaluación o producción. En operaciones costa afuera, cuando la lámina de agua sea superior a 1.000 pies (304.8 metros) y el operador haya asegurado apropiadamente el pozo, no será necesario el desmantelamiento de los equipos y facilidades de producción submarina instaladas. [...]

Artículo 30. Condiciones para el taponamiento y abandono. Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse definitivamente, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización del nuevo programa de abandono.

Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación.

Los trabajos necesarios para el taponamiento tendrán como objetivo el aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas que contengan petróleo, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie.

En cualquiera de estos eventos se debe diligenciar el formulario 10A “Informe de Taponamiento y Abandono”.

Parágrafo 1°. *En los pozos secos o que por problemas mecánicos no pueda concluirse la perforación, se debe diligenciar el Formulario 6. “Informe de terminación Oficial”.*

Parágrafo 2°. *El contratista podrá abandonar temporalmente un pozo exploratorio, previa autorización y aprobación del programa de taponamiento por parte del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, por un periodo que no podrá excederse más allá de la fase exploratoria del contrato.*

⁷ Sentencia del 16 de marzo de 2023, Exp. 26573, que reitera: Sentencia del 3 de noviembre de 2022, Exp. 23839, CP. Julio Roberto Piza Rodríguez; Sentencia del 9 de septiembre de 2021, Exp. 24282, CP. Milton Chaves García; Sentencia del 26 de agosto de 2021, Exp. 25127, CP. Stella Jeannette Carvajal Basto; Sentencia del 5 de agosto de 2021, Exp. 25034, CP. Milton Chaves García; Sentencia del 22 de julio de 2021, Exp. 25198, CP. Stella Jeannette Carvajal Basto; Sentencia del 22 de abril de 2021, Exp. 24965, CP. Milton Chaves García; Sentencia del 10 de octubre de 2018, Exp. 21642, CP. Jorge Octavio Ramírez Ramírez.



Si al finalizar ese tiempo, el contratista no ha reactivado el pozo, todas las facilidades y equipos deberán ser retirados, y deberá procederse con la limpieza y restauración ambiental de la zona y el abandono definitivo del pozo. [...]

Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se deberá diligenciar el Formulario 6 "Informe de Terminación Oficial [...]".

La Sala considera que si bien la anterior resolución fue expedida para regular y controlar las actividades relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos, tuvo como propósito cumplir los requerimientos ambientales establecidos en el Decreto 1616 de agosto de 2014, el cual exigía, en sus artículos 1 y 2, que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos «*convencionales continentales y costa afuera*» debían observar «*los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC, ICONTEC, RETIE o aquellas que las modifiquen o sustituyan*» y estaban sujetas «*a las disposiciones relativas a la protección de los recursos naturales, del medioambiente, de salubridad y de seguridad industrial, así como el Convenio 174 de la OIT y todos aquellos que los modifiquen*».

Entonces, el requisito exigido por la DIAN para la procedencia del gasto obedece al desarrollo de unos compromisos ambientales necesarios para la entrega de los terrenos, pero en nada incide en los aspectos económicos derivados de la infructuosidad de la exploración exigidos por la normativa tributaria para la procedencia de la amortización. En esas condiciones, dicha reglamentación no puede hacerse extensiva al ámbito tributario como requisito para la amortización del gasto, pues los artículos 142 y 143 del ET y sus normas concordantes no contienen tal exigencia.

Aunado a lo anterior, en el expediente obra la certificación expedida el 26 de noviembre de 2010 por el Gerente de Exploración de Solana Petroleum Colombia Ltda. -*empresa que suscribió el contrato de exploración con la ANH y que, posteriormente, fue absorbida por la actora-*, cuyo numeral tres manifiesta que: «*Con base en los resultados de los pozos improductivos perforados y las inversiones realizadas (sísmica y pozos exploratorios) hasta la fecha, y teniendo en cuenta los resultados del informe Postmortem elaborado en la fase I antes descrita, el departamento de Exploración de Solana establece que esta es un área sin prospectividad presente o futura pues no existen expectativas de reservas para este bloque. En consecuencia, se determina que estas inversiones son infructuosas*», documento suficiente para registrar la deducción por amortización en los cinco años siguientes a la certificación de infructuosidad del pozo, esto es de 2011 a 2015, el cual no fue desvirtuado por la Administración. No prospera el cargo de apelación de la DIAN.

Pagos de honorarios a árbitro por \$77.000.000

Este rubro corresponde a la suma de \$77.000.000 registrados por la actora en el renglón 52, correspondientes al pago del 50 % de los honorarios del abogado Carlos Ignacio Jaramillo Jaramillo, quien obró como árbitro en la controversia sometida al tribunal de arbitramento, para dirimir el conflicto suscitado entre una asociada de la actora (*Gran Tierra Energy Colombia Ltda.*) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, por el contrato Chaza.

Respecto de este rubro, el *a quo* concluyó que le asistía razón a la DIAN en desconocer la expensa, porque la deducción se causó en el año 2014 y, en virtud del principio de anualidad, no podía llevarse a la declaración de 2015.



En contraste, la actora manifiesta que el pago se efectuó a título de anticipo en el 2014, pero se entiende causado en 2015, porque en este año el tribunal de arbitramento se declaró competente para dirimir el pleito y se causaron los pagos relacionados con la instauración y mantenimiento de dicho tribunal. La sociedad indicó que, conforme con el artículo 30 de la Ley 1563 de 2012, el pago de honorarios se efectúa en calidad de anticipo, susceptible de devolución en caso de que el tribunal no asuma la competencia para tramitar el litigio.

Se destaca que mediante Sentencia de Unificación⁸ se precisó el alcance y contenido de los requisitos de deducibilidad, al determinar que *«Como regla general, en los términos del artículo 107 del ET, son deducibles de la renta bruta las expensas realizadas durante el período gravable en desarrollo de «cualquier actividad productora de renta», siempre que guarden relación de causalidad con ella y, además, sean necesarias y proporcionadas de acuerdo con cada actividad»*. (Se subraya)

A efectos de demostrar que el gasto satisface los requisitos del artículo 107 del ET, la actora aportó la Factura 182 del 1.º de noviembre de 2014, por la suma de \$77.000.000, expedida por Carlos Ignacio Jaramillo Jaramillo. No obstante, contrario a lo expuesto por la demandante, en el propio laudo arbitral del 8 de junio de 2016, se lee que el tribunal asumió competencia el 29 de agosto de 2014, al señalar que: **«4.2. PRIMERA AUDIENCIA DE TRÁMITE.** La primera audiencia de trámite se celebró el 29 de agosto de 2014 (...) fecha en la cual el Tribunal asumió competencia, declarada mediante providencia que fue recurrida por Gran Tierra y confirmada mediante Auto 25 del 29 de agosto de 2014, y en la misma fecha el Tribunal decretó pruebas»⁹.

Conforme con lo anterior, el registro contable del anticipo debió efectuarse en el año 2014, pues el costo se causó en ese año, en tanto la factura por el pago de honorarios y la realización de la primera audiencia del tribunal de arbitramento, en la que se asumió la competencia para dirimir el asunto, datan de esa anualidad, con lo cual el gasto no podía imputarse a 2015, en virtud del principio de causación. No prospera el cargo de apelación de la actora.

Ajustes por diferencia en cambio

La DIAN determinó que la contribuyente registró operaciones a una tasa representativa del mercado diferente a la pactada en los negocios contratados, por lo cual, ante la falta de evidencia de la fecha cierta en la que se pagó la operación, recalculó la tasa al último día del año gravable, como lo disponía el artículo 120 del ET.

Se advierte que la discusión corresponde a dos renglones diferentes: el primero, sobre los costos de venta y prestación de servicios por pago de operaciones con Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS por \$14.360.561 (renglón 49) y, el segundo, respecto de la deducción por ajustes de diferencia en cambio derivado de las facturas emitidas en dólares por OCP Ecuador SA y EP Petroecuador, en cuantía de \$128.113.126 (renglón 52).

El artículo 58 del Decreto 2649 dispone que, *«Antes de emitir estados financieros deben efectuarse los ajustes necesarios para cumplir la norma técnica de asignación, registrar los hechos económicos realizados que no hayan sido reconocidos, corregir los asientos que fueron hechos incorrectamente y reconocer el efecto de la pérdida de poder adquisitivo de la moneda funcional»*.

⁸ Sentencia de Unificación 2020CE-SUJ-4-005 del 26 de noviembre de 2020, Exp. 21329, CP. Julio Roberto Piza Rodríguez, Cit.

⁹ Fl. 545 vto c.a.



A su turno, el artículo 120 del ET, vigente para el año gravable en discusión, señalaba en el inciso segundo que, «*Cuando existan deudas por concepto de deducciones que deban ser pagadas en moneda extranjera, los saldos pendientes de pago en el último día del año o período gravable se ajustan por pérdidas y ganancias y la cuenta por pagar, al tipo oficial de cambio*». Se subraya.

Así, las cuentas por pagar a cargo de la compañía, poseídas en moneda extranjera, debían ajustarse a la TRM del último día del período gravable. De resultar un mayor valor a cargo, la diferencia (*negativa*) configuraba un gasto por diferencia en cambio; por el contrario, si luego del ajuste resultaba un menor valor a cargo, la diferencia (*positiva*) constituía un ingreso por diferencia en cambio, aspecto avalado por la Corte Constitucional en la sentencia C-052 de 2016¹⁰, al señalar que: «*el ordenamiento prevé que la diferencia positiva en cambio se compute como un ingreso, pero si la situación cambiaria es la inversa, y la diferencia en cambio es negativa, el contribuyente puede registrar un gasto*». Lo anterior, teniendo en cuenta que «*el ordenamiento no introduce una regulación de una sola vía, en la cual el contribuyente solo tenga que soportar la carga fiscal de la diferencia positiva en cambio y sin ningún tipo de alivio tributario cuando el resultado del ajuste sea negativo. El derecho tributario también le permite a la persona computar el ajuste negativo como un gasto, y de acuerdo con la ley sustraer la diferencia así obtenida de la renta gravable, cuando el proceso cambiario observe una tendencia hacia la revaluación del peso colombiano en relación con la divisa de referencia en que se tengan los activos*».

La DIAN verificó que las operaciones con Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS, adelantadas en virtud del contrato de transporte de crudo del 1.º de diciembre de 2014, soportadas con las siguientes facturas en dólares, fueron contabilizadas con una tasa representativa diferente a la de la fecha contenida en la factura:

No. Factura	Fecha	Periodo facturado	Valor Dcto USD	TC sociedad	TC DIAN	Valor contabilizado	Valor DIAN	Diferencia
95008930	14.09.15	01.06.15 a 30.06.15	39.834,88	3.066,45	2.533,79	122.150.073	100.933.220,60	21.216.852,40
95009274	15.10.15	01.08.15 a 31.08.15	50.235,79	2.929,47	2.862,51	147.164.239	143.800.451,23	3.363.787,77
95009969	07.12.15	01.10.15 a 31.10.15	61.706,17	3.244,20	3.086,75	200.187.158	190.471.520,25	9.715.637,75
95010182	22.12.15	01.11.15 a 30.11.15	52.229,91	3.244,20	2.897,83	169.444.273	151.353.400,10	18.090.872,90
								52.387.150,83

Conforme con el literal d) de la Sección 5.04 «*Pago y facturación*» del referido contrato de transporte de crudo, los pagos debían realizarse en pesos colombianos, utilizando la tasa representativa del mercado certificada por la entidad respectiva, del primer día correspondiente al servicio facturado.

Al efecto, el artículo 79 de la Resolución 008 del 5 de mayo de 2000, proferida por el Banco de la República, dispone que «*las obligaciones que se estipulen en moneda extranjera y no correspondan a operaciones de cambio serán pagadas en moneda legal colombiana a la tasa de cambio representativa del mercado en la fecha en que fueron contraídas, salvo que las partes hayan convenido una fecha o tasa de referencia distinta*», lo cual debe interpretarse en concordancia con el artículo 50 del Decreto 2649 de 1993.

Según las pruebas del proceso, la actora registró en la Cuenta PUC 611510 -Costo- las transacciones relacionadas con una TRM no identificada en el periodo, como puede verse en el Acta de Visita del 14 de octubre de 2017, firmada por el coordinador de impuestos de la demandante, lo cual difiere de lo pactado en el contrato, que aludía a la TRM correspondiente al primer día del mes en que se facturó el servicio.

¹⁰ MP. María Victoria Calle Correa.



Frente a la deducción por operaciones con OCP Ecuador SA y EP Petroecuador, no se encontraron soportes de la fecha de pago de las facturas analizadas, por lo que la DIAN consideró la TRM a 31 de diciembre de 2015 (\$3.149,47), así:

Proveedor	No. Factura	Fecha factura	Vr. USD	Vr. Causado	Fecha de Pago	TRM Pago o 31.12.15	Vr a causar determinado	Diferencia
OCP Ecuador SA	136	8.10.15	526.753,64	1.615.242.630	23.10.15	2.925,36	1.540.944.028	74.298.602
OCP Ecuador SA	85	8.07.15	427.578,23	1.150.523.226	03.08.15	2.862,51	1.223.946.959	73.423.733
EP Petroecuador	1447	13.04.15	63.218,23	162.854.893	-	3.149,47	199.105.840	36.250.947
EP Petroecuador	1597	10.07.15	94.965,21	280.651.634	-	3.149,47	299.090.080	18.438.446
EP Petroecuador	1664	17.09.15	104.838,25	315.834.693	09.10.15	2.887,21	302.690.073	13.144.620
EP Petroecuador	1697	12.10.15	100.949,94	309.553.906	30.10.15	2.921,32	294.907.079	14.646.827
Total								128.113.126

En la respuesta al requerimiento especial, la actora anotó que «Cuando se aceptaba una factura en divisas, conforme al pacto realizado entre las partes (como la DIAN lo pudo evidenciar en su visita) se llevaba a la contabilidad como costo el valor incorporado en esta, según la TRM acordada para el pago del servicio facturado; cuando se cumplía el plazo estipulado y se hacía efectivamente exigible la obligación contenida en la factura, la compañía realizaba el pago de la misma por medio de sus cuentas bancarias, reconociendo la diferencia con la causación inicial como diferencia en cambio del periodo. En los casos en los que el pago no se realizaba en ese mismo año (es decir, la obligación quedaba pendiente de pago), la compañía actualizaba su obligación con base en la TRM del cierre del ejercicio, reconociendo cualquier diferencia con la causación inicial como diferencia en cambio del periodo».

Con la demanda sostuvo que la DIAN solo desconoció las operaciones en las que la diferencia en cambio contabilizada resultó menor de lo determinado en la aplicación de la TRM elegida por la Administración, sin observar que, en los demás casos, la sociedad tomó un valor menor al que según la DIAN tendría derecho, lo que neutralizaba el efecto y generaba un menor valor de renta líquida para la empresa, pues «Petrolífera calculó la respectiva diferencia en cambio sobre estas facturas al momento de realizar su pago o, en su defecto, al cierre del año, por lo cual no hay lugar a modificar la base gravable o el impuesto a cargo. Todo mayor valor o menor costo que se pudiese haber producido por esta razón fue neutralizado en virtud de la aplicación de la diferencia en cambio al momento del pago de dichas facturas o, en su defecto, al cierre del periodo fiscal». Manifestó que no era correcto que la DIAN liquidara las operaciones a la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2015, porque soportó todas las facturas.

Los cálculos en los que se fundó la demandante para afirmar la neutralización de las operaciones fueron descritos en los siguientes cuadros incluidos en la demanda:

Cuadro #1

Proveedor	No. Factura	Fecha Factura	USD	TRM Causación	TRM factura según DIAN	Fecha Pago	TRM PAGO / CIERRE AÑO
OCP Ecuador S.A	136	08/10/2015	526.753,64	3.066,41	2.891,91	23/10/2015	2925,36
	85	08/07/2015	427.578,23	2.690,79	2.690,15	03/08/2015	2862,51
EP Petroecuador	1447	13/04/2015	63.218,84	2.576,05	2.516,08	08/05/2015	2369,23
	1597	10/07/2015	94.965,21	2.955,31	2.670,79	21/08/2015	3053,65
	1664	17/09/2015	104.838,26	3.012,59	2.989,04	09/10/2015	2887,21
	1697	12/10/2015	100.949,94	3.066,41	2.855,74	30/10/2015	2921,32
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A	95008930	14/09/2015	39.834,88	3.066,41	2.533,79	05/11/2015	3.066,41
	95009274	15/10/2015	50.235,79	2.929,47	2.862,51	05/11/2015	2.929,47
	95009969	07/12/2015	61.706,17	3.244,20	3.086,75	06/01/2016	3.149,47
	95010182	22/12/2015	52.229,91	3.244,20	2.897,83	06/01/2016	3.149,47

Con el cuadro #1, se puede evidenciar que efectivamente existen diferencias en las TRM utilizadas en cada una de las facturas al reconocimiento inicial; sin embargo, como se demostrará en el cuadro #2 la voluntad de Petrolífera siempre ha sido llevar la contabilidad según los preceptos legales, y por lo tanto se aplicó el respectivo cálculo de diferencia en cambio con lo cual se compensó cualquier diferencia y no se afectó la renta líquida del ejercicio.



En el cuadro #2 se entrará a evidenciar el efecto de los mayores o menores valores en el reconocimiento inicial en el cálculo de la diferencia en cambio del ejercicio, demostrando que la renta líquida no se vio afectada y no debe ser modificada:

Causación PPCL				Propuesta DIAN				Glosa DIAN
TRM Causación	COP Causación	Diferencia en cambio	Efecto total Renta líquida	TRM Pago o 31.12.2015	COP Causación	Diferencia en cambio	Efecto total Renta líquida	
3.066,41	1.615.242.629	-74.298.601	1.540.944.028	2.925,36	1.540.944.028	0	1.540.944.028	74.298.601
2.690,79	1.150.523.226	73.423.734	1.223.946.959	2.862,51	1.223.946.959	0	1.223.946.959	-73.423.734
2.576,05	162.854.893	-13.074.920	149.779.972	3.149,47	199.105.840	-49.325.868	149.779.972	-36.250.947
2.955,31	280.651.635	9.338.879	289.990.514	3.149,47	299.090.080	-9.099.566	289.990.514	-18.438.445
3.012,59	315.834.694	-13.144.621	302.690.073	2.887,21	302.690.073	0	302.690.073	13.144.621
3.066,41	309.553.906	-14.646.827	294.907.079	2.921,32	294.907.079	0	294.907.079	14.646.827
3.066,41	122.150.074	0	122.150.074	3.149,47	125.458.760	-3.308.685	122.150.074	-3.308.685
2.929,47	147.164.240	0	147.164.240	3.149,47	158.216.114	-11.051.874	147.164.240	-11.051.874
3.244,20	200.187.157	-5.845.425	194.341.731	3.149,47	194.341.731	0	194.341.731	5.845.425
3.244,20	169.444.274	-4.947.739	164.496.535	3.149,47	164.496.535	0	164.496.535	4.947.739
	4.473.606.726	-43.195.522	4.430.411.205		4.503.197.198	-72.785.993	4.430.411.205	-29.590.471

De la información recaudada obran las siguientes pruebas:

Contrato de transporte de crudo del 1.º de diciembre de 2014 suscrito por la actora con Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS, a una tarifa de 3.3244 USD/Barril, con punto de entrada Orito y salida en Tumaco. Para la facturación y pago, la cláusula 5.04 estableció que se deberían realizar pagos mensuales dentro de los 30 días siguientes a la emisión de la factura por parte de Cenit y que se haría en pesos colombianos, con la siguiente regla: «(d) Moneda de Pago: Los pagos deberán ser realizados en pesos colombianos utilizando la Tasa Representativa del Mercado certificada por la Superintendencia Financiera o entidad que haga sus veces, **del primer Día del mes correspondiente al Servicio facturado**»¹¹. (Se destaca).

Contrato de transporte de crudo suscrito el 1.º de diciembre de 2014 por la actora con Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS, a una tarifa de 0.5539 USD/Barril, para el trayecto comprendido entre Mansoyá y Orito, para cuyo pago se estipuló en moneda colombiana según la TRM del primer día del mes del servicio facturado, en forma idéntica a la cláusula anteriormente transcrita.

Facturas emitidas por Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS, por el servicio de transporte por oleoducto:

95008930 del 14 de septiembre de 2015, por el periodo comprendido del 1 al 30 de junio de 2015, por valor de USD \$39.834,88. Esta factura lleva un sello de tesorería como pagada el 6 de noviembre de 2015¹².

95009274 del 15 de octubre de 2015, por el periodo comprendido del 1 al 31 de agosto de 2015, por valor de USD \$50.235,79. Esta factura lleva un sello de tesorería como pagada el 6 de noviembre de 2015¹³.

95009969 del 7 de diciembre de 2015, por el periodo comprendido del 1 al 31 de octubre de 2015, por valor de USD \$61.706,17. Esta factura lleva un sello de tesorería como pagada el 6 de enero de 2016¹⁴.

95010182 del 22 de diciembre de 2015, por el periodo comprendido del 1 al 30 de noviembre de 2015, por valor de USD \$52.229,91. Esta factura lleva sello de tesorería como pagada el 6 de enero de 2016¹⁵.

Contrato de transporte de crudo por oleoducto 2013242, suscrito el 23 de agosto de 2013 entre Petrolífera Petroleum Colombia y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador –EP Petroecuador, cuya tarifa se fijó en US \$0.1924 por barril y cuyo pago debía realizarse en dólares, dentro de los 30 días siguientes a la fecha de recepción de la factura respectiva.

¹¹ CD fl. 322 c.a.
¹² Fl. 250 c.a.
¹³ Fl. 252 c.a.
¹⁴ Fl. 254 c.a.
¹⁵ Fl. 373 c.a.



Contrato de transporte de petróleo crudo suscrito en el mes de agosto de 2013, entre la empresa Oleoducto de Crudos Pesados OCP Ecuador SA y Petrolífera Petroleum Colombia, cuya tarifa se fijó en US \$3.1668 por barril entregado en periodo inferior o igual a 48 horas (tarifa contingente) y de US \$3.0668 por barril en un periodo que exceda las 48 horas (tarifa contingente reducida) y cuyo pago debía realizarse en dólares, dentro de los 30 días siguientes a la fecha de recepción de la factura respectiva.

Facturas emitidas por OCP Ecuador:

001-020-000000136 del 8 de octubre de 2015, por el servicio de transporte de crudo del mes de septiembre de 2015, por valor total de USD \$526.753,64, con sello de “tesorería” de pagado el 23 de octubre de 2015¹⁶.

001-020-000000085 del 9 de julio de 2015, por el servicio de transporte de crudo del mes de junio de 2015, por valor total de USD \$427.578,23, con sello de “tesorería” de pagado el 23 de agosto de 2015¹⁷.

Facturas emitidas por Petroecuador:

1447 del 13 de abril de 2015, por el servicio de transporte de crudo del periodo 01 a 31 de marzo de 2015, por valor total de USD \$63.218,84, con sello de “tesorería” de pagado el 8 de mayo de 2015¹⁸.

1597 del 10 de julio de 2015, por el servicio de transporte de crudo del periodo 01 a 30 de junio de 2015, por valor total de USD \$94.965,21, con sello de “tesorería” de pagado el 21 de agosto de 2015¹⁹.

1664 del 17 de septiembre de 2015, por el servicio de transporte de crudo del periodo 01 a 31 de agosto de 2015, por valor total de USD \$104.838,26, con sello de “tesorería” de pagado el 9 de octubre de 2015²⁰.

1697 del 12 de octubre de 2015, por el servicio de transporte de crudo del periodo 01 a 30 de septiembre de 2015, por valor total de USD \$100.949,94, con sello de “tesorería” de pagado el 30 de octubre de 2015²¹.

En las pruebas señaladas no existe soporte que permita conocer la fecha de pago efectivo de cada una de las facturas cuestionadas, pues la demandante aportó copia de las facturas con un sello impostado de tesorería con la leyenda *pagado*, que no es un soporte contable de la erogación que determine la fecha en que se extinguió la obligación. Los documentos internos de contabilidad denominados *comprobantes de causación, cuentas por pagar o detalle de la factura*, tampoco permiten determinar la fecha en que efectivamente se canceló la obligación, para fijar la tasa de cambio aplicable.

Así, al analizar bajo las reglas de la sana crítica las pruebas del proceso, se evidencia que los actos acusados no incurrieron en falsa motivación, pues no permiten establecer las fechas en que efectivamente se pagaron las obligaciones con las sociedades extranjeras, expresadas en dólares y, como consecuencia, se aplicó la regla general para manejo de la diferencia en cambio establecida en el artículo 120 del ET, esto es, tomando la tasa oficial de cambio del último día del periodo gravable.

Por lo anterior, la Sala confirma el rechazo de los costos y deducciones por diferencia en cambio, correspondientes a las operaciones con Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS, por valor de \$14.360.561 y con OCP Ecuador SA y EP Petroecuador por \$128.113.126. No prospera el cargo de apelación de la actora.

¹⁶ Fl. 259, c.a.

¹⁷ Fl. 260 c.a.

¹⁸ Fl. 261 c.a.

¹⁹ Fl. 262 c.a.

²⁰ Fl. 263 c.a.

²¹ Fl. 264 c.a.



Sanción por inexactitud

De acuerdo con las consideraciones expuestas, se demostró que la demandante incurrió en la conducta sancionable prevista en el artículo 647 del ET, ante la inclusión de costos y deducciones improcedentes, que le generaron una menor carga impositiva en la declaración de renta del año gravable 2015.

En lo que respecta a la diferencia de criterios alegada como exculpante de la sanción por inexactitud prevista en el artículo 647 del ET, la Sala ha sostenido que no procede cuando el actor no ahonda en argumentos que permitan inferir las razones por las que su equivocación en la inclusión de costos o deducciones improcedentes estuvo fundada en un error sobre el derecho aplicable, suscitado por una diferencia de criterios interpretativos de las normas²². Igualmente, precisó que «la mera invocación de este precepto no basta para eximir del reproche punitivo, pues su aplicación supone que esté probado en el expediente la concurrencia de la causal exculpatoria»²³. Como en este caso, la diferencia de criterios se refiere a costos y deducciones sin soporte, la actora no desvirtuó la procedencia de la sanción por inexactitud.

Las razones anteriores son suficientes para confirmar la sentencia apelada.

Finalmente, conforme con los artículos 188 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y 365 numeral 8 del Código General del Proceso, no procede la condena en costas (*gastos del proceso y agencias en derecho*), por cuanto en el expediente no se encuentran pruebas que las justifiquen²⁴.

En mérito de lo expuesto, el Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, administrando justicia en nombre de la República y por autoridad de la ley,

FALLA

1.- **CONFIRMAR** la sentencia del 16 de febrero de 2023, proferida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Cuarta, Subsección B.

2.- Sin condena en costas.

Notifíquese, comuníquese y devuélvase al tribunal de origen. Cúmplase.

²² Sentencia del 24 de junio de 2021, Exp. 24704, que reiteró la sentencia del 11 de junio de 2020, 21640, Exp. 21640, CP. Julio Roberto Piza Rodríguez.

²³ Sentencias del 11 de junio de 2020 y 1 de julio de 2021, Exps. 21640 y 23951, CP. Julio Roberto Piza Rodríguez.

²⁴ Mediante escrito radicado el 24 de agosto de 2023, los abogados José Luis García y Ana María Arciniegas de PWC, sociedad que ostenta los derechos de representación de Petrolífera Petroleum Colombia Limited, solicitaron a este Despacho «aceptar la renuncia radicada por Javier Blel y reconocer a los demás apoderados personería para ejercer la representación judicial de la sociedad demandante en las siguientes actuaciones procesales». No obstante, mediante Auto del 30 de agosto de 2019, que admitió la demanda, además de conferirse poder al abogado Blel Bitar, se otorgó poder a los abogados Carlos Mario Lafaurie, Nacira Lamprea y Angélica Acevedo, quienes ostentan personería para actuar en el presente proceso, con lo cual se considera innecesario efectuar un nuevo reconocimiento.



Radicación: 25000-23-37-000-2019-00199-01 (27643)
Demandante: Petrolífera Petroleum (Colombia) Limited

La anterior providencia fue estudiada y aprobada en sesión de la fecha.

(Firmado electrónicamente)
MYRIAM STELLA GUTIÉRREZ ARGÜELLO
Presidenta
Salva parcialmente el voto

(Firmado electrónicamente)
STELLA JEANNETTE CARVAJAL BASTO

(Firmado electrónicamente)
MILTON CHAVES GARCÍA
Aclara el voto

(Firmado electrónicamente)
WILSON RAMOS GIRÓN