



**Tribunal de Fiscalización Ambiental
Sala Especializada en Minería, Energía,
Pesquería e Industria Manufacturera**

RESOLUCIÓN N° 349-2019-OEFA/TFA-SMEPIM

EXPEDIENTE N° : 1393-2016-OEFA/DFSAI/PAS
PROCEDENCIA : DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN Y APLICACIÓN DE INCENTIVOS
ADMINISTRADO : PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.
SECTOR : HIDROCARBUROS
APELACIÓN : RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 3023-2018-OEFA/DFAI

SUMILLA: Se confirma la Resolución Directoral N° 3023-2018-OEFA/DFAI del 30 de noviembre de 2018, que declaró infundado el recurso de reconsideración interpuesto por Petróleos del Perú – Petroperú S.A., contra la Resolución Directoral N° 1355-2017-OEFA/DFAI del 17 de noviembre de 2017, a través de la cual se declaró la existencia de responsabilidad administrativa por incumplir el compromiso establecido en el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Oleoducto Norperuano, toda vez que no realizó las acciones de mantenimiento en el kilómetro 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el kilómetro 21+150 de la carretera Bagua-Imaza (coordenadas UTM WGS84: 770819E; 9383532N), generando impactos negativos en los suelos.

Por otro lado, se revoca la Resolución Directoral N° 1355-2017-OEFA/DFAI del 17 de noviembre de 2017, en el extremo que ordenó a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., el cumplimiento de la medida correctiva indicada en el Cuadro N° 2 de la presente resolución.

Lima, 24 de julio de 2019

I. ANTECEDENTES

1. Petróleos del Perú – Petroperú S.A.¹ (en adelante, **Petroperú**) es una empresa que realiza la actividad de transporte de hidrocarburos (petróleo crudo) a través del Oleoducto Norperuano² (en adelante, **ONP**), el cual tiene una longitud de 854

¹ Registro Único de Contribuyente N° 20100128218.

² Debe especificarse que el objetivo de la construcción del Oleoducto Norperuano fue el transporte —de manera económica, eficaz y oportuna— del petróleo crudo extraído de los yacimientos de la selva norte hasta el terminal Bayóvar en la costa, para su embarque a las refinerías de la Pampilla, Talara y Conchán, y al mercado externo (página 46 del PAMA del ONP).

km y se extiende a lo largo de los departamentos de Loreto, Amazonas, Cajamarca, Lambayeque y Piura³.

2. Mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995, el Ministerio de Energía y Minas (**Minem**) aprobó el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del ONP (en adelante, **PAMA**).
3. El 19 de febrero de 2015, Petroperú comunicó al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (**OEFA**)⁴ la ocurrencia de un derrame de petróleo crudo acaecido ese mismo día en el punto de la Progresiva 504 + 086 Tramo II del ONP que cruza con el kilómetro 21+150 de la carretera Bagua-Imaza (en adelante, **derrame de petróleo crudo en el Tramo II del ONP**).
4. En atención a dicha ocurrencia, el 21 y 22 de febrero de 2015, la Dirección de Supervisión (**DS**) del OEFA realizó una supervisión especial (en adelante, **Supervisión Especial**), durante la cual se verificó el presunto incumplimiento de obligaciones ambientales fiscalizables a cargo del administrado, conforme se desprende del Acta de Supervisión Directa s/n⁵ (en adelante, **Acta de Supervisión**), del Informe N° 473-2015-OEFA/DS-HID⁶ del 30 de junio de 2015 (en adelante, **Informe de Supervisión**) y del Informe Técnico Acusatorio N° 107-2016-OEFA/DS⁷ del 29 de febrero de 2016 (en adelante, **ITA**).
5. Sobre la base de los mencionados informes, mediante Resolución Subdirectoral N° 296-2017-OEFA/DFSAI/SDI del 9 de febrero de 2017⁸ (en adelante, **Resolución Subdirectoral**), la Subdirección de Instrucción e Investigación (**SDI**) de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos (**DFSAI**) del

³ Cabe mencionar que el ONP se divide en dos ramales:

i) **Oleoducto Principal:** Este ramal se inicia en la Estación N.° 1 (ubicada en el caserío San José de Saramuro, distrito de Urarinas, provincia y departamento de Loreto) y se extiende hasta el Terminal Bayóvar (ubicado en el distrito y provincia de Sechura, departamento de Piura). El oleoducto principal se divide, a su vez, en el Tramo I y Tramo II:

- Tramo I: Inicia en la Estación N.° 1 y termina en la Estación N.° 5 (caserío Félix Flores, distrito de Manseriche, provincia Datem del Marañón, departamento de Loreto).

- Tramo II: Inicia en la Estación N.° 5, recorre las Estaciones N.° 6 (ubicada en el caserío y distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas), N.° 7 (se encuentra en el caserío y distrito de El Milagro, provincia de Utcubamba, departamento de Amazonas), N.° 8 (ubicada en el distrito de Pucará, provincia de Jaén, departamento de Cajamarca) y N.° 9 (distrito de Huarmaca, provincia de Huancabamba, departamento de Piura), concluyendo su recorrido en el Terminal Bayóvar.

ii) **Oleoducto Ramal Norte:** Este ramal se inicia en la Estación Andoas (ubicada en el caserío y distrito del mismo nombre, provincia Datem del Marañón, departamento de Loreto) y llega hasta la Estación N.° 5.

⁴ Contenido en el disco compacto que obra a folio 6.

⁵ Contenido en el disco compacto que obra a folio 6.

⁶ Contenido en el disco compacto que obra a folio 6.

⁷ Folios 12 a 24.

⁸ Folios 12 a 24. Cabe agregar que, dicho acto fue debidamente notificado al administrado el 16 de febrero de 2017 (folio 25).

OEFA dispuso el inicio de un procedimiento administrativo sancionador contra Petroperú⁹.

6. El 31 de julio de 2017, la SDI emitió el Informe Final de Instrucción N° 697-2017-OEFA/DFSAI/SDI¹⁰ (en adelante, **Informe Final de Instrucción**) por medio del cual determinó la conducta constitutiva de infracción.
7. Luego de analizados los descargos¹¹, la DFSAI emitió la Resolución Directoral N° 1355-2017-OEFA/DFSAI del 17 de noviembre de 2017¹² (en adelante, **Resolución Directoral I**), a través de la cual declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Petroperú¹³, por la comisión de la conducta

⁹ Mediante escrito con registro N° E01-023114, presentado el 21 de marzo de 2017 (folios 28 a 552) el administrado presentó sus descargos contra la mencionada Resolución Subdirectoral.

¹⁰ Folios 553 a 568. Dicho informe fue debidamente notificado al administrado mediante Carta N° 1433-2017-OEFA/DFSAI/SDI el 28 de agosto de 2017 (folio 577).

¹¹ Presentado mediante escrito con Registro N° E01-067099 el 12 de setiembre de 2017 (folios 580 a 977).

¹² Folios 999 a 1016. Dicho acto fue debidamente notificado al administrado el 20 de noviembre de 2017 (folio 1017).

¹³ Cabe señalar que la declaración de la responsabilidad administrativa de Petroperú, se realizó en virtud a la siguiente normativa:

Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país, publicada en el diario oficial El Peruano el 12 de julio de 2014.

Artículo 19°.- Privilegio de la prevención y corrección de las conductas infractoras

En el marco de un enfoque preventivo de la política ambiental, establécese un plazo de tres (3) años contados a partir de la vigencia de la presente Ley, durante el cual el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental.

Durante dicho período, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales. Si la autoridad administrativa declara la existencia de infracción, ordenará la realización de medidas correctivas destinadas a revertir la conducta infractora y suspenderá el procedimiento sancionador excepcional. Verificado el cumplimiento de la medida correctiva ordenada, el procedimiento sancionador excepcional concluirá. De lo contrario, el referido procedimiento se reanudará, quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva. (...)

Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD, que aprueba las normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el artículo 19° de la Ley N° 30230, publicada en el diario oficial El Peruano el 24 de julio de 2014.

Artículo 2°.- Procedimientos sancionadores en trámite

Tratándose de los procedimientos sancionadores en trámite en primera instancia administrativa, corresponde aplicar lo siguiente: (...)

2.2 Si se verifica la existencia de infracción administrativa distinta a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, primero se dictará la medida correctiva respectiva, y ante su incumplimiento, la multa que corresponda, con la reducción del 50% (cincuenta por ciento) si la multa se hubiera determinado mediante la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, aprobada por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD, o norma que la sustituya, en aplicación de lo establecido en el segundo párrafo y la primera oración del tercer párrafo del artículo antes mencionado.

En caso se acredite la existencia de infracción administrativa, pero el administrado ha revertido, remediado o compensado todos los impactos negativos generados por dicha conducta y, adicionalmente, no resulta pertinente el dictado de una medida correctiva, la Autoridad Decisora se limitará a declarar en la resolución respectiva la existencia de responsabilidad administrativa. Si dicha resolución adquiere firmeza, será tomada en cuenta para determinar la reincidencia, sin perjuicio de su inscripción en el Registro de Infractores Ambientales.

infractora detallada en el Cuadro N° 1, conforme se muestra a continuación:

Cuadro N° 1: Detalle de la conducta infractora

Conducta Infractora	Norma sustantiva	Norma tipificadora
Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en el PAMA en tanto no realizó las acciones de mantenimiento en el Kilómetro 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el Kilómetro 21+150 de la carretera Bagua-Imaza (coordenadas UTM WGS84: 770819E;	Artículo 8° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 039-2014-EM ¹⁴ (RPAAH), en concordancia con el artículo 24° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente ¹⁵ (LGA), el artículo 29° del Reglamento	Numeral 2.2 ¹⁸ del Rubro 2 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el Desarrollo de Actividades en Zonas Prohibidas, aprobado por Resolución de Consejo

2.3 En el supuesto previsto en el Numeral 2.2 precedente, el administrado podrá interponer únicamente el recurso de apelación contra las resoluciones de primera instancia.

¹⁴ Decreto Supremo N° 039-2014-EM, que aprueba el reglamento de protección en las actividades de hidrocarburos, publicado en el diario oficial El Peruano el 12 de noviembre de 2014.

Artículo 8.- Requerimiento de Estudio Ambiental

Previo al inicio de Actividades de Hidrocarburos, Ampliación de Actividades o Modificación, culminación de actividades o cualquier desarrollo de la actividad, el Titular está obligado a presentar ante la Autoridad Ambiental Competente, según sea el caso, el Estudio Ambiental o el Instrumento de Gestión Ambiental Complementario o el Informe Técnico Sustentatorio (ITS) correspondiente, el que deberá ser ejecutado luego de su aprobación, y será de obligatorio cumplimiento. El costo de los estudios antes señalados y su difusión será asumido por el proponente.

El Estudio Ambiental deberá ser elaborado sobre la base del proyecto de inversión diseñado a nivel de factibilidad, entendida esta a nivel de ingeniería básica. La Autoridad Ambiental Competente declarará inadmisibles un Estudio Ambiental si no cumple con dicha condición.

¹⁵ Ley N° 28611, Ley General del Ambiente, publicada en el diario oficial El Peruano el 15 de octubre de 2005.

Artículo 24.- Del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental

24.1 Toda actividad humana que implique construcciones, obras, servicios y otras actividades, así como las políticas, planes y programas públicos susceptibles de causar impactos ambientales de carácter significativo, está sujeta, de acuerdo a ley, al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental - SEIA, el cual es administrado por la Autoridad Ambiental Nacional. La ley y su reglamento desarrollan los componentes del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental.

24.2 Los proyectos o actividades que no están comprendidos en el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, deben desarrollarse de conformidad con las normas de protección ambiental específicas de la materia.

¹⁸ Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD, Tipificación de infracciones administrativas y establecen la escala de sanciones relacionadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, publicado en el diario oficial El Peruano el 20 de diciembre de 2013.

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES VINCULADAS CON LOS INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES EN ZONAS PROHIBIDAS				
INFRACCIÓN (SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACCTOR)	BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
2. DESARROLLO ACTIVIDADES INCUMPLIENDO LO ESTABLECIDO EN EL INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL				
2.2	Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la flora o fauna.	Artículo 24° de la LGA, Artículo 15° de la LSEIA, Artículo 29° del RLSEIA.	GRAVE	De 10 a 1 000 UIT

Conducta infractora	Norma sustantiva	Norma tipificadora
9383532N), generando impactos negativos en los suelos.	de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM ¹⁶ (Reglamento de la LSEIA) y el artículo 15° de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental ¹⁷ (LSEIA).	Directivo N° 049-2013-OEFA/CD (Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD).

Fuente: Resolución Directoral N° 1355-2017-OEFA/DFSAI.
Elaboración: Tribunal de Fiscalización Ambiental (TFA)

8. Asimismo, mediante el artículo 2° de la Resolución Directoral I, la Autoridad Decisora ordenó a Petroperú el cumplimiento de la medida correctiva que se detalla a continuación:

Cuadro N° 2: Detalle de la medida correctiva ordenada

Conducta infractora	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo	Forma de acreditar el cumplimiento
Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en el PAMA en tanto no realizó las acciones de mantenimiento en el kilómetro 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el Kilómetro 21+150 de la carretera Bagua-Imaza (coordenadas UTM WGS84: 770819E; 9383532N), generando impactos negativos en los suelos.	Petroperú deberá acreditar la realización de las acciones de mantenimiento en el km. 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el Km. 21+150 de la carretera Bagua – Imaza (coordenadas UTM WGS 84: 770819E; 9383532N), durante el periodo 2015-2017.	En un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles contados a partir del día siguiente de la notificación de la resolución apelada.	Remitir a la DFSAI del OEFA, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, un informe técnico que detalle como mínimo lo siguiente: i) La transmisión a través del oleoducto de raspabudo con escobilla metálica y de magnetos, y de escobillas de poliuretano de disco o cepas, acompañado del reporte de control de raspabudo y la interpretación de resultados.

¹⁶ Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, publicada en el diario oficial *El Peruano* el 25 de setiembre de 2009

Artículo 29°.- Medidas, compromisos y obligaciones del titular del proyecto
Todas las medidas, compromisos y obligaciones exigibles al titular deben ser incluidos en el plan correspondiente del estudio ambiental sujeto a la Certificación Ambiental. Sin perjuicio de ello, son exigibles durante la fiscalización todas las demás obligaciones que se pudiesen derivar de otras partes de dicho estudio, las cuales deberán ser incorporadas en los planes indicados en la siguiente actualización del estudio ambiental.

¹⁷ Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, publicada en el diario oficial *El Peruano* el 23 de abril de 2001.

Artículo 15.- Seguimiento y control

15.1 La autoridad competente será la responsable de efectuar la función de seguimiento, supervisión y control de la evaluación de impacto ambiental, aplicando las sanciones administrativas a los infractores.

15.2 El MINAM, a través del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, es responsable del seguimiento y supervisión de la implementación de las medidas establecidas en la evaluación ambiental estratégica.

Conducta infractora	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo	Forma de acreditar el cumplimiento
			ii) Las inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto acompañado de fotografías y/o videos debidamente fechados y con coordenadas UTM WGS 84.

Fuente: Resolución Directoral N° 1355-2017-OEFA/DFSAL.
Elaboración: TFA.

9. Mediante escrito presentado el 15 de diciembre de 2017, Petroperú interpuso recurso de reconsideración¹⁹ contra lo resuelto por la Resolución Directoral I.
10. Recurso que, tras su revisión por la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos (DFAI), fue declarado infundado a través de la Resolución Directoral N° 3023-2018-OEFA/DFAI²⁰ del 30 de noviembre de 2018 (en adelante, **Resolución Directoral II**).
11. El 3 de enero de 2019, Petroperú interpuso recurso de apelación²¹ contra la Resolución Directoral II, argumentando lo siguiente:

Sobre la falta de encausamiento del recurso presentado

- a) Petroperú indicó que la resolución apelada transgrede la normativa administrativa sobre el encausamiento de oficio del procedimiento, específicamente lo establecido en los artículos 84° y 221° del TUO de la LPAG. Ello debido a que los medios probatorios presentados como nueva prueba en su recurso de reconsideración —y valorados como tales en los considerandos 13 y 14 de la resolución apelada— fueron declarados por la DFAI como medios probatorios insuficientes para acreditar la ejecución de los servicios sin que permitan desvirtuar la conducta infractora.
- b) Asimismo, refirió que si la DFAI consideraba la existencia de un error u omisión de Petroperú en la presentación de su impugnación, debió encausar o recalificar el recurso de reconsideración; sin embargo, no cumplió con su deber porque no tiene la certeza que solo se busca una reevaluación de las pruebas nuevas aportadas, en tanto con ellas se pretende la acreditación del cumplimiento del IGA.

¹⁹ Folios 1018 a 1115.

²⁰ Folios 1230 a 1238. Dicha resolución fue notificada el 10 de diciembre de 2018.

²¹ Presentado mediante escrito con Registro N° E17-000506, el 3 de enero de 2019 (folios 1299 a 1256).

Con relación al hecho imputado

En torno al origen del derrame

- c) Al respecto precisó que la causa que originó el derrame fue un hecho fortuito (provocado por un evento de la naturaleza) siendo que, contrariamente a lo señalado por la DFAI, el origen de este no fue consecuencia directa de la falta de mantenimiento que se tradujo en el afloramiento y el posterior impacto negativo sobre el suelo.
- d) A efectos de acreditar su argumento, menciona que presentó las Órdenes de Trabajo de Tercero (OTT) con su respectivo informe de recepción y conformidad; a partir de los cuales, se puede demostrar la ejecución contractual y el pago de las partidas ejecutadas, los cuales —en esa línea— sirven para corroborar la ejecución contractual. De esa forma, acotó que si el supuesto informe final del trabajo efectuado por el contratista no contiene la estructura que requiere el ente fiscalizador, ello se debe a que las condiciones técnicas no establecieron dicha estructura (el cual contenga la descripción y la ejecución del servicio que se encuentren sustentadas en fotografías fechadas y georreferenciadas).
- e) Por otro lado, mencionó que, pese a ejecutar las acciones de mantenimiento (y acreditarlas con sus medios de prueba) no tuvo como prever el hecho ocurrido y, consecuentemente, se vio en la imposibilidad de evitarlo.
- f) Asimismo, precisó que las normas del Derecho Ambiental, a diferencia de lo que sucede en el ámbito civil, no requiere que el caso fortuito sea extraordinario. En esa línea, se debe considerar lo establecido en el artículo 146° del LGA que refiere como causa eximente de responsabilidad el hecho de que el daño o el deterioro del medio ambiente tenga su causa exclusiva en un suceso inevitable o irresistible²², y que ello debe ser concordado con los artículos 1315° y 1972 del Código Civil, referidos a la responsabilidad civil contractual y extracontractual.
- g) En esa línea argumentativa, refirió que no existe relación de causalidad para que se configure un supuesto de responsabilidad, por lo que el supuesto incumplimiento no es la causa adecuada para determinar el daño, más aún si, de manera técnica ya se demostró que la causa de la falla es un asentamiento de terreno; siendo que este último originó la fisura (tal como se demostró en el Informe de Falla progresiva km. 504+086 del 28 de febrero de 2015).

²² El administrado indicó que es inevitable porque el movimiento de la tierra es un hecho de la naturaleza que no puede evitarse; e irresistible porque no puede ser evitado utilizando la diligencia estándar requerida para el caso, y ello lo coloca en una situación de impotencia porque no puede evitar el acaecimiento o contrarrestar las consecuencias del movimiento de tierras.

h) De igual manera, precisó que no existe relación lógica y jurídica para aseverar lo indicado, máxime cuando existe un informe técnico que determinó el origen de la falla "fisura", la misma que no puede ser detectada por ningún raspatabo a nivel internacional; para ello —en su recurso de reconsideración— presentó los mantenimientos efectuados en la progresiva 504+086 del Tramo II del ONP.

i) En función a ello, indicó que, al precisar que los nuevos medios de prueba no acreditan la ejecución del servicio, la DFAI habría vulnerado el principio de legalidad y de especialidad normativa al restarle relevancia a los documentos exigidos por la norma de contrataciones del Estado para acreditar el cumplimiento y la conformidad del servicio.

De lo mencionado en la Resolución Directoral I

j) Con relación a dicho extremo, Petroperú mencionó que, a través de los documentos obrantes en el expediente, sí se puede demostrar que se efectuó la verificación física del Tramo II del ONP; siendo que, para ello, remitió el Informe CME N° 0084-2013-OLE/PETROPERÚ, referido a la inspección y verificación física del derecho de vía del Tramo II del ONP.

k) Estando a ello, y con relación al pronunciamiento emitido por la DFAI en torno a dicho medio probatorio, precisó lo siguiente:

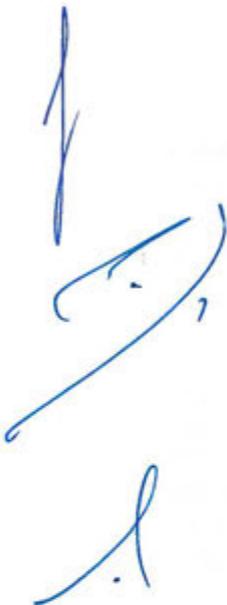
Del cumplimiento de las inspecciones realizadas

k.1. Con relación a este extremo, y contrariamente a lo señalado por la DFAI (referido a que en el numeral 74 de la resolución venida en grado, se indicó que si bien se realizaron las mediciones de espesor en el 2003 y 2015, las mismas no acreditan que cumplió con realizar dicha inspección antes de ocurrido el derrame); Petroperú precisó que, en el 2014, se ejecutó al 100% el servicio de Monitoreo de la Corrosión Interna; para lo cual adjuntó la OTT y el informe de recepción y conformidad de este servicio. Asimismo, refirió que el antecedente normativo del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, es el Decreto Supremo N° 041-99-EM, donde no se especificaba la periodicidad de 5 años para las ILIs por corrosión, mientras que respecto de las ILIs geoinerciales ninguno de los decretos establece un periodo en años para las re- inspecciones.

k.2. En esa misma línea, precisó que el evento según el reporte de inspección con el raspatabo Geo Inercial, reporta un problema que no es severo, con una variación de movimiento completamente bajo, por ello no fue considerada su corrección. A pesar de haber presentado las evidencias, OEFA no ha sabido interpretarlas.

k.3. Asimismo, refirió haber presentado el reporte de limpieza del ducto mediante raspatabo de escobillas metálicas hasta el 2013,

mostrando los registros de todos los raspatabos que ingresan a línea, para lo cual adjuntó los registros del 2014 y 2015 hasta antes del derrame.

- 
- k.4. Por otro lado, precisó que en el 2014 existió la contingencia del km 41, lo que motivó que todos sus recursos humanos y presupuestales fueran destinados a contrarrestar los efectos de dicha contingencia; situación que le imposibilitó atender distintas progresivas con la ejecución de servicios, porque no se contaba con el personal suficiente para realizar la supervisión de manera paralela, y se priorizó las labores urgentes.
 - k.5. De igual forma, refirió haber enviado los registros de los monitoreos, así como que, desde el 2015, realizó el estudio para instalar el sistema de protección catódica por corriente impresa para mejorar los niveles de protección del tramo Estación 7 al km 490, logrando su instalación y operación en el 2016. Por lo que, a pesar de las contingencias del Tramo I, aplicó todo su esfuerzo en implementar este nuevo diseño de sistemas de protección catódica.
 - k.6. Finalmente, acotó que se han entregado los monitoreos de la corrosión interna del ducto en los que los valores no presentan variaciones importantes que requieran modificar las dosificaciones de productos químicos; por lo que queda desvirtuado lo indicado por OEFA, ya que sus especialistas en derecho no cuentan con los criterios para evaluar dichos reportes e inferir una corrección a los programas de inyección de productos químicos del ONP y ORN.

Del cumplimiento de las inspecciones externas

- 
- l) Respecto a lo establecido en el considerando 75 de la Resolución Directoral I, el administrado indicó que aun cuando la DFAI menciona que, independientemente del movimiento que se hubiera producido, se debió realizar un seguimiento de lo advertido mediante acciones continuas de mantenimiento, dicha autoridad no tiene en cuenta que el movimiento de terreno reportado por BHI fue de riesgo mínimo; por lo que, en ese sentido, no requería realizar trabajos de corrección.
 - m) De igual manera, señaló que las fallas en el revestimiento merecían un seguimiento, el cual tuvo lugar en el 2015, no detectándose variaciones de su avance; circunstancia que implicó que no se gestionara ningún trabajo correctivo en esta progresiva. Sustento que, por otro lado, han sido alcanzados y explicados; sin embargo, debido a la parcialidad de OEFA, se ven obligados a reiterarlos.
 - n) En esa medida y a fin de acreditar la criticidad de los desplazamientos indicados por la ILI geométrica del 2012, en el año 2013, se elaboró el "Procedimiento para Determinar Prioridad de Atención de Sectores con
- 

Movimiento en el Tramo II del ONP"; siendo que, basados en la resistencia mecánica del material base del ducto y en los esfuerzos indicados por el raspatabo Geo-inercial, se calcularon los esfuerzos máximos de cada uno de los movimientos. Los cuales, por otro lado, fueron comparados con la resistencia máxima del material base del ducto, discriminando tres estados como son bajo, moderado y severo. Por lo que, al tener —el correspondiente a la falla cuestionada— un nivel bajo, no fue necesario tomar acciones inmediatas²³.

Del cumplimiento de las inspecciones internas

- o) Con relación a este extremo y en función a lo desarrollado por la primera instancia en los numerales 77 y 78 de la resolución que determinó responsabilidad, Petroperú aclaró que la normativa legalmente vigente no exige el cumplimiento de todas las medidas posibles a aplicarse para controlar la corrosión interna (establecidas en el artículo 57° del RTHD); bastando, con aplicar alguna de ellas.
- p) En esa línea, precisó que incluso la medida indicada en el literal e) (vale decir, inspecciones de las tuberías del ducto con raspatabos inteligentes dentro de los cinco primeros años de iniciada la operación), es la única que no controla la corrosión interna. Sin embargo, al contar con la ILI, se debe analizar la criticidad de los registros reportados para determinar la ejecución del mantenimiento preventivo a corto, mediano y largo plazo, dentro de los 5 años posteriores hasta que se efectúe la siguiente ILI.

De la interpretación de los equipos empleados para las inspecciones

- q) Sobre el particular, el recurrente refirió que en los considerandos 79, 81 y 82 de la Resolución Directoral I, la Autoridad Decisora efectuó una interpretación errada de las herramientas que han sido utilizadas en el ONP.
- r) En efecto, reiteró que tanto el raspatabo inteligente (equipo electrónico que sirve para determinar los espesores y daños en la geometría del ducto) y el de limpieza (equipo mecánico que sirve para desplazar o remover los depósitos sólidos en el interior del ducto con la finalidad de evitar que las bacterias se acumulen en estas zonas) fueron utilizados en el ONP, sobre todo la herramienta de limpieza; ello, conforme se desprende de los registros efectuados hasta el 2014, donde se evidencia que las labores de limpieza del ducto se realizaron con una frecuencia aproximada de dos meses, considerando las condiciones de operación intermitente del ducto (programándose los lanzamientos de estas herramientas al mes, a los dos meses o tres meses). Siendo que, en todo caso, los raspatabos de limpieza

²³

El administrado refirió que adjuntó en el anexo VIII dicho procedimiento como sustento.

empleados por el administrado son única y exclusivamente para dicha labor.

- s) De igual manera precisó que cuando se realizan las labores de inspecciones internas, los procedimientos para dicha inspección indican previamente realizar una limpieza del ducto, lo cual es considerado por las empresas que ejecutan dichas labores; de forma que, así Petroperú lance un raspatabo de limpieza, se vuelve a lanzar el de las empresas que realizan dicha inspección, considerando que es un requisito previo al paso del raspatabo inteligente.

- t) Sobre la mencionada postura, reiteró que, como operador de las actividades de hidrocarburos, dio cumplimiento al PAMA.

De inspección geométrica

- u) En torno al fundamento plasmado por la DFAI en los numerales 83 y 84 de la Resolución de determinación de responsabilidad, el administrado precisó que la comparación se realiza con la tecnología utilizada para las inspecciones más cercanas; sin embargo, al realizar la comparación con la ILI de 1996 con la ILI de 1998, esta no involucró incrementos y, en esa línea, al estar vigente esta última inspección —la cual se toma como línea base para la siguiente— se respetó lo establecido en la norma. Máxime si, en el procedimiento seguido en el Expediente N° 341-2014-OEFA/DFSAI/PAS, el OEFA no considera los reportes de 1996 por ser muy anteriores; debiéndose interpretar en aplicación del principio de predictibilidad.

De la inspección a través de raspatabos electrónicos

- v) Respecto de lo precisado por la Autoridad Decisora en los numerados 85, 86 y 87 de la resolución directoral que resuelve el procedimiento sancionador, Petroperú señaló que, en función al artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM (RTHD), de acuerdo a los resultados que se obtengan, se definirá la frecuencia de las futuras inspecciones, la misma que será aprobada por el Osinergmin y no podrán exceder de cinco años.

- w) En consecuencia, si bien es cierto que no realizó la inspección mediante un raspatabo electrónico con la frecuencia indicada, mencionó que cumplió con las demás políticas de control indicadas en el mencionado texto normativo; con lo que habría cumplido con las especificaciones del PAMA, desvirtuando los alegatos del OEFA.

Del cumplimiento del Plan Maestro del Derecho de vía del ONP

x) En torno al pronunciamiento planteado por la DFAI en los considerandos 88 al 92 de la Resolución Directoral I, el administrado precisó que, cuando se realizan las inspecciones físicas, se reportan posibles problemas que puedan afectar a la integridad de la tubería; por lo que, desde el punto de vista de la conformación del Derecho de Vía, en la progresiva cuestionada, no se identificaron problemas que, a criterio del evaluador, sean perjudiciales para la integridad del ducto, de modo que no se generó ningún reporte en la progresiva mencionada.

y) De forma que, acotó, incluso si se hubiera realizado una inspección un día antes del derrame, tampoco se hubieran detectado situaciones de riesgo, pues la misma no era grave. Siendo que, de considerarlo correspondiente, el OEFA deberá en todo caso demostrar las situaciones riesgosas que fueron desvirtuadas por aquel, según refiere.

z) Así, refirió que el evento ocurrió bajo la carpeta asfáltica de la carretera, de modo que, a simple vista, no era perceptible alguna falla anteriormente a la ocurrencia; más aún, si los registros del ILI del 2013, no indicaban valores altos en su reporte para el km 504+086.

De la fisura detectada en la progresiva 504+086 del ONP

aa) En torno a lo consignado en los considerandos 88 y 89 de la Resolución Directoral I, Petroperú indicó que OEFA cuenta en sus registros con el Informe de falla de la progresiva km 504+086 del 28 de febrero de 2015²⁴ suscrito por especialista técnico. En ese sentido, solicitó que se aplique el principio de presunción de veracidad del TUO de la LPAG al ser el único medio con el que cuenta para determinar el origen de la falla.

bb) Así pues, pese a que durante el presente procedimiento sancionador indica haber explicado cuál es el origen de una fisura, el OEFA ha señalado que este es la corrosión interna, pero no ha demostrado su posición a través de un informe técnico especializado que permita llegar a una conclusión, aunado a que no se tuvo en cuenta el análisis de todas las anomalías según las normas internacionales y determinar la criticidad de las mismas y si estas requerían o no intervención.

De la integridad del ducto

cc) Finalmente, respecto a los considerandos 99 y 100 de la mencionada resolución directoral, el administrado indicó que en la progresiva cuestionada no se ha identificado ni corrosión interna ni externa; siendo que, lo identificado, es un desplazamiento leve el cual no fue reportado por los especialistas en el informe final, por ser de severidad leve (y en esa línea, precisa ignorar dicho desplazamiento).

²⁴ Dicho informe se encuentra adjunto en el Anexo VIII de su recurso de apelación.

dd) Por consiguiente, concluyó que: (i) no hay corrosión; (ii) el revestimiento está en buen estado; y, (iii) no hay movimientos de terreno; por lo que presumió que el ducto no tiene riesgo que afecten su integridad. De forma que, si se rompió, la causa es un fisuramiento de la tubería, entonces todo indica que se generó un movimiento imprevisible y fortuito que desencadenó la falla.

12. El 3 de mayo de 2019 se llevó a cabo la audiencia de informe oral ante esta la Sala Especializada en Minería, Energía, Pesquería e Industria Manufacturera del TFA en las instalaciones del OEFA, tal como consta en el acta respectiva²⁵. En dicha diligencia, el administrado reiteró los argumentos presentados en su recurso de apelación, y añadió los que se detallan a continuación:

En torno a la falta de competencia del OEFA

ee) Petroperú señaló que, en el presente caso, existe un conflicto de competencias entre el Osinergmin y OEFA, en el sentido que este último —según lo establecido en el 70° RTHD— tiene la competencia para fiscalizar el mantenimiento y las condiciones de infraestructura para el transporte de hidrocarburos.

ff) En esa línea, de acuerdo con el principio de legalidad, según el cual las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución, la ley y al derecho, dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que les fueron conferidas, las atribuciones del Osinergmin estarían vinculadas a verificar el mantenimiento de la infraestructura y las del OEFA a proteger el bien jurídico ambiente.

gg) Precisando, en ese sentido, que lo que busca el ordenamiento jurídico nacional es que las autoridades administrativas actúen bajo el principio de responsabilidad (a partir del cual dicha autoridad está obligada a responder por los daños ocasionados contra los administrados como consecuencia del mal funcionamiento de su actividad administrativa) el cual permite una distribución mejor de las funciones y que no haya pronunciamientos disímiles respecto de las instituciones del Estado.

Respecto del hecho infractor

Cuestionamientos legales

hh) Con relación al derrame, señaló que corresponde aplicar la eximente de responsabilidad establecida en el TUO de la LPAG, en tanto la causa del mismo se debió a un evento de la naturaleza, el cual fue imprevisible e irresistible; siendo que, para este, el OEFA no aportó prueba técnica que

²⁵ Folios 1286.

acredite que el mismo se originó por falta de mantenimiento del Tramo II del ONP.

- 
- ii) De igual manera, precisó que existe una incorrecta imputación de cargos, puesto que la DFAI refiere que producto de este derrame se han producido impactos negativos en el suelo; no obstante, en el Informe de Supervisión no solo se menciona la no superación de los ECA-Suelo sino que se consignó que no se registran concentraciones de hidrocarburos. Situación que, a criterio del administrado, constituyó la vulneración del principio de responsabilidad ambiental porque se está atribuyendo la misma, cuando Petroperú no es el causante de la degradación del ambiente.
 - jj) Así también, indicó que se dio una incorrecta valoración de los medios probatorios por parte de la primera instancia, al precisar que las OTT no son medios probatorios suficientes para demostrar que efectivamente se han realizado los trabajos de mantenimiento, cuando esto sí se ha verificado; aunado a ello, que no solo se han cumplido con remitir las OTT y las actas de conformidad de servicio, sino que además hay informes de Petroperú realizados a partir de estos servicios los mismos que no fueron valorados.
 - kk) En ese sentido, acotó que, a través de las OTT, se puede comprobar que hubo una ejecución contractual, así como el pago de partidas; por lo que, a partir de estas, se demuestra una conformidad brindada, siendo que, al igual que otras entidades públicas, Petroperú no podría dar una conformidad sobre un servicio no brindado o deficiente; ello, al regularse por el sistema de control nacional.

Argumentos técnicos

- 
- ll) Petroperú indicó que el hecho que originó el derrame fue un caso fortuito producto de la naturaleza. En efecto, alegó que, a través del Informe de Falla Progresiva km 504+086 del 28 de febrero de 2015, se acredita que la causa del evento fue un daño mecánico conocido como fisuramiento en la tubería, el cual es producido por un sobreesfuerzo originado por un asentamiento diferencial. Esto último significa que la superficie en la que se encuentra apoyada y enterrada la tubería sufre saturación por efectos de agua, drenajes inadecuados, terrenos en la construcción del oleoducto que son eriazos y activación zonas agrícolas que no desarrollan drenajes adecuados²⁶.
 - mm) Al respecto, precisó que el esfuerzo de asentamiento diferenciado al haber una licuofacción en los terrenos en la parte inferior y por el paso incrementado de vehículos a 2 km donde existen canteras y materiales de construcción, por donde pasan aproximadamente 90 volquetes diarios por

²⁶ En este punto, precisó que las acciones antrópicas exógenas del hombre, hacen que se generen esfuerzos para los cuales no estaba diseñado la tubería.

encima de 10 toneladas cada uno, hacen que el terreno que cruza la tubería sufra movimientos oscilatorios por estar saturado en la parte interior. Eso hace que la tubería esté sometida a un esfuerzo de ciclicidad, a vibraciones que hacen que con el tiempo se vaya asentando cada vez más el terreno y la fibra exterior al empuje es la que se rompe.

nn) Por otro lado, y en torno al hecho de que el OEFA afirma que no se han realizado las acciones de mantenimiento, haciendo referencia al servicio de monitoreo de la corrosión interna en varias partes, Petroperú refirió que si el evento no ha sido ocasionado por corrosión no tiene influencia el que se hubiera hecho o no el servicio de monitoreo señalado; sin perjuicio de ello, aduce que estos fueron ejecutados al 100%.

oo) Con relación al monitoreo del sistema de la protección catódica del Tramo II del ONP — que se realiza para verificar la suficiente protección para que el tubo no se corroa externamente—, el administrado señaló que dicha situación no se ha dado en el presente, toda vez que no es causa del derrame.

pp) Sobre el servicio de inspección de CIPS DCVG en el Tramo II del ONP (que es una técnica moderna para determinar la continuidad del recubrimiento y que no existen daños que puedan ocasionar eventos corrosivos externos), también indica que estos han sido ejecutados.

qq) En ese sentido, acotó que lo que podría tener impacto en el evento son: i) la inspección y verificación física del derecho de vía del tramo II del ONP; ii) el mantenimiento correctivo de este; y, iii) los mantenimientos de diferentes tipos de corrección; siendo que en relación a la primera —esto es para hacer una inspección física—, se recorre todo el ONP desde un punto de origen hasta uno final, y únicamente si hay una evidencia física (tales como movimiento de vegetación, movimiento del terreno, inclinación del terreno, asentamiento de este, etc.); de forma que, cuando no hay un evento de este tipo, no se reporta nada.

rr) Asimismo, sobre las inspecciones geométricas o internas, explicó que el proveedor del servicio entrega un listado de puntos a atender. En ese sentido, Petroperú tiene un procedimiento que evalúa de acuerdo a las normas internacionales la criticidad de acuerdo a la severidad de la anomalía, y programa en un periodo de 5 años cuáles son las más críticas y las atiende inmediatamente; de forma que, en el presente caso, se detectó un problema que no es severo, con una variación de movimiento completamente bajo.

ss) Además, respecto a lo indicado por el OEFA sobre que la presencia de bacterias sulfato-reductoras no acreditó la adopción de medidas de corrosión, el administrado indicó que las bacterias vienen con el agua de formación de petróleo crudo y es en la parte interna, por eso se inyectan en inhibidores y biocidas y no están relacionadas con el efecto de una

fisura. Los valores no presentan variaciones importantes que requieran modificar las dosificaciones de productos químicos.

tt) Indicó, en esa misma línea, que en el año 2014, no se habrían realizado limpieza de ductos a través de los raspatubos por la decreciente producción, aunado a que las compañías que proveen el producto y quieren que su calidad del producto se mantenga, el bombeo se realiza por baches; por tanto, aun cuando el PAMA dice que es cada 2 meses, Petroperú ha excedido en muchos puntos el lanzamiento de estos 64 raspatubos en 1 año, lo cual hace que la tubería esté en óptimas condiciones internas que no permiten la acumulación de aguas o que las bacterias sulfato-reductoras aparezcan y no es un factor que haya influenciado en la rotura.

uu) En ese sentido, dadas las diversas modalidades de la prestación de los servicios, y a medida del avance pueden remitir cuadernos de servicios donde se registran diariamente lo que se va encontrando, realizarlo vía WhatsApp o teléfono, o presentar informes finales o parciales de las progresivas. En este caso, se presentó un resumen ejecutivo. Y se debe tener en cuenta que si no se tienen problemas no aparece en el informe.

Respecto a las medidas correctivas

vv) El administrado precisó que el 3 de setiembre de 2018 y 19 de setiembre de 2018, presentó los Informes Técnicos N° SONP-JMTO-187-2018 e Informe Técnico N° JOPT-600-2018, a través de los cuales acredita el cumplimiento de la medida correctiva.

ww) Asimismo, respecto al numeral i) del contenido exigido para la presentación del informe que acredite el cumplimiento de la medida correctiva, estableció que en el Informe Técnico N° JOPT-600-2018, se demostró la ejecución de los raspatubos conforme a lo siguiente:

Año 2015: 64 raspatubos de Est. 5 a Est.7, raspatubos llegaron en buen estado.

Año 2016: Restricción de bombeo por mandato 2073 de OSINERGMIN (02.02.2016), 9 raspatubos de Est. 5 a Est.7, raspatubos llegaron en buen estado.

Año 2017: Levantamiento de mandato de OSINERGMIN (02.05.2017), 8 raspatubos de Est. 5 a Est.7, raspatubos llegaron en buen estado.

xx) Finalmente, respecto al numeral ii) del contenido exigido para la presentación del informe que acredite el cumplimiento de la medida correctiva, señaló que ha presentado: i) una relación de servicios que demuestran la presencia permanente de su personal durante los años 2015, 2016, 2017 y 2018; ii) la realización de diversos servicios de mantenimiento del Oleoducto en una longitud de 176 m; iii) la restitución de la superficie de rodadura el reposo que incluye mejoramiento de drenaje

subterráneo de la carretera, carpeta asfáltica nueva; iv) diversos patrullajes de la Estaciones 5 y 7; y, v) servicios de vigilancia de ejecución del servicio del sector, el cual generalmente es el tramo II que incorpora el recorrido de la progresiva 504+086.

II. COMPETENCIA

13. Mediante la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1013, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente (**Decreto Legislativo N° 1013**)²⁷, se crea el OEFA.
14. Según lo establecido en los artículos 6° y 11° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, modificada por la Ley N° 30011²⁸ (**Ley del SINEFA**), el OEFA es un organismo público técnico especializado, con personería jurídica de derecho público interno, adscrito al Ministerio del Ambiente y encargado de la fiscalización, supervisión, control y sanción en materia ambiental.
15. Asimismo, en la Primera Disposición Complementaria Final de la Ley del SINEFA se dispone que mediante Decreto Supremo, refrendado por los sectores involucrados, se establecerán las entidades cuyas funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental serán asumidas por el OEFA²⁹.

²⁷ Decreto Legislativo N° 1013, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente, publicado en el diario oficial *El Peruano*, 14 de mayo de 2008.
Segunda Disposición Complementaria Final.- Creación de Organismos Públicos Adscritos al Ministerio del Ambiente

1. Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental

Créase el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA como organismo público técnico especializado, con personería jurídica de derecho público interno, constituyéndose en pliego presupuestal, adscrito al Ministerio del Ambiente y encargado de la fiscalización, la supervisión, el control y la sanción en materia ambiental que corresponde.

²⁸ Ley N° 29325.

Artículo 6°.- Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA)

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) es un organismo público técnico especializado, con personería jurídica de derecho público interno, que constituye un pliego presupuestal. Se encuentra adscrito al MINAM, y se encarga de la fiscalización, supervisión, evaluación, control y sanción en materia ambiental, así como de la aplicación de los incentivos, y ejerce las funciones previstas en el Decreto Legislativo N° 1013 y la presente Ley. El OEFA es el ente rector del Sistema de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

Artículo 11°.- Funciones generales

Son funciones generales del OEFA: (...)

- c) Función fiscalizadora y sancionadora: comprende la facultad de investigar la comisión de posibles infracciones administrativas sancionables y la de imponer sanciones por el incumplimiento de obligaciones y compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental, de las normas ambientales, compromisos ambientales de contratos de concesión y de los mandatos o disposiciones emitidos por el OEFA, en concordancia con lo establecido en el artículo 17. Adicionalmente, comprende la facultad de dictar medidas cautelares y correctivas.

²⁹ Ley N° 29325.

Disposiciones Complementarias Finales

Primera. Mediante Decreto Supremo refrendado por los Sectores involucrados, se establecerán las entidades cuyas funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental serán

16. Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM³⁰ se aprobó el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del Osinergmin³¹ al OEFA, y mediante Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD³² se estableció que el OEFA asumiría las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad desde el 4 de marzo de 2011.

17. Por otro lado, el artículo 10° de la Ley del SINEFA³³ y los artículos 19° y 20° del Reglamento de Organización y Funciones del OEFA, aprobado por Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM³⁴ disponen que el TFA es el órgano encargado

asumidas por el OEFA, así como el cronograma para la transferencia del respectivo acervo documentario, personal, bienes y recursos, de cada una de las entidades.

³⁰ **Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM, que aprueba el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA**, publicado en el diario oficial El Peruano el 21 de enero de 2010.

Artículo 1°.- Inicio del proceso de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA

Apruébese el inicio del proceso de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA.

³¹ **Ley N° 28964 - Ley que transfiere competencias de supervisión y fiscalización de las actividades mineras al Osinerg**, publicada en el diario oficial El Peruano el 24 de enero de 2007.

Artículo 18°.- Referencia al OSINERG

A partir de la entrada en vigencia de la presente Ley, toda mención que se haga al OSINERG en el texto de leyes o normas de rango inferior debe entenderse que está referida al OSINERGMIN.

³² **Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD, aprueban aspectos objeto de la transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad, entre OSINERGMIN y el OEFA**, publicada en el diario oficial El Peruano el 3 de marzo de 2011.

Artículo 2°.- Determinar que la fecha en la que el OEFA asumirá las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad, transferidas del OSINERGMIN, será el 4 de marzo de 2011.

³³ **Ley N° 29325.**

Artículo 10°.- Tribunal de Fiscalización Ambiental

10.1 El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) cuenta con un Tribunal de Fiscalización Ambiental (TFA) que ejerce funciones como última instancia administrativa. Lo resuelto por el TFA es de obligatorio cumplimiento y constituye precedente vinculante en materia ambiental, siempre que esta circunstancia se señale en la misma resolución, en cuyo caso debe ser publicada de acuerdo a ley.

³⁴ **Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del OEFA**, publicado en el diario oficial El Peruano el 21 de diciembre de 2017.

Artículo 19°.- Tribunal de Fiscalización Ambiental

19.1 El Tribunal de Fiscalización Ambiental es el órgano resolutorio que ejerce funciones como segunda y última instancia administrativa del OEFA, cuenta con autonomía en el ejercicio de sus funciones en la emisión de sus resoluciones y pronunciamiento; y está integrado por Salas Especializadas en los asuntos de competencia del OEFA. Las resoluciones del Tribunal son de obligatorio cumplimiento y constituyen precedente vinculante en materia ambiental, siempre que esta circunstancia se señale en la misma resolución, en cuyo caso deberán ser publicadas de acuerdo a Ley.

19.2 La conformación y funcionamiento de la Salas del Tribunal de Fiscalización Ambiental es regulada mediante Resolución del Consejo Directivo del OEFA.

Artículo 20°.- Funciones del Tribunal de Fiscalización Ambiental

El Tribunal de Fiscalización Ambiental tiene las siguientes funciones:

a) Conocer y resolver en segunda y última instancia administrativa los recursos de apelación interpuestos contra los actos administrativos impugnables emitidos por los órganos de línea del OEFA.

de ejercer funciones como segunda y última instancia administrativa del OEFA en materia de sus competencias.

III. PROTECCIÓN CONSTITUCIONAL AL AMBIENTE

18. Previamente al planteamiento de las cuestiones controvertidas, esta Sala considera importante resaltar que el ambiente es el ámbito donde se desarrolla la vida y comprende elementos naturales, vivientes e inanimados, sociales y culturales existentes en un lugar y tiempo determinados, que influyen o condicionan la vida humana y la de los demás seres vivientes (plantas, animales y microorganismos)³⁵.
19. En esa misma línea, el numeral 2.3 del artículo 2° de la LGA³⁶, prescribe que el ambiente comprende aquellos elementos físicos, químicos y biológicos de origen natural o antropogénico que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el que se desarrolla la vida, siendo los factores que aseguran la salud individual y colectiva de las personas y la conservación de los recursos naturales, la diversidad biológica y el patrimonio cultural asociado a ellos, entre otros.
20. En esa situación, cuando las sociedades pierden su armonía con el entorno y perciben su degradación, surge el ambiente como un bien jurídico protegido. En ese contexto, cada Estado define cuánta protección otorga al ambiente y a los recursos naturales, pues el resultado de proteger tales bienes incide en el nivel de calidad de vida de las personas.
21. En el sistema jurídico nacional, el primer nivel de protección al ambiente es formal y viene dado por elevar a rango constitucional las normas que tutelan bienes ambientales, lo cual ha dado origen al reconocimiento de una "Constitución Ecológica" dentro de la Constitución Política del Perú, que fija las relaciones entre el individuo, la sociedad y el ambiente³⁷.
22. El segundo nivel de protección al ambiente es material y viene dado por su consideración como: (i) principio jurídico que irradia todo el ordenamiento

- b) Proponer a la Presidencia del Consejo Directivo mejoras a la normativa ambiental, dentro del ámbito de su competencia.
- c) Emitir precedentes vinculantes que interpreten de modo expreso el sentido y alcance de las normas de competencia del OEFA, cuando corresponda.
- d) Ejercer las demás funciones que establece la normativa vigente sobre la materia.

³⁵ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el expediente N° 0048-2004-AI/TC. Fundamento jurídico 27.

³⁶ LEY N° 28611, Ley General del Ambiente, publicada en el diario oficial El Peruano el 15 de octubre de 2005. Artículo 2°.- Del ámbito (...)

2.3 Entiéndase, para los efectos de la presente Ley, que toda mención hecha al "ambiente" o a "sus componentes" comprende a los elementos físicos, químicos y biológicos de origen natural o antropogénico que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el que se desarrolla la vida, siendo los factores que aseguran la salud individual y colectiva de las personas y la conservación de los recursos naturales, la diversidad biológica y el patrimonio cultural asociado a ellos, entre otros.

³⁷ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el expediente N° 03610-2008-PA/TC. Fundamento jurídico 33.

jurídico; (ii) derecho fundamental³⁸, cuyo contenido esencial lo integra el derecho a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado para el desarrollo de la vida, y el derecho que dicho ambiente se preserve³⁹; y, (iii) conjunto de obligaciones impuestas a autoridades y particulares en su calidad de contribuyentes sociales⁴⁰.

23. Cabe destacar que, en su dimensión como conjunto de obligaciones, la preservación de un ambiente sano y equilibrado impone a los particulares la obligación de adoptar medidas tendientes a prevenir, evitar o reparar los daños que sus actividades productivas causen o puedan causar al ambiente. Tales medidas se encuentran contempladas en el marco jurídico que regula la protección del ambiente y en los respectivos instrumentos de gestión ambiental.
24. Sobre la base de este sustento constitucional, el Estado hace efectiva la protección al ambiente, frente al incumplimiento de la normativa ambiental, a través del ejercicio de la potestad sancionadora en el marco de un debido procedimiento administrativo, así como mediante la aplicación de tres grandes grupos de medidas: (i) medidas de reparación frente a daños ya producidos; (ii) medidas de prevención frente a riesgos conocidos antes que se produzcan; y, (iii) medidas de precaución frente a amenazas de daños desconocidos e inciertos⁴¹.
25. Bajo dicho marco normativo que tutela el ambiente adecuado y su preservación, este Tribunal interpretará las disposiciones generales y específicas en materia ambiental, así como las obligaciones de los particulares vinculadas a la tramitación del procedimiento administrativo sancionador.

IV. ADMISIBILIDAD

26. El recurso de apelación ha sido interpuesto dentro de los 15 días hábiles de notificado el acto impugnado y cumple con los requisitos previstos en los

³⁸ Constitución Política del Perú de 1993.

Artículo 2º.- Toda persona tiene derecho: (...)

22. A la paz, a la tranquilidad, al disfrute del tiempo libre y al descanso, así como a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de su vida.

³⁹ Al respecto, el Tribunal Constitucional, en la sentencia recaída en el expediente N° 03343-2007-PA/TC, fundamento jurídico 4, ha señalado lo siguiente:

En su primera manifestación, comporta la facultad de las personas de disfrutar de un medio ambiente en el que sus elementos se desarrollan e interrelacionan de manera natural y sustantiva. La intervención del ser humano no debe suponer, en consecuencia, una alteración sustantiva de la indicada interrelación. (...) Sobre el segundo acápite (...) entraña obligaciones ineludibles para los poderes públicos de mantener los bienes ambientales en las condiciones adecuadas para su disfrute. Evidentemente, tal obligación alcanza también a los particulares.

⁴⁰ Sobre la triple dimensión de la protección al ambiente se puede revisar la Sentencia T-760/07 de la Corte Constitucional de Colombia, así como la sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el expediente N° 03610-2008-PA/TC.

⁴¹ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el expediente N° 03048-2007-PA/TC. Fundamento jurídico 9.

artículos 218° y 221° del TUO de la LPAG⁴², por lo que es admitido a trámite.

V. CUESTIONES CONTROVERTIDAS

27. Las cuestiones controvertidas a resolver en el presente caso versan en torno a:

- (i) Determinar si en el presente procedimiento se transgredieron las normas del encausamiento previstas en el TUO de la LPAG.
- (ii) Determinar si el OEFA es competente para declarar, en el presente caso, la responsabilidad administrativa de Petroperú.
- (iii) Determinar si correspondía declarar la responsabilidad administrativa de Petroperú por incumplir el compromiso establecido en su PAMA del ONP, toda vez que no realizó las acciones de mantenimiento en el Kilómetro 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el kilómetro 21+150 de la carretera Bagua-Imaza generando impactos negativos en los suelos.
- (iv) Determinar si correspondía el dictado de una medida correctiva con relación a la conducta infractora descrita en el Cuadro N° 1 de la presente resolución.

VI. ANÁLISIS DE LAS CUESTIONES CONTROVERTIDAS

VI.1 Determinar si en el presente procedimiento se transgredieron las normas del encausamiento previstas en el TUO de la LPAG

28. En el recurso interpuesto, Petroperú señaló que la DFAI –al emitir la Resolución Directoral II– transgredió la normativa administrativa sobre el encausamiento de oficio prevista en los artículos 86° y 223° del TUO de la LPAG⁴³, pues si consideraba que los nuevos medios probatorios aportados no resultaban ser suficientes para acreditar su ausencia de responsabilidad administrativa o si no

⁴² Texto Único Ordenado aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, publicado en el Diario Oficial *El Peruano* el 25 de enero de 2019.

Artículo 218.- Recursos administrativos

218.1 Los recursos administrativos son:

- a) Recurso de reconsideración
- b) Recurso de apelación (...)

218.2 El término para la interposición de los recursos es de quince (15) días perentorios, y deberán resolverse en el plazo de treinta (30) días.

Artículo 221.- Requisitos del recurso

El escrito del recurso deberá señalar el acto del que se recurre y cumplirá los demás requisitos previstos en el artículo 124.

⁴³ Cabe precisar que si bien los artículos aludidos por el administrado en su recurso de apelación corresponden al Texto Único Ordenado (TUO) de la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado mediante Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; como consecuencia de la modificación que sufrió la referida norma con la entrada en vigor del Decreto Legislativo N° 1452, el 25 de enero de 2019 se efectuó una nueva sistematización, la misma que fue aprobada mediante Decreto Supremo N° 004-2019-JUS. En ese sentido, esta Sala se referirá a los artículos correspondientes, señalados en dicho cuerpo normativo.

tenía certeza de que en efecto se buscaba una reevaluación de los mismos, debió encauzar o recalificar su recurso de reconsideración.

29. Sobre el particular, este Colegiado considera necesario efectuar ciertas precisiones a la figura del encausamiento alegada por Petroperú, sobre la base de lo recogido por el propio legislador y su posterior desarrollo por la doctrina.
30. En efecto, debe indicarse que ante la existencia de un error en la calificación del recurso por parte de los administrados, el ordenamiento jurídico nacional habilita a las autoridades administrativas a encauzar de oficio el escrito y tramitarlo, en ese sentido, en función al contenido del mismo; siempre que, de su lectura, se advierta que la intención de aquel con su presentación, fue formular una impugnación del acto administrativo emitido.
31. Prerrogativa que, incluso, se erige como un deber de las autoridades tramitadoras de los procedimientos, cuando en el numeral 3 del artículo 86° del TUO de la LPAG, se establece lo siguiente:

Artículo 86.- Deberes de las autoridades en los procedimientos

Son deberes de las autoridades respecto del procedimiento administrativo y de sus partícipes, los siguientes: (...)

3. Encauzar de oficio el procedimiento, cuando advierta cualquier error u omisión de los administrados. (...)

32. En esa misma línea, en el artículo 223° del referido texto normativo, se dispone que:

Artículo 223.- Error en la calificación

El error en la calificación del recurso por parte del recurrente no será obstáculo para su tramitación siempre que del escrito se deduzca su verdadero carácter.

33. Figura jurídica, que ha sido analizada incluso por la Dirección General de Desarrollo y Ordenamiento Jurídico del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, siendo que, en la *Guía práctica sobre la revisión de los actos administrativos en el ordenamiento jurídico peruano*⁴⁴ de agosto de 2014, delimitó que, en la calificación de los escritos, se debe tener en cuenta lo siguiente:

Tal como puede apreciarse de la LPAG y de la jurisprudencia administrativa, la autoridad administrativa tiene atribución para corregir los defectos en los que incurrió el administrado y encausarlos correctamente. Para ello, deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- Que del escrito se pueda deducir la voluntad de recurrir el acto administrativo. La idea es que la autoridad procure tomar en cuenta lo que el administrado deseaba obtener al momento de presentar el escrito, a

⁴⁴ MINJUS. Dirección General de Desarrollo y Ordenamiento Jurídico. *Guía práctica sobre la revisión de los actos administrativos en el ordenamiento jurídico peruano*. Primera edición agosto 2014. Recuperado de: <https://www.minjus.gob.pe/wp-content/uploads/2014/08/Guia-de-actos-administrativos.pdf>
Consulta: 10 de junio de 2019.

efectos de darle el trámite que corresponda a su pedido.

- Que deba existir ambigüedad u oscuridad en la redacción del escrito, lo cual propicie diversas interpretaciones sobre su sentido. Estas posibles interpretaciones del escrito deben ser analizadas al momento de calificar su contenido y justificar por qué se opta por una u otra interpretación; y,
- Que, ante la duda sobre el sentido del escrito, se debe calificar el escrito de la forma más beneficiosa para el administrado.

34. De lo expuesto se colige, entonces, que la autoridad administrativa para calificar el recurso interpuesto deberá tener en cuenta: i) la existencia de ambigüedad en la redacción del escrito que permitan deducir interpretaciones distintas sobre su sentido; ii) la finalidad perseguida por el administrado con su formulación; y, iii) proceder con la calificación más beneficiosa para el administrado.
35. Establecido el marco normativo, este Tribunal procederá a analizar los actuados en el presente expediente a efectos de verificar si la Autoridad Decisora cumplió con la observancia de los artículos 86° y 223° del TUO de la LPAG.
36. Así pues, en el caso particular, se tiene que el 12 de diciembre de 2017, Petroperú presentó el escrito con Registro N° E01-089170, bajo el siguiente tenor:

LO TARJADO NO VALE

15 DIC. 2017

12 DIC 2017

Reg. N° E01-089170 03:34 pm

Exp. N° 1393-2016-OEFA/DPSAI/SDI
Ref. Resolución 1355-2017-OEFA/DPSAI
Sumilla: RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

SEÑOR DIRECTOR DE LA DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN, SANCIONES Y APLICACIÓN DE INCENTIVOS DE LA OEFA:

PETROPERÚ S.A.

PETROLEOS DEL PERÚ - PETROPERU S.A., con RUC N° 20100128218, señalando domicilio legal en Calle Huánuco N° 218, Piura, debidamente representado por su Abogado - Apoderado Jorge Luis Soyer López, identificado con DNI N° 02881326 y con Registro ICAP N° 164, según poder de representación que en copia legalizada se adjunta, derivado del Informe de Supervisión N° 697-2017-OEFA/DPSAI/SDI; a Ud. dice:

Que, habiendo sido notificados el 28.11.2017 con Resolución Directoral N° 1355-2017-OEFA/DPSAI/SDI que resuelve iniciar un Procedimiento Administrativo Sancionador contra Petróleos del Perú S.A., por la siguiente supuesta infracción:

(i) *Petroperú habría incumplido el compromiso establecido en el PAMA del Oleoducto Norperuano, en tanto que no realizó las acciones de mantenimiento en el kilómetro 504+086 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, que crza con el kilómetro 21+150 de la carretera Bagua - Imaza (coordenadas UTM WGS84: 770819E; 938352N), generando impactos negativos en los suelos.*

Que, en amparo a lo dispuesto el inc. 24.1 del artículo 24 del TUO del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA aprobado mediante Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/PCD, en concordancia con el artículo 118°, 216° y 217° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General - aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS (en adelante "TUO de la LPAG"); interponemos dentro del plazo **RECURSO DE RECONSIDERACIÓN** contra la Resolución Directoral N° 1355-2017-OEFA-DPSAI (en adelante la Resolución impugnada), que resuelve declarar la existencia de **responsabilidad administrativa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.** por los cuales corresponde **DECLARAR ARCHIVADO EL PRESENTE PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO SANCIONADOR.**

Fuente: Recurso de Reconsideración

37. Documento donde, de igual manera, se precisó que, en calidad de nueva prueba se anexaba la siguiente documentación:

ANEXOS

1. **Anexo 1** - Orden de Trabajo de Tercero N° 96110-OA/Informe de recepción y Conformidad
2. **Anexo 2** - Orden de Trabajo de Tercero N° 4600000032/Informe de recepción y Conformidad Informe de recepción y Conformidad N° MAN4-ML-488-2014.
3. **Anexo 3** - Orden de Trabajo de Tercero N° 114650-ZF/Informe de recepción y Conformidad Informe de recepción y Conformidad N° MAN4-ML-108-2014; Informe Técnico del Servicio de Monitoreo del Sistema de Protección Catódica del Tramo II
4. **Anexo 4** - Orden de Trabajo de Tercero N° 410001812/Informe de recepción y Conformidad Informe de recepción y Conformidad N° MAN4-ML-417-2015.
5. **Anexo 5**- reporte final del levantamiento de potenciales
6. **Anexo 6** - Orden de Trabajo de Tercero N° 114189-OA/Informe de recepción y Conformidad Informe de recepción y Conformidad N° MNOL-UMLI-636-2013; Informe Inspección y verificación física Derecho de vía Tramo II ONP.

Fuente: Extracto del recurso de reconsideración

7. **Anexo 7** - Orden de Trabajo de Tercero N° 113321-OA/Informe de recepción y Conformidad Informe del Servicio de mantenimiento Correctivo Derecho de Vía Tramo II ONP.
8. **Anexo 8** - Informe de falla de la Progresiva km. 504+086 del ONP
9. **Anexo 9** - Mapa de Ubicación del punto de falla.

Por lo expuesto, Por lo tanto, solicitamos su despacho que, en base a los argumentos expuestos anteriormente y la nueva prueba ofrecida, proceda a declarar **FUNDADO** nuestro recurso de reconsideración y el consiguiente archivo del presente PAS, al haberse demostrado el cumplimiento de nuestros compromisos ambientales.

PRIMER OTROSÍ DIGO: nos reservamos el derecho de ampliar el presente escrito adjuntando nuevos medios probatorios.

Piura, 11 de diciembre de 2017

JORGE LUIS SOYER LC
ABOGADO
Reg. CAP N° 164
P.TROPEN

Fuente: Extracto del Recurso de Reconsideración

38. Estando a ello y tras el pertinente examen del escrito en su totalidad, no se advierte ambigüedad alguna que permita deducir por parte de la primera

instancia, la obligación de proceder con la calificación distinta a la efectuada del escrito presentado como un recurso de apelación, pues:

- a) No existe contradicción entre lo solicitado por el recurrente y el contenido mismo de su escrito, pues el propio administrado consignó: i) como sumilla de su escrito, la de *Recurso de Reconsideración*; así como, ii) que el acto impugnado mediante el mismo fue claramente especificado, siendo este la Resolución Directoral I.
- b) De su contenido, se evidencia que la intención perseguida por Petroperú fue la obtención de un nuevo pronunciamiento por parte de la propia DFAI sobre la base de la nueva documentación aportada (en calidad de nuevo medio probatorio); ello, a efectos de eximirse de responsabilidad administrativa por la comisión de la conducta infractora imputada.
- c) La Autoridad Decisora, en el marco de sus prerrogativas, procedió con el análisis integral del escrito, siendo que, de su evaluación, concluyó que el administrado cumplió con los requisitos de admisibilidad previstos para el recurso de reconsideración establecidos en el numeral 219⁴⁵ del TUO de la LPAG (tales como los de temporalidad, autoridad competente y sustentación en nueva prueba⁴⁶); por lo que su actuar, fue debidamente sustentado.

⁴⁵ TUO de la LPAG

Artículo 219.- Recurso de reconsideración

El recurso de reconsideración se interpondrá ante el mismo órgano que dictó el primer acto que es materia de la impugnación y deberá sustentarse en nueva prueba. En los casos de actos administrativos emitidos por órganos que constituyen única instancia no se requiere nueva prueba. Este recurso es opcional y su no interposición no impide el ejercicio del recurso de apelación.

⁴⁶ Respecto a la nueva prueba, la primera instancia hizo la siguiente evaluación para determinar si la información presentada por Petroperú constituía nueva prueba, tal como se muestra a continuación:

N°	Documentos	Análisis de la DFAI
1	Orden de Trabajo de Tercero N° 961010-OA / Informe de recepción y conformidad N° MNOL-UMLI-0362-2011 (Anexo 1)	Se advierte que dichos documentos no han sido analizados dentro del procedimiento administrativo sancionador, motivo por el cual, constituyen nueva prueba.
2	Orden de Trabajo de Tercero N° 4600000032 / Informe de recepción y conformidad N° MAN4-ML-488-2014 (Anexo 2)	Se advierte que dichos documentos no han sido analizados dentro del procedimiento administrativo sancionador, motivo por el cual, constituyen nueva prueba.
3	Orden de Trabajo de Tercero N° 114050-ZF / Informe de recepción y conformidad N° MAN4-ML-108-2014, y el Informe Técnico del Servicio de Protección Católica del Tramo II CIPS DCVG (Anexo 3)	Se advierte que dichos documentos no han sido analizados dentro del procedimiento administrativo sancionador, motivo por el cual, constituyen nueva prueba.
4	Orden de Trabajo de Tercero N° 410001812 / Informe de recepción y conformidad N° MAN4-ML-417-2015 y el reporte final del levantamiento de potenciales del tramo de ducto 36" PSS-P57 (Anexo 4)	Se advierte que dichos documentos no han sido analizados dentro del procedimiento administrativo sancionador, motivo por el cual, constituyen nueva prueba.
5	Informe "Servicio de Inspección con CIPS DCVG en el tramo II del ONP - Facilidades Logísticas, cuadro de medición de potenciales antes de la reconexión y el reporte final del levantamiento de potenciales del tramo II del ducto 36" PSS-P57 (Anexo 5)	Se advierte que dichos documentos no han sido analizados dentro del procedimiento administrativo sancionador, motivo por el cual, constituyen nueva prueba.
6	Orden de Trabajo de Tercero N° 114189-OA / Informe de recepción y conformidad N° MNOL4-UMLI-638-2013 y el Informe de inspección y verificación física del derecho de vía del tramo II del ONP (Anexo 6)	Se advierte que dichos documentos no han sido analizados dentro del procedimiento administrativo sancionador, motivo por el cual, constituyen nueva prueba.
7	Orden de Trabajo de Tercero N° 113321-OA / Informe de recepción y conformidad y el Informe del servicio de mantenimiento correctivo del derecho de vía Tramo II del ONP (Anexo 7)	Se advierte que dichos documentos no han sido analizados dentro del procedimiento administrativo sancionador, motivo por el cual, constituyen nueva prueba.
8	Informe de falta de la progresiva km. 604+086 del ONP (Anexo 8)	Se advierte que dicho documento no ha sido analizado dentro del procedimiento administrativo sancionador, motivo por el cual, constituye nueva prueba.

d) Se procedió conforme a derecho, más aun si con la admisión a trámite del recurso de reconsideración, se dejó abierta la posibilidad del administrado para la interposición del recurso de apelación como siguiente paso, de obtener un resultado adverso al pretendido; tal como se dio en el presente caso.

39. Cabe señalar, por consiguiente, que la DFAI —basada en la valoración que hizo de la nueva prueba presentada por el administrado— determinó que esta no constituía medio probatorio suficiente que acredite que el administrado hubiera realizado las acciones de mantenimiento indicadas en su instrumento de gestión ambiental ni mucho menos que permitieran desvirtuar la conducta infractora imputada.

40. De modo que, el hecho que para la primera instancia los medios probatorios presentados por Petroperú en su recurso de reconsideración no constituyeran medios probatorios suficientes, no obliga a la mencionada autoridad que encauce de oficio el recurso de reconsideración ni que lo califique como de apelación; más aún si, la mencionada instancia, determinó el cumplimiento de los requisitos exigidos en los artículos 219° y 221° del TUO de la LPAG para ser considerado como un recurso de reconsideración.

41. Por consiguiente, siendo que, a juicio de este Colegiado, la actuación de la DFAI se ajusta a sus prerrogativas conferidas y lo alegado por el administrado carece de asidero legal, lo consignado en este extremo de su recurso de apelación, debe ser desestimado.

9	Mapa de ubicación del punto de falla (Anexo 8)	Se advierte que dicho documento no ha sido analizado dentro del procedimiento administrativo sancionador, motivo por el cual, constituye nueva prueba.
10	Informe técnico para explicar las inspecciones ILI en la progresiva 504+086 del tramo II del ONP (Anexo A)	De la revisión de los actuados se advierte que el administrado mediante el escrito con Registro N° 93325 del 26 de diciembre del 2017°, presentó copia del Informe técnico para explicar las inspecciones ILI en la progresiva 504+086 del tramo II del ONP. Sobre el particular, se advierte que dicho documento no ha sido analizado dentro del presente procedimiento administrativo sancionador, motivo por el cual constituye nueva prueba.

Asimismo, la referida autoridad indicó que en tanto los documentos presentados por Petroperú no fueron analizados dentro del procedimiento administrativo sancionador, los mismos constituían nueva prueba. En ese sentido, la primera instancia admitió a trámite el recurso presentado por el administrado y procedió a evaluarlos y a realizar un nuevo análisis sobre ellos a fin de determinar si desvirtuaban o no el hecho imputado.

VI.2 Determinar si el OEFA es competente para declarar, en el presente caso, la responsabilidad administrativa de Petroperú

42. El Administrado indicó que el Osinergmin –conforme a lo establecido en el artículo 70° del⁴⁷ RTHD– tiene competencia para fiscalizar el mantenimiento y las condiciones de infraestructura de transporte de hidrocarburos; por lo que es, esta autoridad, la facultada para verificar el mantenimiento de infraestructura, mientras que al OEFA le corresponde velar por la protección del bien jurídico ambiente.
43. Para ello, refirió que: i) el principio de legalidad precisa que la autoridad debe regirse por las facultades que le fueron atribuidas y de acuerdo a sus fines y que garantice que los pronunciamientos se basen en reglas previamente establecidas; y, ii) que el principio de responsabilidad castiga a las autoridades que ejerzan de forma negligente sus funciones. Eso hace que exista una mejor distribución de las funciones y evita que hayan pronunciamientos disímiles entre las autoridades del estado sobre un mismo hecho.
44. Sobre el particular, debe indicarse que el ordenamiento jurídico nacional — concretamente en el numeral 1 del artículo 3° del TUO de la LPAG— establece, entre otros, a la competencia como un requisito de validez de los actos administrativos; siendo que, a partir de esta, se pretende garantizar su emisión por el órgano facultado para tal fin, en razón de la materia, territorio, grado, tiempo o cuantía, a través de la autoridad regularmente nominada al momento del dictado y en caso de órganos colegiados, cumpliendo los requisitos de sesión, quórum y deliberación⁴⁸.
45. Partiendo de ello y en el caso concreto de la competencia en razón a la materia, la doctrina administrativa refiere que un órgano es competente en razón de aquella, cuando el acto administrativo que emite está referido a las actividades que deba desempeñar y que estén relacionadas con el objeto del mismo⁴⁹.

⁴⁷ Decreto Supremo N° 081-2007-EM

Artículo 70°.- Facultad de fiscalización del OSINERGMIN

Es materia de fiscalización por el OSINERGMIN:

- a) El cumplimiento de las disposiciones señaladas en la Ley, el presente Reglamento y los Contratos de Concesión.
- b) El cumplimiento de las normas de seguridad sobre diseño, construcción, operación, mantenimiento y Abandono del Ducto.
- c) Los demás aspectos que se relacionen con la operación del Ducto y la prestación del Servicio de Transporte.
- d) El cumplimiento de las normas del medio ambiente.
- e) El Sistema de Integridad de Ductos y el cronograma de su ejecución.

⁴⁸ TUO de la LPAG

Artículo 3°.- Requisitos de validez de los actos administrativos

Son requisitos de validez de los actos administrativos:

1. Competencia. - Ser emitido por el órgano facultado en razón de la materia, territorio, grado, tiempo o cuantía, a través de la autoridad regularmente nominada al momento del dictado y en caso de órganos colegiados, cumpliendo los requisitos de sesión, quórum y deliberación indispensables para su emisión.

⁴⁹ GORDILLO, Agustín. *Tratado de Derecho Administrativo y Obras Selectas*. Tomo 3. El Acto Administrativo. 1ª edición. Fundación de Derecho Administrativo, Buenos Aires: 2013, p. EAA-IV-5.

46. Estando a lo expuesto, en aras de determinar si la DFAI (como autoridad decisora al interior del OEFA⁵⁰) es competente para determinar la existencia de responsabilidad administrativa por el incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 8° del RPAAH, en concordancia con el artículo 24° de la LGA, el artículo 29° del RLSNEIA y el artículo 15° de la LSNEIA, esta Sala considera necesario dilucidar cuál es la competencia del OEFA en razón de la materia, y si las actividades que regula el referido reglamento –en particular, la contenida en el artículo 8°– forman parte de la misma.
47. Para tal fin, debe mencionarse –tal como fuese indicado en el acápite II de la presente resolución– que, a partir del 4 de marzo de 2011, el OEFA asumió las funciones de **seguimiento, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental respecto de las actividades de hidrocarburos en general**, rubro al cual pertenece la actividad desarrollada por Petroperú.
48. En función a ello, resulta claro que el OEFA, como órgano público técnico especializado, tiene como función principal la de resguardar el equilibrio entre la inversión en actividades económicas desarrolladas por los administrados —en el caso concreto, en el subsector hidrocarburos– y la protección ambiental, en aras de contribuir al desarrollo sostenible del país. Para lo cual, ha de asegurar el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidas en la legislación ambiental vigente, así como los compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental, de conformidad con lo señalado en el artículo 11° de la Ley del SINEFA.
49. Teniendo en cuenta las prerrogativas legamente conferidas, este organismo —a través del área competente— tiene la facultad de investigar la comisión de posibles infracciones administrativas, determinar la responsabilidad e imponer sanciones por el incumplimiento, entre otros, de obligaciones a cargo de los administrados establecidas en sus instrumentos de gestión ambiental previstos en la normativa ambiental vigente, a través de la tramitación de los procedimientos administrativos sancionadores correspondientes⁵¹.
50. De manera adicional, en el artículo 87° de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), se dispone que las personas naturales o jurídicas que

⁵⁰ Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OEFA/CD.

Artículo 6°.- De las autoridades involucradas en el procedimiento administrativo sancionador
Las autoridades involucradas en el procedimiento administrativo sancionador son las siguientes:(...)

c) Autoridad Decisora: Es el órgano competente para imponer sanciones y medidas correctivas, así como para resolver el recurso de reconsideración interpuesto contra sus resoluciones.

⁵¹ Ley N° 29325.

Artículo 17°.- Infracciones administrativas y potestad sancionadora

Constituyen infracciones administrativas bajo el ámbito de competencias del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) las siguientes conductas: (...)

b) El incumplimiento de las obligaciones a cargo de los administrados establecidas en los instrumentos de gestión ambiental señalados en la normativa ambiental vigente. (...)

e) Otras que correspondan al ámbito de su competencia. (...)

desarrollen actividades de hidrocarburos deberán cumplir con las disposiciones sobre el medio ambiente. De manera adicional, señala que el Ministerio de Energía y Minas dictaría el Reglamento de Medio Ambiente para las Actividades de Hidrocarburos⁵².

51. En ese contexto, fue emitido el Decreto Supremo N° 046-93-EM, que aprobó el Reglamento de Medio Ambiente para las Actividades de Hidrocarburos, el cual estuvo vigente hasta la emisión del Decreto Supremo N° 015-2006-EM⁵³, que aprobó el nuevo Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, al cual sucedió el RPAAH materia del presente procedimiento administrativo. El objeto de estos últimos reglamentos, de acuerdo con lo dispuesto en sus artículos 1°, es establecer **las normas y disposiciones para regular la gestión ambiental en las actividades de exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, almacenamiento y distribución de hidrocarburos con el fin de prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar y remediar los impactos ambientales negativos derivados de tales actividades**, para procurar el desarrollo sostenible de conformidad con el ordenamiento normativo ambiental⁵⁴.

⁵² Ley N° 26221.

Artículo 87°.- Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen Actividades de Hidrocarburos deberán cumplir con las disposiciones sobre el Medio Ambiente. En caso de incumplimiento de las citadas disposiciones el OSINERG impondrá las sanciones pertinentes, pudiendo el Ministerio de Energía y Minas llegar hasta la terminación del Contrato respectivo, previo informe del OSINERG.

El Ministerio de Energía y Minas dictará el Reglamento de Medio Ambiente para las Actividades de Hidrocarburos.

⁵³ Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

Artículo 2°.- Deróguese el Decreto Supremo N° 046-93-EM, así como, el D.S. N° 09-95-EM que modificaba el anterior, junto con las disposiciones que se opongan a lo dispuesto en el presente Decreto Supremo.

⁵⁴ Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

Artículo 1°.- El presente Reglamento tiene por objeto establecer las normas y disposiciones para regular en el territorio nacional la Gestión Ambiental de las actividades de exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, almacenamiento, y distribución de Hidrocarburos, durante su ciclo de vida, con el fin primordial de prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar y remediar los Impactos Ambientales negativos derivados de tales actividades, para propender al desarrollo sostenible y de conformidad con el ordenamiento normativo ambiental establecido en la Constitución Política, la Ley N° 28611 - Ley General del Ambiente, la Ley N° 28245 - Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, la Ley N° 27446 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM, de fecha 14 de octubre de 2005 y las demás disposiciones legales pertinentes; así como sus modificatorias o sustitutorias.

Decreto Supremo N° 039-2014-EM

Artículo 1.- Objeto

El presente Reglamento tiene por objeto normar la protección y gestión ambiental de las Actividades de Hidrocarburos, con el fin primordial de prevenir, minimizar, rehabilitar, remediar y compensar los impactos ambientales negativos derivados de tales actividades, para propender al desarrollo sostenible, de conformidad con el ordenamiento normativo ambiental establecido en la Constitución Política, la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente; la Ley N° 28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental; la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental modificada por el Decreto Legislativo N° 1078 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM; Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM y las demás disposiciones legales pertinentes; así como sus modificatorias o sustitutorias.

52. En razón de lo expuesto, y en virtud del principio de legalidad⁵⁵, esta Sala considera que el RPAAH, al contemplar como bien jurídico protegido al ambiente⁵⁶, forma parte del marco normativo ambiental al cual se encuentran sujetos los titulares de las actividades de hidrocarburos; razón por la cual la fiscalización correspondiente es competencia del OEFA. En consecuencia, el cumplimiento del mandato contenido en el artículo 8° del referido reglamento – relacionado con la falta de ejecución de las acciones de mantenimiento en el kilómetro 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el kilómetro 21+150 de la carretera Bagua-Imaza, conforme a su PAMA a efectos de evitar los impactos ambientales negativos– debe ser fiscalizado por este organismo.
53. Por consiguiente, si bien el administrado acotó que, conforme a lo establecido en el artículo 70° del RTHD, el Osinergmin tiene la facultad de fiscalizar el mantenimiento y las condiciones de infraestructura de transporte de hidrocarburos, se ha de tener que en cuenta que el presente procedimiento administrativo sancionador, no versa respecto de las infraestructuras *per se*; sino que el mismo, está ligado a la existencia de un incumplimiento a los compromisos asumidos por Petroperú en su PAMA –el cual recoge las acciones de mantenimiento que debe realizar el administrado en el Tramo II del ONP– que tiene como consecuencia la generación de impactos negativos en el suelo.
54. Máxime si, en el artículo 2°⁵⁷ del Decreto Supremo N° 088-2013-PCM que aprueba el *Listado de Funciones Técnicas bajo competencia del Osinergmin*, se delimita las disposiciones que son de competencia de dicha institución, precisando que estas se refieren a aspectos de seguridad de la infraestructura, de las instalaciones y de las operaciones en las actividades del sector energía y

⁵⁵ TUO de la LPAG
Título Preliminar

Artículo IV.- Principios del procedimiento administrativo

1. El procedimiento administrativo se sustenta fundamentalmente en los siguientes principios, sin perjuicio de la vigencia de otros principios generales del Derecho Administrativo:

- 1.1. Principio de legalidad.- Las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución, la ley y al derecho, dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que les fueron conferidas.

⁵⁶ Al respecto y reiterando lo señalado en el acápite III de la presente resolución, debe indicarse que la Constitución Política del Perú, establece en su artículo 2°⁵⁶, que toda persona tiene derecho a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de su vida, estableciéndolo como un derecho fundamental, e imponiendo que este derecho sea respetado por los particulares y garantizado por el Estado.

⁵⁷ Decreto Supremo N° 088-2013-PCM

Artículo 2°.- Disposiciones legales y técnicas materia de competencia del OSINERGMIN.-

Las disposiciones legales y técnicas en las actividades de los sectores de energía y minería materia de competencia de OSINERGMIN están referidas a los aspectos de seguridad de la infraestructura, las instalaciones y la gestión de seguridad de sus operaciones; y, cuando corresponda, a la calidad. Tales disposiciones incluyen los aspectos indicados en los Anexos aprobados en el artículo 1° del presente Decreto Supremo.

No se encuentran bajo el ámbito de competencia del OSINERGMIN la supervisión y fiscalización de las disposiciones legales y técnicas referidas a la seguridad y salud en el trabajo, en los sectores de energía y minería, que corresponden al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo; así como tampoco la supervisión y fiscalización de las disposiciones legales y técnicas ambientales, que corresponden al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

minería; más no aquellas referidas a la supervisión y fiscalización de las disposiciones legales y técnicas ambientales, que corresponden al OEFA.

55. Partiendo de ello, queda claro para esta Sala que el OEFA –a través de la DFAI– es el organismo competente para determinar la responsabilidad administrativa por el incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 8° del RPAAH, en concordancia con el artículo 24° de la LGA, el artículo 29° del RLSNEIA y el artículo 15° de la LSNEIA, tal como ocurrió en el presente caso, motivo por el cual las Resoluciones Directorales I y II fueron emitidas cumpliendo con el requisito de competencia recogido en el numeral 1 del artículo 3° del TUO de la LPAG.

56. En ese sentido, lo alegado por el recurrente no resulta pertinente para el presente caso, por lo que corresponde desestimar sus argumentos respecto a la competencia del OEFA.

VI.3 Determinar si correspondía declarar la responsabilidad administrativa de Petroperú por incumplir el compromiso establecido en su PAMA del ONP, toda vez que no realizó las acciones de mantenimiento en el Kilómetro 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el Kilómetro 21+150 de la carretera Bagua-Imaza generando impactos negativos en los suelos

57. En aras de contextualizar el análisis de la presente cuestión controvertida, se ha de tener presente que en los artículos 16°, 17° y 18° de la LGA, se prevé que los estudios ambientales en su calidad de instrumentos de gestión ambiental incorporan aquellos programas y compromisos que, con carácter obligatorio, tienen como propósito evitar o reducir a niveles tolerables el impacto al medio ambiente generado por las actividades productivas⁵⁸.

⁵⁸ Ley N° 28611

Artículo 16°. - De los instrumentos

16.1 Los instrumentos de gestión ambiental son mecanismos orientados a la ejecución de la política ambiental, sobre la base de los principios establecidos en la presente Ley, y en lo señalado en sus normas complementarias y reglamentarias.

16.2 Constituyen medios operativos que son diseñados, normados y aplicados con carácter funcional o complementario, para efectivizar el cumplimiento de la Política Nacional Ambiental y las normas ambientales que rigen en el país.

Artículo 17°. - De los tipos de instrumentos

17.1 Los instrumentos de gestión ambiental podrán ser de planificación, promoción, prevención, control, corrección, información, financiamiento, participación, fiscalización, entre otros, rigiéndose por sus normas legales respectivas y los principios contenidos en la presente Ley.

17.2 Se entiende que constituyen instrumentos de gestión ambiental, los sistemas de gestión ambiental, nacional, sectoriales, regionales o locales; el ordenamiento territorial ambiental; la evaluación del impacto ambiental; los Planes de Cierre; los Planes de Contingencias; los estándares nacionales de calidad ambiental; la certificación ambiental, las garantías ambientales; los sistemas de información ambiental; los instrumentos económicos, la contabilidad ambiental, estrategias, planes y programas de prevención, adecuación, control y remediación; (...)

17.3 El Estado debe asegurar la coherencia y la complementariedad en el diseño y aplicación de los instrumentos de gestión ambiental.

Artículo 18°. - Del cumplimiento de los instrumentos.

En el diseño y aplicación de los instrumentos de gestión ambiental se incorporan los mecanismos para asegurar su cumplimiento incluyendo, entre otros, los plazos y el cronograma de inversiones ambientales, así como los demás programas y compromisos.

58. Asimismo, en la LSEIA se exige que toda actividad económica que pueda resultar riesgosa para el ambiente obtenga una certificación ambiental antes de su ejecución⁵⁹. Cabe mencionar que, durante el proceso de la certificación ambiental, la autoridad competente realiza una labor de gestión de riesgos, estableciendo una serie de medidas, compromisos y obligaciones que son incluidos en los instrumentos de gestión ambiental que tienen por finalidad reducir, mitigar o eliminar los efectos nocivos generados por la actividad económica.
59. Por su parte, de acuerdo con el artículo 6° de la referida ley, dentro del procedimiento para la certificación ambiental, se debe seguir una serie de etapas, entre las cuales se encuentra la evaluación del instrumento de gestión ambiental presentado por el titular de la actividad, acción que se encuentra a cargo de la autoridad competente⁶⁰.
60. Una vez obtenida la certificación ambiental, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 55° del RLSEIA, será responsabilidad del titular de la actividad cumplir con todas las obligaciones en ella contenidas, a fin de prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar, compensar y manejar los impactos ambientales señalados en el estudio de impacto ambiental⁶¹.
61. En ese sentido, en el artículo 8° del RPAAH se impone a los titulares de las actividades de hidrocarburos la obligación de iniciar, ampliar o modificar sus

⁵⁹ Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, publicado el 23 de abril de 2001.

Artículo 3°.- Obligatoriedad de la certificación ambiental

No podrá iniciarse la ejecución de proyectos ni actividades de servicios y comercio referidos en el artículo 2 y ninguna autoridad nacional, sectorial, regional o local podrá aprobarlas, autorizarlas, permitirías, concederlas o habilitarlas si no cuentan previamente con la certificación ambiental contenida en la Resolución expedida por la respectiva autoridad competente.

⁶⁰ Ley N° 27446

Artículo 6°.- Procedimiento para la certificación ambiental

El procedimiento para la certificación ambiental constará de las etapas siguientes:

1. Presentación de la solicitud;
2. Clasificación de la acción;
3. Evaluación del instrumento de gestión ambiental;
4. Resolución; y,
5. Seguimiento y control.

⁶¹ Decreto supremo N° 019-2009-EM, Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, publicado en el diario oficial El Peruano el 25 de setiembre de 2009.

Artículo 55°.- Resolución aprobatoria

La Resolución que aprueba el EIA constituye la Certificación Ambiental, por lo que faculta al titular para obtener las demás autorizaciones, licencias, permisos u otros requerimientos que resulten necesarios para la ejecución del proyecto de inversión.

La Certificación Ambiental obliga al titular a cumplir con todas las obligaciones para prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar, compensar y manejar los impactos ambientales señaladas en el Estudio de Impacto Ambiental. Su cumplimiento está sujeto a sanciones administrativas e incluso puede ser causal de cancelación de la Certificación Ambiental.

El otorgamiento de la Certificación Ambiental no exime al titular de las responsabilidades administrativas, civiles o penales que pudieran derivarse de la ejecución de su proyecto, conforme a ley. (Énfasis agregado)

actividades contando, previamente, con la aprobación de un instrumento de gestión ambiental y a cumplir los compromisos establecidos en este.

62. Así pues y tal como este Tribunal lo ha señalado en anteriores pronunciamientos⁶², debe entenderse que los compromisos asumidos en los instrumentos de gestión ambiental son de obligatorio cumplimiento, razón por la cual deben ser ejecutados conforme fueron aprobados por la autoridad de certificación ambiental. Ello es así, toda vez que se encuentran orientados a prevenir o revertir en forma progresiva, según sea el caso, la generación y el impacto negativo al ambiente que puedan ocasionar las actividades productivas.
63. Por lo tanto, a efectos del análisis de la cuestión controvertida, corresponde identificar previamente las medidas y componentes dispuestos en el instrumento de gestión ambiental, así como las especificaciones contempladas para su cumplimiento, relacionados al modo, forma y tiempo; y, luego de ello, evaluar el compromiso desde la finalidad que se busca, la cual está orientada – en todo caso– a la prevención de impactos negativos al ambiente.

Sobre el compromiso asumido por Petroperú en el PAMA

64. Con relación a las actividades de mantenimiento, el administrado se comprometió a ejecutar planes de mantenimiento preventivo/predictivo a fin de evitar impactos negativos al ambiente como se puede observar a continuación:

Programa de Adecuación y Manejo Ambiental

VI. Impactos y Excepciones

A. Políticas y Prácticas Ambientales de la Empresa

1. Plan Maestro de Mantenimiento

Las principales causas de deterioro ambiental durante le ejecución de un proyecto u operación industrial es la reducida aplicación de mantenimiento preventivo de los equipos, por lo que se hacen cada vez menos eficientes y tienden a emitir mayor volumen de contaminantes hacia el ambiente.

Para las operaciones del Oleoducto Nor-peruano, Petroperú cuenta con un Plan Maestro de Mantenimiento para todas sus instalaciones y equipos; que a la fecha no se ha ejecutado en su totalidad, debido principalmente a limitaciones económicas impuestas por políticas de austeridad.

Esta situación ha dado lugar a que una parte de sus instalaciones y procesos hayan devenido en obsolescencia y sean focos significativos de emisión de contaminantes.

(...)

VIII. Plan de Manejo Ambiental (...)

B. Mantenimiento

⁶² Al respecto, se pueden citar las Resoluciones N° 062-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 27 de octubre de 2017, N° 018-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 22 de junio de 2017, N° 015-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 8 de junio de 2017, N° 051-2016-OEFA/TFA-SEPIM del 24 de noviembre de 2016 y Resolución N° 037-2016-OEFA/TFA-SEPIM del 27 de setiembre de 2016, entre otras.

Los actuales dispositivos legales de protección y manejo ambiental exigen una continuidad de planes de mantenimiento de equipos que garanticen el adecuado funcionamiento de los sistemas productivos, con la finalidad de eliminar o reducir al mínimo la emisión de sustancias polucionantes.

De acuerdo con la renovada filosofía de protección del ambiente y la Declaración de Política Ambiental, Petroperú ejecutará los planes de mantenimiento preventivo/predictivo, según el Plan Maestro vigente.

C. Manejo de Insumos (...)

3. Almacenaje, Transporte y Usos

Los insumos deberán almacenarse, transportarse y utilizarse observando las normas de seguridad vigentes, considerando que una operación segura evitará no solo el deterioro de los equipos, derrames, peligro de incendios sino también, impacto negativo en el ambiente.⁶³ (subrayado agregado)

Modificación del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA (...)

- 1.1 Inspecciones topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Nor Peruano (ONP) y el Oleoducto Ramal Norte (ORN).
- 1.2 Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del ONP y ORN, las cuales consisten en:
 - Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos.
 - Inspección geométrica.
- 1.3 Realización de estudios batimétricos anuales en los cruces de los ríos Pastaza Km 176 ONP y Utcubamba.
- 1.4 Proyectarse a las comunidades vecinas al ONP y ORN, con la finalidad de integrarse a ellas, participando y fomentando su desarrollo económico, social y educativo – cultural.
- 1.5 Realización del mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos.
- 1.6 Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las cuatro estaciones 1,5, Andoas y Bayovar y de las trampas de recepción de raspatubos ubicados en las estaciones 5,7,9 y Bayovar para el control de la corrosión interna por el comportamiento del biocida a través del conteo bacterial.
- 1.7 Transmisión a través del oleoducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o copas continuamente.
- 1.8 Inspección y monitoreo periódico de la integridad externas del oleoducto.
 - Realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía, monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno y análisis permanente de presencia de bacteria sulfato – reductoras en el petróleo.
 - Continuar con el sistema de control SCADA, el cual es soportado por un sistema de comunicación vía satélite y que puede mostrar en tiempo real

⁶³ Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del proyecto Oleoducto Nor Peruano aprobado mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH de fecha 19 de junio de 1995. p. 94.

las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada.
(subrayado agregado)

65. De lo expuesto, se advierte que el recurrente se comprometió a ejecutar planes de mantenimiento preventivo-predictivo interno y externo de la tubería del ONP, a fin de evitar el deterioro de los equipos, o la ocurrencia de derrames, incendios que pudieran generar un impacto negativo al bien jurídico ambiente.
66. Lo cual, en todo caso, se ejecutaría en función a las programaciones efectuadas en sus planes maestros, conforme se evidenció de la documentación presentada por Petroperú:

Planes maestros de mantenimiento años 2012, 2013 y 2014

ACTIVIDADES EJECUTADAS ⁶⁴		
AÑO 2012 - Avance real: 64.22 %	AÑO 2013 - Avance real: 73.42 %	AÑO 2014 - Avance real: 20.50%
<p><u>Mantenimiento predictivo</u> (Avance real: 44.63 %)</p> <ol style="list-style-type: none"> Servicio de monitoreo de la corrosión interna. Monitoreo topo batimétrico 04 cruces de ríos sector occidente. Monitoreo del sistema de protección catódica tramo I CIPS DCVG. Monitoreos topográficos áreas inestables en progresivas Km. 318 al Km. 326 ONP. Monitoreos topográficos Km. 484 y Km. 496 (04 campañas). Monitoreo topo batimétrico 06 cruces de ríos sector oriente. 	<p><u>Mantenimiento predictivo</u> (Avance real: 47.91 %)</p> <ol style="list-style-type: none"> Servicio de monitoreo de la corrosión interna. Monitoreo topo batimétrico 04 cruces de ríos sector occidente. Monitoreo del sistema de protección catódica tramo I CIPS DCVG. Monitoreo en progresivas inestables Km. 316, 320, 324, 326, 457, 484 y 686. Monitoreos topográficos Km. 484 y Km. 496 (4 campañas). Monitoreo topo batimétrico 06 cruces de ríos sector oriente. 	<p><u>Mantenimiento predictivo</u> (Avance real: 38.18 %)</p> <ol style="list-style-type: none"> Servicio de inspección con CIPS DCVG en Tramo II ONP - facilidades logísticas. Servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II del ONP. Servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo I del ONP. Servicio de monitoreo del sistema de protección catódica en el Oleoducto Ramal Norte. Servicio de monitoreo de la corrosión interna del ONP.
<p><u>Mantenimiento preventivo</u> (Avance real: 77.28 %)</p> <ol style="list-style-type: none"> Reparación 7 progresivas ORN. Mantenimientos correctivos derecho de vía tramo I ONP y ORN. Inspección y verificación física derecho de vía tramo II ONP. Inspección y verificación física 	<p><u>Mantenimiento preventivo</u> (Avance real: 84.35 %)</p> <ol style="list-style-type: none"> Reparación 5 progresivas ORN. Mantenimientos correctivos derecho de vía tramo I ONP y ORN. Inspección y verificación física derecho de vía tramo II ONP. Inspección y verificación física derecho de vía tramo I ONP y ORN. Mantenimientos correctivos derecho de vía tramo II ONP. 	<p><u>Mantenimiento preventivo</u> (Avance real: 8.72 %)</p> <ol style="list-style-type: none"> Mantenimiento correctivo de 5 progresivas sobre la superficie del ORN. Servicio de reparación de 5 progresivas sector estación 5 - Bayovar. Inspección y verificación física derecho de vía Tramo I ONP y ORN. Roce y limpieza de vegetación del derecho de vía Tramo II.

⁶⁴ Folio 11. Páginas 8, 9, 10, 11, 12, 31, 32, 33, 34, 35, 52, 53, 54, 55 y 56 del archivo en digital conteniendo el archivo "ADJUNTO I - PTML-2012-2016"

ACTIVIDADES EJECUTADAS ⁶⁴		
AÑO 2012 - Avance real: 64.22 %	AÑO 2013 - Avance real: 73.42 %	AÑO 2014 - Avance real: 20.50%
derecho de vía tramo I ONP y ORN. 5. Mantenimientos correctivos derecho de vía tramo II. 6. Reparación 10 progresivas sector E5-Bayovar. 7. Mantenimiento sistema de protección catódica por corriente impresa del Km. 641 ONP.	6. Reparación del oleoducto en 04 progresivas sector E5-Bayovar (reparación 5 progresivas sector E5-Bayovar). 7. Mantenimiento sistema protección catódica por corriente impresa del Km. 541 ONP.	5. Servicio de reparación de 5 progresivas en el ORN. 6. Roce y limpieza de vegetación del derecho de vía del ORN. 7. Roce y limpieza de vegetación del derecho de vía Tramo I.
<u>Actividades Complementarias</u> 1. Mantenimiento preventivo de equipos de flota pesada – CATERPILLAR. 2. Mantenimiento preventivo de equipos de flota pesada – NO CATERPILLAR. 3. Transporte fluvial. 4. Mantenimiento menor de equipos de flota pesada (sistema eléctrico).	<u>Actividades Complementarias</u> 1. Mantenimiento preventivo de equipos de flota pesada – CATERPILLAR. 2. Mantenimiento preventivo de equipos de flota pesada – NO CATERPILLAR. 3. Transporte fluvial. 4. Mantenimiento menor de equipos de flota pesada.	<u>Actividades Complementarias</u> 1. Mantenimiento preventivo y correctivo menor de flota pesada de UMLI del ONP. 2. Reparación de motor y sistemas varios de UPPs 525, 208 y 209. 3. Reparación de motor y sistemas varios de UPPs 521 y 219. 4. Reparación de motor y sistemas varios de UPPs 270, 536 y 537.

Sobre lo detectado en la Supervisión Especial

67. Sin embargo, durante las acciones de supervisión que dieron origen al presente procedimiento sancionador, la DS detectó en el Acta correspondiente el siguiente hallazgo:

ACTA DE SUPERVISIÓN DIRECTA (...)
HALLAZGO (...)

Afloramiento de petróleo crudo sobre la carpeta asfáltica en diversos puntos, colindantes a la intersección de la Progresiva 504 + 086 del Oleoducto Norperuano – Tramo II, con el Km 21 + 150 de la carretera Bagua – Imaza haciendo un área total aproximado de 30 m² de hidrocarburo impregnado y/o contenido en la carpeta asfáltica.⁶⁵

68. Hallazgos que, en esa línea, fueron analizados en el Informe de Supervisión, cuyo detalle se muestra a continuación:

HALLAZGO N° 01:

Durante la supervisión especial realizada en el cruce de la Progresiva 504+086 del Tramo II del Oleoducto Nor Peruano con el km 21+150 de la carretera Bagua – Imaza (UTM WGS84: 9383532 n, 0770819 E) se verificó el afloramiento de

⁶⁵ Folio 6. Página 71 del archivo en digital conteniendo el Informe N° 473-2015-OEFA/DS-HID.

petróleo crudo sobre la carpeta asfáltica, en un área aproximada de 30 m², producto de la filtración de petróleo proveniente del Oleoducto Nor Peruano, el mismo que según el Reporte Final de Emergencias Ambientales, remitido al OEFA por PETROPERÚ, presenta una fisura originada por el asentamiento-empuje diferencial del terreno saturado por aguas sub-superficiales, provenientes de terrenos aledaños a ambas bermas de la carretera en mención.

69. Análisis que fue complementado con el siguiente reporte fotográfico⁶⁶:

Reporte Fotográfico



Foto N° 1: Vista del afloramiento de petróleo crudo en la carpeta asfáltica, cerca de la Progresiva 504 + 086 del Tramo II del Oleoducto Nor Peruano a la altura del Km 21 + 150 de la Carretera Bagua Imaza y de la tubería de 6" paralela a la cuneta. UTM WGS84: 770819 E, 9383532 N

Fuente: Informe de Supervisión

⁶⁶ Folio 6. Páginas 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29, 35 y 37 del archivo en digital conteniendo el Informe N° 473-2015-OEFA/DS-HID.



Foto N° 2: Punto inicial del derrame, sobre la carpeta asfáltica de la carretera Bagua Imaza Km 21 + 150, lado derecho de la vía con dirección noreste.

Fuente: Informe de Supervisión



Foto N°6 Vista de los trabajos de recojo de petróleo crudo en la carretera Bagua -Imaza Km 21 + 150.

Fuente: Informe de Supervisión

70. En base a lo expuesto, la DFAI determinó la responsabilidad administrativa de Petroperú por no realizar las acciones de mantenimiento conforme a su compromiso ambiental, toda vez que se muestra el afloramiento de petróleo

crudo en la carpeta asfáltica del km 504+086 del Tamo II del ONP, que cruza con el km 21+150 de la Carretera Bagua-Imaza.

Sobre lo alegado por el administrado

En torno a la causa del derrame

71. Como se señaló en los *Antecedentes* de la presente resolución, Petroperú indicó que el hecho que originó el derrame fue un caso fortuito producto de la naturaleza; ello, toda vez que:
- a) En el Informe de Falla Progresiva km 504+086 del 28 de febrero de 2015, se indica que la causa del evento fue un **daño mecánico conocido como fisuramiento en la tubería**, el cual es producido por un sobreesfuerzo originado por un asentamiento diferencial; el cual se caracteriza por que la superficie en la que se encuentra apoyada y enterrada la tubería sufre saturación por efectos de agua, drenajes inadecuados; es decir, en su origen son terrenos eriazos, donde luego se activan zonas agrícolas que no desarrollan drenajes adecuados⁶⁷.
 - b) De igual manera, precisó que el esfuerzo de asentamiento diferenciado se produjo al haber una licuofacción en los terrenos en la parte inferior y por el paso incrementado de vehículos a 2 km donde existen canteras y materiales de construcción por donde pasan aproximadamente 90 volquetes diarios por encima de 10 toneladas cada uno; lo cual, en todo caso, hacen que el terreno que cruza la tubería sufra movimientos oscilatorios por estar saturado en la parte interior. Eso hace que la tubería esté sometida a un esfuerzo de ciclicidad y a vibraciones que, con el transcurso del tiempo, hacen se vaya asentando cada vez más el terreno y la fibra exterior al empuje, es la que se rompe.
 - c) Así también, señaló que el evento ocurrió bajo la carpeta asfáltica de la carretera, por lo que a simple vista no se podía apreciar alguna falla anteriormente de la ocurrencia. Y los registros de la ILI del 2013 no indicaban valores altos para el km 504+086; lo cual motivo que, a pesar de realizar las acciones de mantenimiento, no tuvo como prever el hecho ocurrido y por ello la posibilidad de evitarlo. Y precisó que la fisura no puede ser detectada por ningún raspatabo a nivel internacional.
72. De igual manera, Petroperú acotó se debe considerar lo establecido en el artículo 146° del LGA que refiere como causa eximente de responsabilidad el hecho de que el daño o el deterioro del medio ambiente tenga su causa exclusiva en un suceso inevitable o irresistible⁶⁸, y que ello debe ser concordado con los artículos

⁶⁷ En este punto, precisó que las acciones antrópicas exógenas del hombre, hacen que se generen esfuerzos para los cuales no estaba diseñado la tubería.

⁶⁸ El administrado indicó que es inevitable porque el movimiento de la tierra es un hecho de la naturaleza que no puede evitarse; e irresistible porque no puede ser evitado utilizando la diligencia estándar requerida para el

Muf

1315° y 1972 del Código Civil, referidos a la responsabilidad civil contractual y extracontractual; puesto que, en el derecho ambiental no se establece que el caso fortuito sea extraordinario a diferencia del Código Civil que requiere que los hechos sean extraordinarios, imprevisibles e irresistibles.

73. En función a ello, aseveró que no existe una relación de causalidad ni una relación lógica y jurídica, así como tampoco existe una relación entre el asentamiento de empuje diferencial del terreno y la falta de mantenimiento. Lo cual implica que, el supuesto incumplimiento —vale decir, la falta de mantenimiento— no es la causa adecuada para determinar el daño; alegando, en todo momento, que es necesario determinar si esa conducta abstractamente considerada es capaz de producir ese daño de acuerdo al curso ordinario y normal de los acontecimientos⁶⁹; supuesto que técnicamente no ha sido acreditado por el OEFA.

74. En esa línea, indicó que no es cierto que la fisura originada por la falta de mantenimiento haya producido el derrame de petróleo y con este se hubiera generado el impacto negativo en los suelos⁷⁰.

75. Considerando los argumentos esgrimidos por Petroperú, esta Sala considera pertinente verificar si en la determinación de su responsabilidad administrativa, la DFAI cumplió con la observancia de los principios rectores del procedimiento administrativo sancionador, entre los cuales se encuentran los principios de causalidad y culpabilidad previstos en el TULO de la LPAG.

76. Sobre el particular, cabe mencionar que en virtud al principio de causalidad previsto en el numeral 8⁷¹ del artículo 248° del TULO de la LPAG, la responsabilidad en el marco de un procedimiento administrativo sancionador, ha de recaer en aquel que incurrió en la conducta prohibida, sea esta activa u omisiva; debiendo, en todo caso, existir una relación de causalidad entre la actuación del administrado y la conducta imputada a título de infracción. Es decir corresponde a la Administración acreditar la existencia del nexo causal entre la actividad económica del administrado y el impacto negativo detectado en el ambiente.

caso, y ello lo coloca en una situación de impotencia porque no puede evitar el acaecimiento o contrarrestar las consecuencias del movimiento de tierras.

⁶⁹ Al respecto, refirió que según Lizardo Taboada Córdova señala que para que una conducta sea causa adecuada de un daño es necesario que concurren dos factores o aspectos: un factor in concreto y un factor in abstracto.

⁷⁰ Al respecto, el administrado hizo referencia al considerando 47 de la Resolución Directoral N° 1355-2017-OEFA/DFSAI.

⁷¹ **Artículo 248.- Principios de la potestad sancionadora administrativa**
La potestad sancionadora de todas las entidades está regida adicionalmente por los siguientes principios especiales: (...)

8. **Causalidad.** - La responsabilidad debe recaer en quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable.

77. Al respecto, la doctrina nacional⁷² ha señalado que el principio de causalidad implica que la responsabilidad administrativa es personal, lo que hace imposible que un administrado sea sancionado por un hecho cometido por otro, salvo que la ley autorice expresamente figuras solidarias.
78. En tal sentido, este Tribunal considera pertinente señalar que la observancia del principio de causalidad, acarrea el hecho de que no podrá determinarse la responsabilidad de una persona por un hecho ajeno, sino únicamente por el devenir de los actos propios; lo cual implicará, en todo caso, la existencia de una relación causa-efecto sin que medie quiebre alguno de ese nexo causal.
79. De lo citado, se desprende que, para su correcta aplicación, deberá verificarse previamente la convergencia de dos aspectos: i) la existencia de los hechos imputados; y, ii) la acreditación de que la ejecución de dichos hechos por parte del administrado; todo ello, sobre la base de medios probatorios que generen convicción suficiente de tal vinculación con el fin de arribar a una decisión motivada.
80. Por otro lado, con relación al principio de culpabilidad, si bien el numeral 10⁷³ del artículo 248° del TUO de la LPAG, establece que la responsabilidad administrativa es subjetiva, también establece que excepcionalmente habrá responsabilidad objetiva en los casos en la ley lo disponga.
81. Precisamente, en el ámbito ambiental el artículo 144° de la LGA⁷⁴, en el artículo 18° de la Ley del SINEFA⁷⁵ así como en el artículo 4.2 del artículo 4° de la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD que aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento

⁷² GUZMÁN NAPURÍ, Christian, *Manual del Procedimiento Administrativo General*. Tercera Edición, 2017. Instituto Pacífico. Lima. pp. 758.

⁷³ **Artículo 248.- Principios de la potestad sancionadora administrativa**
La potestad sancionadora de todas las entidades está regida adicionalmente por los siguientes principios especiales: (...)

10. Culpabilidad.- La responsabilidad administrativa es subjetiva, salvo los casos en que por ley o decreto legislativo se disponga la responsabilidad administrativa objetiva.

⁷⁴ **LGA**

Artículo 144.- De la responsabilidad objetiva

La responsabilidad derivada del uso o aprovechamiento de un bien ambientalmente riesgoso o peligroso, o del ejercicio de una actividad ambientalmente riesgosa o peligrosa, es objetiva. Esta responsabilidad obliga a reparar los daños ocasionados por el bien o actividad riesgosa, lo que conlleva a asumir los costos contemplados en el artículo 142 precedente, y los que correspondan a una justa y equitativa indemnización; los de la recuperación del ambiente afectado, así como los de la ejecución de las medidas necesarias para mitigar los efectos del daño y evitar que éste se vuelva a producir.

⁷⁵ **Ley N° 29325**

Artículo 18.- Responsabilidad objetiva

Los administrados son responsables objetivamente por el incumplimiento de obligaciones derivadas de los instrumentos de gestión ambiental, así como de las normas ambientales y de los mandatos o disposiciones emitidas por el OEFA.

Administrativo Sancionador del OEFA⁷⁶ (TUO del RPAS) —vigente al momento de iniciado el presente procedimiento administrativo sancionador— han establecido expresamente que la responsabilidad administrativa es objetiva. Por ello, en los procedimientos administrativos sancionadores seguidos ante el OEFA, no cabe que el administrado alegue que obró diligentemente para evitar que se produzcan los impactos negativos.

82. En ese sentido, Peña Chacón señala que:

(...) la responsabilidad ambiental objetiva encuentra asidero en las teorías clásicas del riesgo creado y riesgo provecho, por cuanto quien asumen un riesgo donde exista peligrosidad, debe responder por todos los daños causados por dicha peligrosidad, incluyendo si la conducta es lícita, de esta forma, la asunción de riesgo de una actividad intrínsecamente peligrosa no podría bajo ninguna circunstancia corresponder a la víctima ni a la sociedad, sino a los responsables de la misma⁷⁷.

83. En tal sentido, en la medida que en el sector ambiental estamos ante un sistema de responsabilidad objetiva, corresponde únicamente evaluar si existe un nexo causal entre la actuación del administrado y los impactos negativos detectados para que se determine su responsabilidad administrativa. De forma que, una vez verificado el hecho constitutivo de la infracción, el administrado puede eximirse de responsabilidad únicamente si logra acreditar, de manera fehaciente, la ruptura del nexo causal, ya sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero; lo cual supone que el administrado deberá demostrar que el hecho no fue originado por su comportamiento sino por razones externas a su actuación⁷⁸.

84. En esa línea y en el caso en particular, resulta menester precisar que, conforme se consignó en los considerandos 67 al 69 de la presente resolución, la

⁷⁶ Resolución de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD, Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, publicada en el diario oficial El Peruano el 7 de abril de 2015.

Artículo 4°.- Responsabilidad administrativa del infractor (...)

4.2 El tipo de responsabilidad administrativa aplicable al procedimiento administrativo sancionador regulado en el presente Reglamento es objetiva, de conformidad con lo establecido en el Artículo 18 de la Ley N° 29325 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental. (...).

⁷⁷ PEÑA CHACÓN, Mario, *Daño responsabilidad y reparación ambiental*

Consulta: 10 de julio de 2019

http://cmsdata.iucn.org/downloads/cel10_penachacon03.pdf

Cabe agregar que según Martín Mateo "La objetivización de la responsabilidad tiene un campo extraordinariamente propicio en las relaciones reguladas por el Derecho ambiental en cuanto que efectivamente buena parte de los daños causados al perturbarse los elementos ambientales, tienen carácter ocasional y son producto de fallos en los dispositivos técnicos de control."

MARTÍN MATEO, Ramón, *Derecho Ambiental*, Instituto de Estudios de Administración Local, Madrid, 1977, p 112.

⁷⁸ GUZMÁN NAPURÍ, Christian, *Manual del Procedimiento Administrativo General*. Tercera Edición, 2017. Instituto Pacífico. Lima. pp. 759.

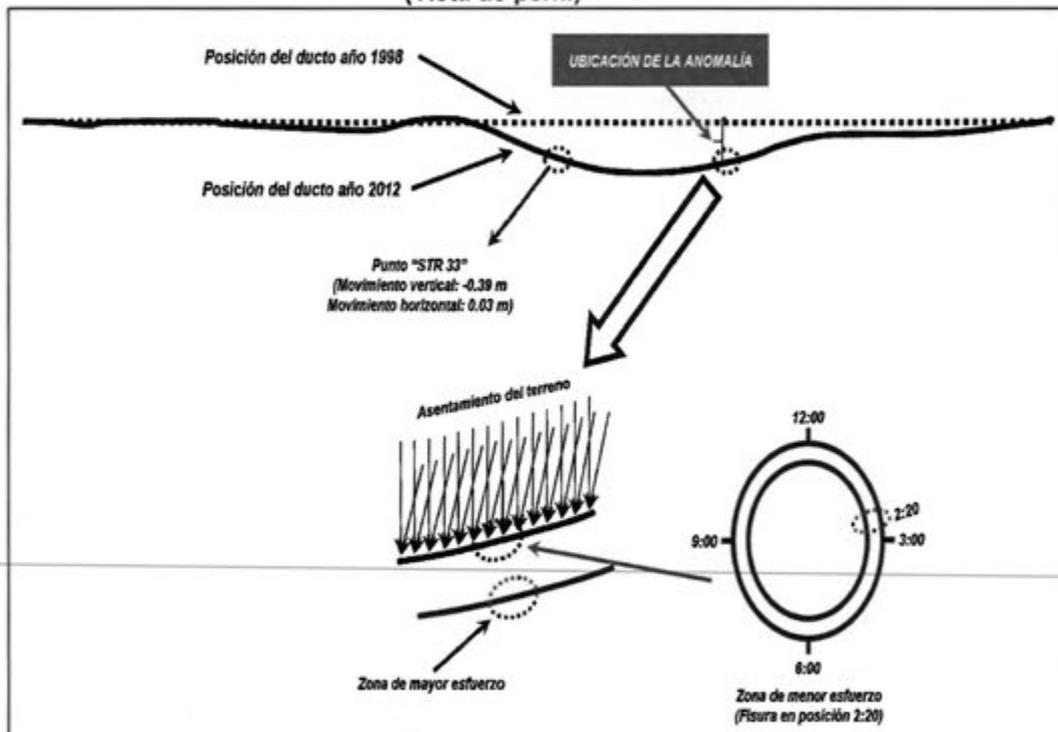
determinación de la responsabilidad objetiva del administrado por la comisión de la conducta infractora referida al incumplimiento del PAMA del ONP se sustentó en la evidencia recogida durante la Supervisión Especial (recordemos que de las fotografías recabadas se evidencia el afloramiento de petróleo crudo en la carpeta asfáltica cerca de la progresiva 504+086 del Tramo II del ONP a la altura del km 21+150 de la carretera Bagua-Imaza y de la tubería 6" paralela a la cuneta), así como también en la propia información proporcionada por Petroperú donde se evidencia que los trabajos de mantenimiento a octubre de 2014 se encontraban solo a un 20.50%.

85. Basándose en dichos medios probatorios, le corresponde al administrado presentar la documentación idónea que le permita acreditar los alegatos con los cuales pretende el deslinde de su responsabilidad; siendo que, en el caso concreto —al señalar que los hechos detectados tienen como origen un hecho fortuito—, deberá de presentar información que genere certeza en la Autoridad sobre la validez de sus descargos. Es decir, corresponde exclusivamente al administrado acreditar la ruptura del nexo causal.
86. Así, si bien señala que al momento de la construcción del ONP, dichos terrenos eran eriazos y que, con el paso del tiempo, sobre los mismos se ha desarrollado actividad agrícola que por el mal drenaje ha provocado la licuofacción del área, no logra acreditar cómo este hecho le impidió realizar el mantenimiento preventivo-predictivo al cual se había comprometido. Es decir, en última instancia no señala cómo es que la presencia de agricultores en la zona le ha impedido proveer el posible derrame por asentamiento del suelo.
87. A mayor abundamiento, debe indicarse que al haberse producido un afloramiento de hidrocarburo originado por el desplazamiento del terreno sobre el que yace el ducto, corresponde a Petroperú acreditar la ejecución de todas las medidas de mantenimiento en el tramo donde se produjo la emergencia ambiental y a las cuales se obligó en su PAMA; máxime si consideramos que fue el propio administrado quien —durante la tramitación del presente procedimiento— refirió haber tenido conocimiento de esta diferencial en el terreno del Tramo II del ONP y que, sin embargo, no consideró oportuna atender al haberla considerado leve.
88. Llegados a este punto, esta Sala considera necesario traer a colación el origen de la emergencia acaecida ya que de las características de la fisura por donde emanó el hidrocarburo, se puede concluir que esta se produjo por un efecto combinado entre: i) la deformación del tramo del ONP (debido, precisamente, a un asentamiento del terreno saturado por aguas subsuperficiales provenientes de terrenos aledaños que presentan características de pantano⁷⁹); y, ii) la pérdida del espesor del ducto.

⁷⁹ Folio 6. Páginas 99 y 117 del archivo en digital conteniendo el Informe N° 473-2015-OEFA/DS-HID. "Reporte Final de Emergencias Ambientales".

89. Conclusión obtenida, por otro lado, de la información proporcionada por Petroperú a través del Reporte Final de Emergencias Ambientales, donde se consigna la fisura ocurrió en la posición 02:20 horas, lugar del ONP donde es menor el esfuerzo originado por el asentamiento del terreno, y no en áreas donde el esfuerzo es mayor (por el propio asentamiento):

Gráfico N° 1: Diagrama de desplazamiento
(Vista de perfil)



Fuente: (i) Reporte de desplazamiento de Baker Hughes – 2012⁸⁰, (ii) Resolución Subdirectoral N° 296-2017-OEFA/DFSAI/SDI.

Elaboración: TFA

90. Así, como quiera que el recurrente tuvo conocimiento del asentamiento (por mínimo que fuera), se encontraba capacitado para adoptar todas las acciones a fin de evitar la pérdida de espesor del ducto y, consecuentemente, el impacto negativo generado; hecho que únicamente se hubiera logrado, de haber ejecutado al 100% las obligaciones establecidas en su instrumento de gestión ambiental.
91. Aunado a ello, debe precisarse que de acuerdo a la experiencia en la realización de actividades de hidrocarburos, propio de empresas como Petroperú, este conoce que el desplazamiento del terreno es un hecho natural que puede ocurrir en cualquier momento y dañar la infraestructura del oleoducto, más aún si ya se había detectado una modificación del terreno bajo el cual se ubicaba aquel (lo

⁸⁰ Folio 6. Página 171 del archivo en digital conteniendo el Informe N° 473-2015-OEFA/DS-HID)

cual, incluso fue precisado por el recurrente); por lo cual no puede considerarse que el derrame causado por la fisura en la tubería sea un hecho fortuito o un hecho determinante de tercero.

92. Siendo, en este punto, donde radica la importancia de realizar actividades de mantenimiento conforme a lo establecido en su PAMA, al ser este último, un instrumento aprobado por la autoridad certificadora donde se prevén las acciones a adoptar por el operador a efectos de evitar la generación de impacto negativo alguno sobre el ambiente —que es el bien jurídico tutelado por el OEFA—.

93. Por consiguiente, toda vez que el administrado no ha probado el hecho fortuito o el hecho determinante de tercero que rompa el nexo causal entre su actividad de transporte de hidrocarburos y los impactos negativos causados; ni mucho menos pudo acreditar que ejecutó cabalmente su PAMA, esta Sala considera que su responsabilidad administrativa se encuentra debidamente comprobada.

94. En ese sentido, este Tribunal pudo verificar que en la tramitación del presente procedimiento administrativo sancionador no se transgredieron los principios de causalidad ni responsabilidad objetiva previstos en el TEO de la LPAG y en la legislación ambiental, por lo que corresponde desestimar lo alegado por el administrado dichos extremos.

Sobre la incorrecta imputación de cargos

95. Como se precisó en los *Antecedentes* de la presente resolución, Petroperú refiere la existencia de una errada imputación, puesto que, aun cuando en el Informe de Supervisión se consigna la no excedencia de los ECA-Suelo, se les hace responsables por una infracción que generó daño potencial a la flora o fauna.

96. Partiendo de ello, conviene acotar que la observancia del principio de tipicidad —recogido en el numeral 4⁸¹ del artículo 248° del TEO de la LPAG— únicamente constituyen conductas sancionables administrativamente las infracciones previstas expresamente en normas con rango de ley mediante su tipificación

81

TUO de la LPAG

Artículo 248.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

La potestad sancionadora de todas las entidades está regida adicionalmente por los siguientes principios especiales:

4. Tipicidad.- Solo constituyen conductas sancionables administrativamente las infracciones previstas expresamente en normas con rango de ley mediante su tipificación como tales, sin admitir interpretación extensiva o analogía. Las disposiciones reglamentarias de desarrollo las conductas o determinar sanciones, sin constituir nuevas conductas sancionables a las previstas legalmente, salvo los casos en que la ley o Decreto Legislativo permita tipificar infracciones por norma reglamentaria.

A través de la tipificación de infracciones no se puede imponer a los administrados el cumplimiento de obligaciones que no estén previstas previamente en una norma legal o reglamentaria, según corresponda.

En la configuración de los regímenes sancionadores se evita la tipificación de infracciones con idéntico supuesto de hecho e idéntico fundamento respecto de aquellos delitos o faltas ya establecidos en las leyes penales o respecto de aquellas infracciones ya tipificadas en otras normas administrativas sancionadoras.

como tales, sin admitir interpretación extensiva o analogía⁸².

97. Al respecto, parte de la doctrina⁸³ ha precisado que este mandato de tipificación no solo impone al legislador cumplir con su observancia en la redacción de la infracción, sino también acarrea que la autoridad administrativa —en la instrucción de un procedimiento administrativo sancionador— realice correctamente la subsunción de una conducta en el tipo legal de la infracción.
98. En función a ello, esta Sala considera pertinente determinar si en el presente caso concurre certeza o nivel de precisión suficiente en la descripción de la norma respecto del hecho que califica como infracción administrativa y, con base en ello, determinar si la primera instancia —en el marco del presente procedimiento administrativo sancionador— realizó una correcta aplicación de los referidos principios; es decir, si los hechos imputados a Petroperú en el presente caso corresponde con los tipos infractores empleados (esto es, la norma que describe la infracción administrativa).
99. Sobre el particular, de la revisión de la imputación de cargos efectuada mediante Resolución Subdirectoral N° 296-2017-OEFA/DFSAI/SDI se evidencia que, en efecto, la norma tipificadora empleada por la Autoridad Instructora para subsumir el hallazgo detectado, fue la que se describe a continuación:

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES VINCULADAS CON LOS INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES EN ZONAS PROHIBIDAS				
INFRACCIÓN (SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR)	BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
2 DESARROLLAR ACTIVIDADES INCUMPLIENDO LO ESTABLECIDO EN EL INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL				
2.2 Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la flora o fauna.	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.	GRAVE		De 10 a 1 000 UIT

Fuente: Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD

⁸² De esta manera, en virtud del principio de tipicidad, se acepta la existencia de la colaboración reglamentaria con la ley; esto es, que disposiciones reglamentarias puedan especificar las conductas infractoras o, más aún, tipificar infracciones, siempre y cuando en la ley se encuentren suficientemente determinados "los elementos básicos de la conducta antijurídica y la naturaleza y los límites de la sanción a imponer (...)". GÓMEZ, M. & SANZ, I. (2010) *Derecho Administrativo Sancionador. Parte General, Teoría General y Práctica del Derecho Penal Administrativo*. Segunda Edición. España: Arazandi, p. 132.

⁸³ MORÓN, J. (2017) *Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General. Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444*. Tomo II. Decimosegunda edición. Lima: Gaceta Jurídica, pp. 413:

(...) es importante tener en cuenta que la tipificación es suficiente "cuando consta en la norma una predeterminación inteligible de la infracción, de la sanción y de la correlación entre una y otra". Por eso es necesario recordar que el mandato de tipificación, que este principio conlleva, no solo se impone al legislador cuando redacta el ilícito, sino a la autoridad administrativa cuando instruye un procedimiento sancionador y debe realizar la subsunción de una conducta en los tipos legales existentes.

100. Imputación, por otro lado, efectuada sobre la base de lo detectado en la Supervisión Especial y que fue plasmado a través del reporte fotográfico correspondiente, el cual ha sido objeto de desarrollo en los considerandos 67 al 69 de la presente resolución.
101. En efecto, como se detalló en el análisis de los medios probatorios presentados por la primera instancia, durante la Supervisión Especial se evidenció presencia de hidrocarburos en el suelo, proveniente de la fisura hallada; hecho que fue analizado en el Informe de Supervisión tomando en consideración los monitoreos realizados, bajo el siguiente tenor:

Análisis de resultados

En relación a los resultados del monitoreo de la calidad de suelo, efectuado por la Dirección de Supervisión del OEFA, cuyos análisis fueron realizados por el laboratorio acreditado Environmental Testing Laboratory S.A.C., se observa lo siguiente:

Se evidenció presencia de hidrocarburos según los resultados obtenidos de los parámetros Fracción de Hidrocarburos F1(C₅-C₁₀) F2 (C₁₀-C₂₈) y Fracción de Hidrocarburos F3 (C₂₈-C₄₀), en el punto 171,6, ESP-01(Km21+150), sin embargo las concentraciones obtenidas no superan los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo industrial, señalados en el D.S. N° 002-2013-MINAM; de acuerdo al Informe de ensayo N° 150396.

Los resultados de los análisis obtenidos de los parámetros Fracción de Hidrocarburos F1 (C₅-C₁₀), F2 (C₁₀-C₂₈) y Fracción de Hidrocarburos F3 (C₂₈-C₄₀) del punto blanco 171,6, ESP-02 (Km21+150); no registran concentraciones de hidrocarburos. Cumplen con el ECA.

Fuente: Informe de Supervisión

102. Del referido análisis, se observa que, si bien los resultados de los monitoreos realizados respecto del parámetro Fracción de Hidrocarburos muestran valores que no superan los ECA para Suelo Industrial⁸⁴, en aquel también se consigna

⁸⁴ De la revisión del Reporte de Ensayo N° 150396, se observan los siguientes resultados:

TABLA N° 03			
RESULTADOS DE ANÁLISIS DE SUELOS			
Punto o Estación	Fracción de Hidrocarburos F1	Fracción de Hidrocarburos F2	Fracción de Hidrocarburos F3
171,6, ESP-01(Km21+150)	183	4643	4380
171,6, ESP-02(Km21+150)	<0.6	<3	<3
L.C.M.	0.6	3	3
ECA ⁽¹⁾	500	5000	6000

Fuente: Reporte de Ensayo N° 150396, Laboratorio Environmental Testing Laboratory S.A.C.

LCM: Límite de cuantificación de método.

(1)ECA: Estándares de Calidad Ambiental para Suelo, establecidos en Decreto Supremo N° 002- 2013-MINAM, suelos Industriales.

la presencia de hidrocarburos, lo cual evidencia la existencia de un impacto en el componente aledaño a la zona de la emergencia ambiental.

103. Circunstancia que, en ese sentido, justifica la tipificación efectuada por la primera instancia —permitiendo rebatir el argumento formulado por el recurrente— pues, a criterio de este Colegiado, que las concentraciones registradas fueran menores al límite de cuantificación⁸⁵ establecido en la normativa ambiental vigente, en nada enerva el hecho de que se generó un daño potencial a la flora y fauna; pues, debe tenerse presente que el contacto con el hidrocarburo supone una modificación adversa del o los componentes del ambiente sometidos dicho contacto⁸⁶, lo cual podría configurarse a través de un daño ambiental potencial⁸⁷.

104. Aquí, debe hacerse hincapié en que la presencia de hidrocarburos en el suelo es susceptible no solo de generar afectación a dicho componente, sino también a los ecosistemas que lo habitan. De esa manera lo describe Miranda y Restrepo⁸⁸:

Cuando el crudo llega al suelo, impide inicialmente el intercambio gaseoso entre la atmosfera y este. Simultáneamente, se inicia una serie de fenómenos fisicoquímicos como evaporación y penetración que pueden ser más o menos lentos dependiendo del tipo de hidrocarburo, cantidad vertida, temperatura, humedad y textura del suelo. Entre más liviano sea el hidrocarburo, mayor es la evaporación y tiende a fluir más rápidamente por el camino más permeable (Miranda & Restrepo, 2002). Como el desplazamiento de la fauna del suelo es muy lento, solo aquellos invertebrados que habitan en la superficie asociados a las plantas como arañas, ciempiés, tijeretas o vertebrados como mamíferos, reptiles,

⁸⁵ Aquí, resulta necesario precisar que durante la Supervisión Especial se procedió a tomar dos (2) muestras de suelo 1: una muestra en el área afectada (donde se evidencia presencia de hidrocarburo) y una muestra "blanco" (donde no se registran concentraciones de hidrocarburo); siendo que el resultado de ambas no supera los ECAs para suelo agrícola.

⁸⁶ Cabe precisar que para efectos de la fiscalización ambiental que desarrolla el OEFA "(...) el bien jurídico protegido abarca la vida y salud de las personas, así como la flora y fauna, cuya existencia está condicionada a la interrelación equilibrada de los componentes abióticos, bióticos y los ecosistemas del ambiente."

Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA. *Exposición de motivos del Proyecto de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones Aplicable a las Actividades de Exploración Minera*, p.3.

Disponible en: <http://www.oefa.gob.pe/wp-content/uploads/2015/10/RES-042-2015-OEFA-CD-EXPOSICIONMOTIVOS-EXPLORACION.pdf>

Dicho criterio ha sido recogido en las Resoluciones N° 063-2015-OEFA/TFA-SEE y en la Resolución N° 002-2016-OEFA/TFA-SEE.

⁸⁷ En términos generales –y según lo señalado en el artículo 13° de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD, que aprueba la Tipificación de las infracciones administrativas y el establecimiento de Escala de sanciones aplicables a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA– se entiende por daño potencial a "la puesta en peligro del bien jurídico protegido. Riesgo o amenaza de daño real. Por su parte, se señala como daño real al "detrimento, pérdida, impacto negativo, perjuicio actual y probado causado al ambiente y/o alguno de sus componentes como consecuencia del desarrollo de actividades humanas.

⁸⁸ Miranda, Darío, y Ricardo Restrepo. *Los Derrames de Petróleo en Ecosistemas Tropicales - Impactos, Consecuencias y Prevención. La Experiencia De Colombia*. En *International Oil Spill Conference Proceedings* (Volumen 2005, Issue 1), p. 574.
Disponible en: <<http://iscproceedings.org/doi/pdf/10.7901/2169-3358-2005-1-571>>.

(carnívoros de la cadena alimenticia), pueden huir más fácilmente en el caso de un derrame de crudo. En cambio, aquellos que viven bajo la superficie del suelo (principalmente invertebrados de la micro y mesobiota), los cuales son los que más participan en el proceso de formación del suelo, mueren irremediabilmente.

105. Siendo que, en esa línea, las alteraciones físicas y químicas que provoca el hidrocarburo en el suelo pueden presentarse de la siguiente manera⁸⁹:

(...) formación de una capa impermeable que reduce el intercambio de gases y la penetración de agua; de las propiedades químicas, como serían los cambios en las reacciones de óxido reducción; o de las propiedades biológicas, como podría ser la inhibición de la actividad de la microflora (bacterias, hongos, protozoos, etc.) o daños en las plantas y los animales que viven dentro o sobre el suelo e, inclusive en sus consumidores o depredadores".
(Énfasis agregado)

106. Por consiguiente, contrariamente a lo alegado por el administrado en el presente caso y como consecuencia del derrame de hidrocarburos originado por la fisura del ONP, si se produjeron impactos negativos al suelo que inciden en la flora o fauna que se encuentra en contacto directo con el mismo.

107. En consecuencia y considerando los fundamentos expuestos, el hecho detectado durante la Supervisión Especial, se subsume correctamente en el tipo infractor empleado por la Autoridad Instructora; ello, en plena observancia el principio de tipicidad establecido en el numeral 4 del artículo 248° del TUO de la LPAG.

Sobre la ejecución de los mantenimientos

108. Respecto a este punto, Petroperú aseveró haber presentado informes que acreditarían la realización de los servicios de mantenimiento, no obstante, estos no fueron valorados adecuadamente.

109. Para reforzar ese alegato, refirió que las pruebas indicadas desde el ítem 1 al 8 de la Tabla indicada en el considerando 13 de la resolución apelada, corresponden a OTT que incluyen su respectivo informe de recepción y conformidad; los mismos que, si bien no son documentos administrativos, sí son válidos para demostrar la ejecución contractual y el pago de las partidas ejecutadas, de conformidad con el artículo 143° del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado aprobado con Decreto Supremo N° 350-2015-EF⁹⁰.

⁸⁹ María del Carmen Cuevas, Guillermo Espinosa, César Ilizaliturri y Ania Mendoza (editores). *Métodos Ecotoxicológicos para la Evaluación de Suelos Contaminados con Hidrocarburos*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Instituto Nacional de Ecología (INE), Universidad Veracruzana, Fondos Mixtos (CONACYT). México, 2012, p. 11.

⁹⁰ Al respecto indicó que el artículo 143° se encuentra desarrollado en la siguiente Opinión 184-2017/DTN que establece:

(...) El área usuaria- o el órgano que se le haya asignado tal función-, es la encargada de supervisar la ejecución del contrato, es decir, verificar o determinar que el contratista haya cumplido a cabalidad con la

110. Pese a ello, mencionó que el OEFA determinó que a partir de ellos no se acredita la ejecución del servicio porque solo sirven de sustento administrativo, lo cual vulnera los principios de legalidad y especialidad normativa, al restarle relevancia a los documentos exigidos por la norma de contrataciones del Estado para acreditar el cumplimiento y la conformidad del servicio.
111. También señaló que el informe final del trabajo efectuado por el contratista no contiene la estructura que requiere el ente fiscalizador porque las condiciones técnicas no establecieron dicha estructura (esto es, contener la descripción y la ejecución del servicio que se encuentren sustentadas en fotografías fechadas y georreferenciadas); pudiendo existir, en ese sentido, cuadernos de servicios donde se registran diariamente lo que se va encontrando, realizarlo vía WhatsApp o teléfono, o presentar informes finales o parciales de las progresivas. En este caso, indicó que presentó un resumen ejecutivo, donde lo no registrado en él implica que no se tienen problemas en la zona monitoreada.
112. En esa línea argumentativa, Petroperú precisó que ello se puede corroborar incluso de lo fundamentado por la Autoridad Decisora mediante Resolución Directoral I, donde se señala que los mantenimientos se ejecutaron al 100%⁹¹.
113. Finalmente, refirió que en el caso de derecho de vía y tubería del ONP demostró con los documentos obrantes en el expediente que sí se puede determinar que se efectuó la verificación física Tramo II ONP.
114. Sobre la base de lo argumentado por el recurrente, esta Sala procederá a revisar el sustento emitido por la Autoridad Decisora a través de la Resolución Directoral II respecto de las nuevas pruebas presentadas; el cual se efectuará en el cuadro que se detalla a continuación:

ejecución de las prestaciones asumidas, por lo que para ello debe emitir un informe sobre el cumplimiento de las condiciones contractuales, el cual da lugar a la conformidad.

Corresponde al órgano encargado de las contrataciones la gestión administrativa del contrato, la cual comprende todas aquellas actividades que guardan relación con su elaboración, verificación de requisitos, perfeccionamiento, entre otros

⁹¹ El administrado realizó las siguientes precisiones:

Monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II del ONP, verifica que exista la suficiente protección catódica para que el tubo no se corroa exteriormente, hecho que no ha sido causal del evento. También precisó que el potencial del tubo respecto al potencial del terreno permita que la tubería no se corroa.

Servicio de inspección con CIPS DCVG en el Tramo II del ONP- Facilidades logísticas, es una técnica moderna para determinar la continuidad del recubrimiento y que no existan daños que puedan ocasionar eventos corrosivos externos, ha sido ejecutado y no tiene influencia.

Servicio de monitoreo de la corrosión interna del ONP, no tiene ninguna influencia sobre el impacto del evento.

Cuadro N° 3: Análisis de la Resolución Directoral II

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD		Fundamento R.D. N° 1355- 2017-OEFA /DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	Fundamento OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ
Año 2012 Avance físico (%)					
Programado	Real				
100	100				
<p>Servicio de monitoreo de la corrosión interna⁹².</p>		<p>CME-0047-2011. Cia. Servicorrosión EIRL. No es posible acreditar que el monitoreo se realizó en el Km. 504+086⁹³.</p>	<p>Orden de Trabajo de Tercero N° 961010-OA / Informe de recepción y conformidad N° MNOL-UMLI-0362-2011 (Anexo 1)⁹⁴.</p>	<p>No acreditan fehacientemente que en efecto se haya ejecutado el servicio, dado que dichos documentos solo informan temas administrativos del contrato, mas no abarcan ningún tema técnico de la ejecución del referido servicio. El administrado pudo haber acreditado la realización del mismo mediante un informe final del servicio, el cual contenga la descripción y la ejecución del servicio que se encuentren sustentadas en fotografías fechadas y georreferenciadas⁹⁵.</p>	<p>Este servicio verifica el programa de inyección de productos químicos y evalúa su eficacia. El punto de monitoreo se ubica en la Estación 7 y sirve para el tramo E5-E7, por lo tanto, incluye a la progresiva en análisis.</p> <p>Fue ejecutado al 100%.</p> <p>Se adjunta Anexo I: OTT e informe de recepción y conformidad⁹⁶.</p>
Análisis del TFA:					
<p>De la revisión del Anexo 1 (Orden de Trabajo de Tercero N° 96110-OA/Informe de recepción y Conformidad), se observa que el administrado presentó (i) una OTT en la cual se menciona la realización del servicio de monitoreo de corrosión interna del ONP (Tramo I, Tramo II y Ramal Norte), el costo del servicio y la fecha de inicio y fin del trabajo (inicio 01/07/2011 y fin 01/07/2012); y, (ii) un informe de recepción y conformidad del monitoreo de la corrosión interna.</p> <p>No obstante, la información presentada por el administrado no permite acreditar la realización de actividades de monitoreo de corrosión interna al tramo del ducto materia de análisis, debido a que: (i) no se presentan las bases técnicas del servicio de monitoreo que describen las actividades</p>					

⁹² Folio 641.

⁹³ Folio 1007 (reverso).

⁹⁴ Folio 1031.

⁹⁵ Folios 1230 (reverso) y 1231.

⁹⁶ Folio 1244

ejecutadas por el administrado con el fin de advertir que los trabajos realizados involucran el tramo del ducto donde se generó la fisura, y, (ii) no se presenta un informe final realizado por la Cía. Servicorrosión EIRL, donde se indique la descripción y ejecución del servicio realizado.

Elaboración: TFA

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	Fundamento R.D. N° 1355-2017-OEFA /DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	R.D. N° 3023-2018-OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ		
					Año 2013 Avance físico (%)	
					Programado	Real
Servicio de monitoreo de la corrosión interna. CME-0068-2013 ⁹⁷ .	CME-0068-2013. Adjudicado a la Cía. Servicorrosión EIRL el 2 de setiembre de 2013. Plazo de ejecución 360 días. No es posible acreditar que el monitoreo se realizó en el Km 504+086 ⁹⁸ .	Orden de Trabajo de Tercero N° 4600000032 / Informe de recepción y conformidad N° MAN4-ML-488-2014 (Anexo 2) ⁹⁹ .	No acreditan fehacientemente que en efecto se haya ejecutado el servicio, pues, dichos documentos solo informan temas administrativos del contrato, más no abarcan ningún tema técnico de la ejecución del referido servicio. El administrado pudo haber acreditado la realización del mismo mediante un informe final del servicio, el cual contenga la descripción y la ejecución del servicio que se encuentren sustentadas en fotografías fechadas y georreferenciadas ¹⁰⁰ .	Este servicio verifica el programa de inyección de productos químicos y evalúa su eficacia. El punto de monitoreo se ubica en la Estación 7 y sirve para el tramo E5-E7, por lo tanto, incluye a la progresiva en análisis. Fue ejecutado al 100%. Se adjunta Anexo II: OTT e informe de recepción y conformidad ¹⁰¹ .		
Análisis TFA:						
De la revisión del Anexo 2 (Orden de Trabajo de Tercero N° 4600000032/Informe de recepción y Conformidad Informe de recepción y Conformidad N° MAN4-ML-488-2014), se advierte que, el administrado presentó (i) una OTT en la cual se menciona la ejecución del servicio de monitoreo de la corrosión interna del ONP, el costo del servicio, y, la fecha de inicio y fin del trabajo (inicio						

⁹⁷ Folio 664.

⁹⁸ Folio 1007 (reverso).

⁹⁹ Folio 1033.

¹⁰⁰ Folio 1231.

¹⁰¹ Folio 1244

04/01/2014 y fin 30/09/2014); y, (ii) un informe de recepción y conformidad del monitoreo de la corrosión interna.

No obstante, la información presentada por el administrado no permite acreditar la realización de actividades de monitoreo de corrosión interna al tramo del ducto materia de análisis, debido a que (i) no se presentan las bases técnicas del servicio de monitoreo que describen las actividades ejecutadas por el administrado con el fin de advertir que los trabajos realizados involucran el tramo del ducto donde se generó la fisura; y, (ii) no se presenta un informe final realizado por la Cía. Servicorrosión EIRL, donde se indique la descripción y ejecución del servicio realizado.

Elaboración: TFA

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	Fundamento R.D. N° 1355- 2017-OEFA /DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	R.D. N° 3023-2018- OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ		
					Año 2013 Avance físico (%)	
					Programado	Real
100	56.00					
Servicio del sistema de protección catódica del Tramo II del CIPS'S DCVG. CME-0067-2013 ¹⁰² .	CME-0087-2013. Adjudicado a la Cía. Servicorrosión EIRL el 30 de octubre de 2013. Plazo de ejecución 121 días. No es posible acreditar que el monitoreo se realizó en el Km 504+086 ¹⁰³ .	Orden de Trabajo de Tercero N° 114650-ZF / Informe de recepción y conformidad N° MAN4-ML-108-2014, y el Informe Técnico del Servicio de Protección Catódica del Tramo II CIPS DCVG (Anexo 3) ¹⁰⁴ .	No acreditan fehacientemente que en efecto se haya ejecutado los citados servicios, dado que el administrado pudo haber acreditado la realización del mismo mediante un informe final del servicio, el cual contenga la descripción y la ejecución del servicio que se encuentren sustentadas en fotografías fechadas y georreferenciadas ¹⁰⁵ .	Este servicio es el CME-0087-2013 y no el CME-0067-2013 y verifica el programa de inyección de productos químicos y evalúa su eficacia. El punto de monitoreo se ubica en la Estación 7 y sirve para el tramo E5-E7, por lo tanto, incluye a la progresiva en análisis. Fue ejecutado al 100 % en el año 2014. Se adjunta Anexo III: OTT e informe de		

¹⁰² Folio 664.

¹⁰³ Folio 1007 (reverso).

¹⁰⁴ Folio 1035.

¹⁰⁵ Folio 1231 (reverso).

				recepción y conformidad ¹⁰⁶ .
Análisis TFA:				
De la revisión del Anexo 3 (Orden de Trabajo de Tercero N° 114650-ZF/Informe de recepción y Conformidad Informe de recepción y Conformidad N° MAN4-ML-108-2014; Informe Técnico del Servicio de Monitoreo del Sistema de Protección Catódica del Tramo II), se advierte que, el administrado presentó: (i) una OTT en la cual se menciona la ejecución del servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II CIPS DCVG, el costo del servicio, y la fecha de inicio y fin del trabajo (inicio 08/11/2013 y fin 04/03/2014); y, (ii) dos informes de recepción y conformidad del servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II.				
No obstante, la información presentada por el administrado no permite acreditar la realización de actividades de monitoreo de protección catódica en el tramo del ducto materia de análisis, debido a que: (i) no se presentan los términos de referencia del servicio de monitoreo que describen las actividades ejecutadas por el administrado con el fin de advertir que los trabajos realizados involucran el tramo del ducto donde se generó la fisura; y, (ii) no se presenta un informe final realizado por la Cía. Servicorrosión EIRL, donde se indique la descripción y ejecución del servicio realizado.				

Elaboración: TFA

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	Fundamento R.D. N° 1355-2017-OEFA/DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	R.D. N° 3023-2018-OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ		
					Año 2014 Avance físico (%)	
					Programado	Real
Servicio de inspección con CIP'S DCVG en el Tramo II ONP. Facilidades logísticas ¹⁰⁷ .	CM1-000-2014. Adjudicado Cía. Servicorrosión. No es posible acreditar que la inspección se realizó en el Km 504+086 ¹⁰⁸ .	Orden de Trabajo de Tercero N° 410001812 / Informe de recepción y conformidad N° MAN4-ML-417-2015 y el reporte final del levantamiento de potenciales del tramo de ducto 36" PSS-PS7 (Anexo 4) ¹⁰⁹ .	No acreditan fehacientemente que en efecto se haya ejecutado el servicio, dado que el administrado pudo haber acreditado la realización del mismo mediante un informe final del servicio, el cual contenga la descripción y la ejecución del servicio que se encuentren sustentadas en fotografías fechadas y	Este servicio se fue ejecutado al 100% en el año 2013, asimismo adjuntamos el reporte de la progresiva cuestionada en la cual no se encontró defectos importantes en el revestimiento. %IR = 0.04. Esta progresiva fue inspeccionada en enero del año 2015 antes del		

¹⁰⁶ Folio 1244

¹⁰⁷ Folio 685.

¹⁰⁸ Folio 1007 (reverso).

¹⁰⁹ Folio 1038.

		georreferenciadas. Por otra parte, el reporte final del levantamiento de potenciales del tramo II del ducto 36°PSS-PS7 no constituye un medio probatorio suficiente pues, el administrado no acreditó haber realizado dicho monitoreo ¹¹⁰ .	evento, se adjunta el reporte. Se adjunta Anexo IV: OTT e Informe de recepción y conformidad y reporte de inspección ¹¹¹ .
--	--	--	--

Análisis TFA:

De la revisión del Anexo 4 (Orden de Trabajo de Tercero N° 410001812/Informe de recepción y Conformidad Informe de recepción y Conformidad N° MAN4-ML-417-2015), se advierte que, el administrado presentó: (i) una OTT en la cual se menciona la ejecución del servicio de inspección con CIPS DCVG en el Tramo II del ONP y el costo del servicio; (ii) un informe de recepción y conformidad; y, (iii) un reporte final del levantamiento de potenciales.

No obstante, la información presentada por el administrado no permite acreditar la realización de actividades de inspección mediante la técnica de CIPS al tramo del ducto materia de análisis, debido a que: (i) no se presentan las bases técnicas del servicio de inspección que describen las actividades ejecutadas por el administrado con el fin de advertir que los trabajos realizados involucren el tramo del ducto donde se generó la fisura; (ii) no se presenta un informe final realizado por la Cia. Servicorrosión EIRL, donde se indique la descripción y ejecución del servicio realizado; y, (iii) la sola presentación del reporte final del levantamiento de potenciales no acredita su ejecución, toda vez que no va adjunto a un informe donde se describa su ejecución y se encuentre firmado por un profesional responsable.

Elaboración: TFA

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD		Fundamento R.D. N° 1355-2017-OEFA /DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	R.D. N° 3023-2018-OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ
Año 2014 Avance físico (%)					
Programado	Real				
100	97.56				
Servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II del ONP ¹¹² .		Se ejecuta con recursos propios. No es posible acreditar que el monitoreo se realizó en el Km 504+086 ¹¹³ .	Informe "Servicio de inspección con CIPS DCVG en el tramo II del ONP - Facilidades Logísticas, cuadro de medición de potenciales	No se presentó el contenido total del documento adjunto al Anexo 5. Asimismo, dicho documento forma parte del Anexo 4, el cual	Este servicio se ejecutó con recursos propios y mediante el servicio de CME-0030-2014 se emite un reporte, por lo que no se comprende el hecho de

¹¹⁰ Folios 1231 (reverso) y 1232.

¹¹¹ Folio 1244

¹¹² Folio 685.

¹¹³ Folio 1007 (reverso).

		<p>antes de la reconexión y el reporte final del levantamiento de potenciales del tramo II del ducto 36" PSS-PS7 (Anexo 5)¹¹⁴.</p>	<p>fue analizado anteriormente. Se concluye que dicho documento no constituye medios probatorios suficientes que desvirtúen la conducta infractora¹¹⁵.</p>	<p>"acreditar", puesto que PETROPERÚ es una empresa responsable y ética, adjuntamos el reporte generado con los valores de protección catódica en la progresiva de análisis y también el reporte CIPS-DCVG donde podemos ver los potenciales del SPC. Se adjunta Anexo V: Reporte de medición de potenciales de la progresiva 504+086 y reporte CIPS-DCVG de la misma¹¹⁶.</p>
--	--	---	---	--

COMENTARIO TFA:

De la revisión del Anexo 5 (Reporte final del levantamiento de potenciales), se observa que el administrado presentó: (i) la cara de un informe titulado "Servicio de inspección con CIPS – DCVG en el Tramo II del ONP – Facilidades Logísticas"; (ii) un listado de mediciones potenciales; y, (iii) un reporte final del levantamiento de potenciales.

No obstante, la información presentada por el administrado no permite acreditar la realización del servicio de monitoreo del sistema de protección catódica en el tramo del ducto materia de análisis, debido a que: (i) no se observa la presentación de un informe de la Cía. Servicorrosión EIRL donde se describa las actividades realizadas y el alcance del servicio, en el cual se adjunte el listado de las mediciones de potenciales; y, (ii) la sola presentación del reporte final del levantamiento de potenciales no acredita su realización, toda vez que no va adjunto a un informe donde se describa su ejecución y se encuentre firmado por un profesional responsable.

¹¹⁴ Folio 1041.

¹¹⁵ Folio 1232 (reverso).

¹¹⁶ Folio 1245.

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD		Comentario R.D. N° 1355- 2017-OEFA /DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	R.D. N° 3023- 2018- OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ
Año 2014 Avance físico (%)					
Programado	Real				
20.25	12.15				
Servicio de monitoreo de la corrosión interna del ONP ¹¹⁷ .		En el mes de octubre se envió expediente a la unidad logística para que ejecute el concurso. Sin avance. No es posible acreditar que el monitoreo se realizó en el Km 504+086 ¹¹⁸ .	---	---	<p>El servicio CME-0013-2015 verifica el programa de inyección de productos químicos y evalúa su eficacia. El punto de monitoreo se ubica en la Estación 7 y sirve para el tramo E5-E7, por lo tanto, incluye a la progresiva en análisis.</p> <p>Este servicio inició en junio del año 2015 y concluyó en el año 2016 al 100%, no presentamos ningún anexo en vista que se ejecutó después del evento en la progresiva analizada¹¹⁹.</p>
COMENTARIO TFA:					
El administrado no presentó información que acredite la ejecución de dichas actividades debido a que, como indicó, fueron realizadas después del evento.					

Elaboración: TFA

¹¹⁷ Folio 685.

¹¹⁸ Folio 1007 (reverso).

¹¹⁹ Folio 1245.

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD		Comentario R.D. N° 1355- 2017-OEFA /DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	R.D. N° 3023-2018- OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ
Año 2012 Avance físico (%)					
Programado	Real				
100	---				
Inspección y verificación física derecho de vía Tramo II ONP ¹²⁰ .		Postergado para el año 2013 ¹²¹ .	---	---	<p>Este servicio se ejecutó en el año 2013 al 100%. Se adjunta informe resumen y reportes de las progresivas cercanas a la cuestionada, cabe resaltar que en esta progresiva no se encontraron problemas relevantes para generar el reporte de avería, por lo que no existe un registro de esta progresiva.</p> <p>Se adjunta Anexo VI: Informe ejecutivo y reportes de inspección de las progresivas cercanas, así como OTT e informe de Recepción y Conformidad¹²².</p>

Análisis TFA:

De la revisión del Anexo 6 (Orden de Trabajo de Tercero N° 114189-OA/Informe de recepción y Conformidad N° MNOL-UMLI-636-2013; Informe de inspección y verificación física Derecho de vía Tramo II ONP), se advierte que, el administrado presentó: (i) un contrato de orden de trabajo de terceros; (ii) un informe de recepción y conformidad; y, (iii) un informe de inspección y verificación física del derecho de vía del Tramo II. Asimismo, como indica el administrado, en la documentación presentada no existe un registro de la progresiva donde ocurrió el hallazgo, debido a que no se encontraron problemas relevantes para generar el reporte de avería.

En ese sentido, la información presentada por el administrado no permite acreditar la realización de inspecciones y verificación física del derecho de vía en el área donde se ubica el tramo del ducto materia de análisis, debido a que: (i) no se presentan las bases técnicas del servicio que describen las actividades ejecutadas por el administrado con el fin de advertir que los trabajos realizados involucran el área donde se advirtió el afloramiento de petróleo; y, (ii) en el Informe Proceso N° CME-0084-2013-OLE/PETROPERÚ no se adjunta el "Volumen 4: Cruces del ONP con carreteras"¹²³ con el fin de verificar la inspección en el área donde se realizó el hallazgo.

Elaboración: TFA

¹²⁰ Folio 642.

¹²¹ Folio 1008.

¹²² Folio 1245.

¹²³ Folio 1049 (reverso).

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD		Comentario R.D. N° 1355- 2017-OEFA /DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	R.D. N° 3023- 2018- OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ
Año 2012 Avance físico (%)					
Programado	Real				
100	60				
Mantenimiento correctivo del derecho de vía Tramo II ¹²⁴ .		Postergado para el año 2013 ¹²⁵ .	----	----	<p>Este servicio se ejecutó al 100% el cual sirvió para corregir 04 progresivas que presentaban problemas relevantes, la progresiva cuestionada no fue considerada en vista que no se presentó reportes en la verificación física.</p> <p>Se adjunta Anexo VII: Informe de trabajos, así como OTT e informe de Recepción y Conformidad¹²⁶.</p>
Análisis TFA:					
<p>De la revisión del Anexo 7 (Orden de Trabajo de Tercero N° 113321-OA/Informe de recepción y Conformidad Informe del Servicio de mantenimiento Correctivo Derecho de Vía Tramo II ONP), se advierte que, el administrado presentó: (i) un contrato de orden de trabajo de terceros; (ii) un informe de recepción y conformidad; y, (iii) un informe del servicio de mantenimiento correctivo del derecho de vía Tramo II del ONP.</p> <p>No obstante, la documentación presentada por el administrado no acredita el desarrollo de actividades de mantenimiento correctivo del derecho de vía en el área donde se detectó el afloramiento de hidrocarburo, debido a que, como menciona el administrado, la progresiva cuestionada no fue considerada en vista que no se presentó reportes en la verificación física.</p>					

Elaboración: TFA

¹²⁴ Folio 642.

¹²⁵ Folio 1008.

¹²⁶ Folio 1245.

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD		Comentario R.D. N° 1355- 2017-OEFA /DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	R.D. N° 3023-2018- OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ
Año 2013 Avance físico (%)					
Programado	Real				
100	100				
Inspección y verificación física derecho de vía Tramo II ONP ¹²⁷ .		CME-0084-2013. Adjudicado a la Cía. UTS EIRL, plazo de 37 días. No es posible acreditar que la inspección se realizó en el Km 504+86 ¹²⁸ .	Orden de Trabajo Tercero N° 114189-OA / Informe de recepción y conformidad N° MNOL4-UMLI-636-2013 y el Informe de inspección y verificación física del derecho de vía del tramo II del ONP (Anexo 6) ¹²⁹ .	La OTT N° 114189-OA y el informe de recepción y conformidad MNOL4-UMLI-636-2013 informan temas administrativos del contrato, más no abarcan ningún tema técnico de la ejecución del referido servicio. Asimismo, en el informe de inspección y verificación física del derecho de vía del tramo II del ONP se describen las acciones a realizar sin embargo, no se adjunta documentación que acredite su ejecución. En ese sentido, los documentos citados no acreditan fehacientemente que en efecto se haya ejecutado el servicio, dado que el administrado pudo haber acreditado la realización del mismo mediante un informe final del servicio, el cual contenga la descripción y la ejecución del servicio que se encuentren sustentadas en	Este servicio se ejecutó al 100% y según el reporte no se identificaron defectos relevantes en esta progresiva por lo que no existen registros en la misma. Se adjuntan resumen ejecutivo y registro de las progresivas cercanas donde se identificaron defectos relevantes y fueron reportados. Se adjunta Anexo VI: Informe ejecutivo y reportes de inspección de las progresivas cercanas, así como OTT e informe de Recepción y Conformidad ¹³¹ .

¹²⁷ Folio 665.

¹²⁸ Folio 1008.

¹²⁹ Folio 1044.

¹³¹ Folio 1245.

			fotografías fechadas y georreferenciadas ¹³⁰ .
--	--	--	---

ANÁLISIS TFA:

De la revisión del Anexo 6 (Orden de Trabajo de Tercero N° 114189-OA/Informe de recepción y Conformidad N° MNOL-UMLI-636-2013; Informe de inspección y verificación física Derecho de vía Tramo II ONP), se advierte que, el administrado presentó: (i) un contrato de orden de trabajo de terceros, (ii) un informe de recepción y conformidad; y, (iii) un informe de inspección y verificación física del derecho de vía del Tramo II. Asimismo, como indica el administrado, en la documentación presentada no existe un registro de la progresiva donde ocurrió el hallazgo debido a que, no se identificaron defectos relevantes en esta progresiva.

En ese sentido, la información presentada por el administrado no permite acreditar la realización de inspecciones y verificación física del derecho de vía en el área donde se ubica el tramo del ducto materia de análisis, debido a que: (i) no se presentan las bases técnicas del servicio que describen las actividades ejecutadas por el administrado con el fin de advertir que los trabajos realizados involucran el área donde se advirtió el afloramiento de petróleo; y, (ii) en el Informe Proceso N° CME-0084-2013-OLE/PETROPERÚ no se adjunta el "Volumen 4: Cruces del ONP con carreteras"¹³² con el fin de verificar la inspección en el área donde se realizó el hallazgo.

Elaboración: TFA

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD		Comentario R.D. N° 1355-2017-OEFA/DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	R.D. N° 3023-2018-OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ
Año 2013 Avance físico (%)					
Programado	Real				
100	100				
Mantenimientos correctivos derecho de vía Tramo II ONP. CME-0062-2013 ¹³³ .		CME-0062-2013. Adjudicado a la Cia. Servicorrosión EIRL. No es posible acreditar que la inspección se realizó en el Km 504+86 ¹³⁴ .	Orden de Trabajo de Tercero N° 113321-OA / Informe de recepción y conformidad y el Informe del servicio de mantenimiento correctivo del derecho de vía Tramo II del ONP (Anexo 7) ¹³⁵ .	La OTT N° 113321-OA y el informe de recepción y conformidad MAN4-LI-031-2014 informan temas administrativos del contrato, más no abarcan ningún tema técnico de la ejecución del referido servicio. Asimismo, en el informe del servicio de mantenimiento correctivo del	Este servicio se ejecutó al 100% el cual sirvió para corregir 04 progresivas que presentaban problemas relevantes, la progresiva cuestionada no fue considerada en vista que no se presentó reportes en la verificación física.

¹³⁰ Folios 1232 (reverso) y 1233.

¹³² Folio 1049 (reverso).

¹³³ Folio 665.

¹³⁴ Folio 1008.

¹³⁵ Folio 1053.

		<p>derecho de vía del tramo II del ONP se describen acciones a realizar sin embargo, no se adjunta documentación que acredite su ejecución. En ese sentido, los documentos citados no acreditan fehacientemente que en efecto se haya ejecutado el servicio, dado que el administrado pudo haber acreditado la realización del mismo mediante un informe final del servicio, el cual contenga la descripción y la ejecución del servicio que se encuentren sustentadas en fotografías fechadas y georreferenciadas¹³⁶.</p>	<p>Se adjunta Anexo VII: Informe de trabajos, así como OTT e informe de Recepción y Conformidad¹³⁷.</p>
--	--	---	--

ANÁLISIS TFA:

De la revisión del Anexo 7 (Orden de Trabajo de Tercero N° 113321-OA/Informe de recepción y Conformidad Informe del Servicio de mantenimiento Correctivo Derecho de Vía Tramo II ONP), se advierte que, el administrado presentó: (i) un contrato de orden de trabajo de terceros; (ii) un informe de recepción y conformidad; y, (iii) un informe del servicio de mantenimiento correctivo del derecho de vía Tramo II del ONP.

No obstante, la documentación presentada por el administrado no acredita el desarrollo de actividades de mantenimiento correctivo del derecho de vía en el área donde se detectó el afloramiento de hidrocarburo, debido a que, como menciona el administrado, la progresiva cuestionada no fue considerada en vista que no se presentó reportes en la verificación física.

Elaboración: TFA

¹³⁶ Folio 1233.

¹³⁷ Folio 1246.

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD		Comentario R.D. N° 1355- 2017-OEFA /DFSAI	ESCRITO 89170 (12/12/2017)	R.D. N° 3023-2018- OEFA/DFAI (Resumen)	COMENTARIO PETROPERÚ
Año 2014 Avance físico (%)					
Programado	Real				
25.15	0.00				
Roce y limpieza de la vegetación del derecho de vía Tramo II ¹³⁸ .		Con informe técnico MAN4- ML-024-2014, se excluyó del PAC. No es posible acreditar que la limpieza se realizó en el Km 504+086 ¹³⁹ .	----	----	Este proceso no fue ejecutado. Porque como institución responsable ambientalmente desplegó todos los recursos humanos y presupuestales para la contingencia ocurrida en el Km 41 que fue precisamente en el año 2014. No se trata de falta de prevención fue una forma de evitar alguna situación agravante ¹⁴⁰ .
COMENTARIO TFA:					
El administrado indicó que no ejecutó las actividades mencionadas.					

Elaboración: TFA

115. De lo señalado en el considerando precedente, este Tribunal puede concluir entonces que:

- i) Si bien a través de las OTT presentadas por Petroperú se evidencian los servicios realizados por la empresa contratista, así como que los mismos surgen de las respectivas órdenes que vinculan a los sujetos intervinientes en dichas prestaciones (vale decir, Petroperú y Servicorrosión E.I.R.L.), cierto es que no en todas estas se consigna que el servicio será ejecutado en el Tramo II donde se ubica la progresiva en la cual se produjo el derrame de hidrocarburo.

¹³⁸ Folio 686.

¹³⁹ Folio 1008.

¹⁴⁰ Folio 1246.

- ii) Aunado a ello, debe precisarse que, aun cuando los Informes de recepción y conformidad que se anexan a las citadas OTT, describen —como desarrollo de las actividades— las fechas en las cuales serán llevadas a cabo los servicios y (en algunos de ellos) que las mismas se han realizado en función a las Bases Técnicas del *Servicio de Inspección con CIPS DCVG en Tramo II ONP-Facilidades Logísticas*, fue el propio recurrente quien —a través de sus Planes Maestros 2012, 2013, 2014— señaló que la ejecución no en todos los casos se efectuó al 100%:

Mantenimientos efectuados en el cruce de la Progresiva 504+086 del Tramo II del ONP con el km. 21+150 de la carretera Bagua- Imaza				
Programa de mantenimiento predictivo del derecho de vía y tubería del ONP				
DESCRIPCIÓN	AVANCE FÍSICO (%)		COMENTARIOS OEFA	COMENTARIOS PETROPERU
	PROG.	REAL		
2012				
Servicio de monitoreo de la corrosión interna	100	100	CME-0047-2011. Cla. Servicorrosion EIRL. No es posible acreditar que el monitoreo se realizó en el km. 504+086	Este servicio verifica el programa de inyección de productos químicos y evalúa su eficacia. El punto de monitoreo se ubica en la Estación 7 y sirve para el tramo E5-E7, por lo tanto, incluye a la progresiva en análisis. Fue ejecutado al 100% Se adjunta Anexo I: OTT e Informe de recepción y conformidad.
2013				
Servicio de monitoreo de la corrosión interna. CME-0068-2013	39.99 →	37.33	CME-0068-2013. Cla. Servicorrosion EIRL. No es posible acreditar que el monitoreo se realizó en el km 504+086	Este servicio verifica el programa de inyección de productos químicos y evalúa su eficacia. El punto de monitoreo se ubica en la Estación 7 y sirve para el tramo E5-E7, por lo tanto, incluye a la progresiva en análisis. Fue ejecutado al 100% Se adjunta Anexo II: OTT e Informe de recepción y conformidad.
Monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II del CIPS DCVG. CME-0087-2013	100 →	56	CME-0087-2013. Cla. Servicorrosion EIRL. No es posible acreditar que el monitoreo se realizó en el km. 504+086.	Este servicio es el CME-0087-2013 y no el CME-0067-2013 y verifica el programa de inyección de productos químicos y evalúa su eficacia. El punto de monitoreo se ubica en la Estación 7 y sirve para el tramo E5-E7, por lo tanto, incluye a la progresiva en análisis. Fue ejecutado al 100% en el año 2014. Se adjunta Anexo III: OTT e Informe de recepción y conformidad.
2014				
Servicio de inspección con CIPS DCVG en el Tramo II ONP. Facilidades logísticas	100 →	40.16	CME-0030-2014. Cla. Servicorrosion. No es posible acreditar que la inspección se realizó en el km 504+086.	Este Servicio se fue ejecutado al 100% en el año 2013, asimismo adjuntamos el reporte de la progresiva cuestionada en la cual no se encontró defectos importantes en el revestimiento. %IR=0.04 Esta progresiva fue inspeccionada en enero del año 2015 antes del evento, se adjunta el reporte. Se adjunta Anexo IV: OTT e Informe de recepción y conformidad y reporte de inspección.

Fuente: Recurso de apelación

DESCRIPCIÓN	AVANCE FÍSICO (%)		COMENTARIOS OEFA	COMENTARIOS PETROPERU
	PROG.	REAL		
Servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II del ONP	100	97.52	Se ejecuta con recursos propios. No es posible acreditar que el monitoreo se realizó en el km 504+086.	Este servicio se ejecutó con recursos propios y mediante el servicio de CME-0030-2014 se emite un reporte, por lo que no se comprende el hecho de "acreditar", puesto que PETROPERU es una empresa responsable y ética, adjuntamos el reporte generado con los valores de protección catódica en la progresiva de análisis y también el reporte CIPS-DCVG donde podemos ver los potenciales del SPC. Se adjunta Anexo VI: Reporte de medición de potenciales de la progresiva 504+086 y reporte CIPS-DCVG de la misma.
Servicio de monitoreo de la corrosión interna del ONP	20.25	12.15	En el mes de octubre se envió expediente a la unidad logística para que ejecute el concurso. Sin avance. No es posible acreditar que el monitoreo se realizó en el km 504+086.	El servicio CME-0013-2015 verifica el programa de inyección de productos químicos y evalúa su eficacia. El punto de monitoreo se ubica en la Estación 7 y sirve para el tramo ES-E7, por lo tanto, incluye a la progresiva en análisis. Este servicio inició en junio del año 2015 y concluyó en el año 2016 al 100%, no presentamos ningún anexo en vista que se ejecutó después del evento en la progresiva analizada.

Programa de mantenimiento preventivo del derecho de vía y tubería del ONP

DESCRIPCIÓN	AVANCE FÍSICO (%)		COMENTARIOS OEFA	COMENTARIOS PETROPERU
	PROG.	REAL		
2012				
Inspección y verificación física del derecho de vía Tramo II ONP	100	-	Postergado para el año 2013	Este servicio se ejecutó en el 2013 al 100%. Se adjunta Informe resumen y reportes de las progresivas cercanas a la cuestionada, cabe resaltar que en esta progresiva no se encontraron problemas relevantes para generar el reporte de avería, por lo que no existe un registro de esta progresiva. Se adjunta Anexo VI: Informe ejecutivo y reportes de inspección de las progresivas cercanas, así como OTT e Informe de Recepción y Conformidad.
Mantenimiento correctivo del derecho de vía Tramo II	100	60	Postergado para el año 2013	Este servicio se ejecutó al 100% el cual sirvió para corregir 04 progresivas que presentaban problemas relevantes, la progresiva cuestionada no fue considerado en vista que no presento reportes en la verificación física. Se adjunta Anexo VII: Informe de trabajos, así como OTT e Informe de Recepción y Conformidad.
2013				
Inspección y verificación física del derecho de vía Tramo II ONP	100	100	CME-0084-2013. Cls. UTS EIRL, plazo de 37 días. No es posible acreditar que la inspección se realizó en el km 504+086.	Este servicio se ejecutó al 100% y según el reporte no se identificaron defectos relevantes en esta progresiva por lo que no existen registros en la misma. Se adjunta resumen ejecutivo y registro de las progresivas cercanas donde se identificaron defectos relevantes y fueron reportados. Se adjunta Anexo VII: Informe ejecutivo y reportes de inspección de las progresivas cercanas, así como OTT e Informe de Recepción y Conformidad.

(continúa en la siguiente página)

DESCRIPCIÓN	AVANCE FÍSICO (%)		COMENTARIOS OEFA	COMENTARIOS PETROPERU
	PROG.	REAL		
Mantenimientos correctivos derecho de vía Tramo II ONP. CME-0082-2013.			CME-0062-2013. Cls. Servicorrosion EIRL. No es posible acreditar que la inspección se realizó en el km 504+086.	Este servicio se ejecutó al 100% el cual sirvió para corregir 04 progresivas que presentaban problemas relevantes, la progresiva cuestionada no fue considerado en vista que no presento reportes en la verificación física. Se adjunta Anexo VII: Informe de trabajos, así como OTT e Informe de Recepción y Conformidad.
2014 Roce y limpieza de la vegetación del derecho de vía Tramo II	25.15	0	Con informe técnico MAN4-ML-024-2014, se excluyó del PAC. No es posible acreditar que la limpieza se realizó en el km. 504+086.	Este proceso no fue ejecutado. Porque como institución responsable ambientalmente desplegó todos los recursos humanos y presupuestales para la contingencia ocurrida en el km 41 que fue precisamente en el año 2014. No se trata de falta de prevención fue una forma de evitar alguna situación agravante.

Fuente: Recurso de apelación

iii) En ese sentido, a juicio de esta Sala, incluso en el negado supuesto de que con la totalidad de las OTT se acreditara la realización de determinadas acciones, lo cierto es que estas no se ejecutaron en función al porcentaje programado por el administrado, siendo que su conformidad solo se sustentó en la realización de estas pero no de su ejecución integral conforme al Plan Maestro aprobado anualmente; de forma que estas, no generan certeza del cumplimiento del PAMA del administrado respecto de las acciones de mantenimiento a realizar en el km 504+086 del Tramo II del ONP.

116. Del análisis efectuado se evidencia, entonces, que el administrado no realizó las acciones de mantenimiento en el km 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el km 21+150 de la carretera Bagua-Imaza (coordenadas UTM WGS84: 770819E; 9383532N).

117. Adicionalmente, respecto a lo alegado por Petroperú, en torno a que el OEFA desestima la presentación de los OTT sobre las actividades de mantenimiento que realizó, debe precisarse que el administrado en calidad de titular de las actividades de hidrocarburos posee toda la información relevante sobre la ejecución de sus actividades de mantenimiento, independientemente que ellas impliquen la ejecución por parte de terceros; en ese sentido, le corresponde presentar medios probatorios idóneos para probar que, efectivamente, realizó dichas actividades en el tramo del ONP que fue objeto de supervisión.

118. En efecto, sobre la carga de la prueba, el profesor Alejandro Nieto señala que:

(...) por lo que se refiere a la carga probatoria en cualquier acción punitiva, es el órgano sancionador a quien corresponde probar los hechos que hayan de servir de soporte a la posible infracción, mientras que al imputado le incumbe probar los hechos que puedan resultar excluyentes de su responsabilidad" (Sentencia Supremo Español) ¹⁴¹. (subrayado nuestro).

119. De lo expuesto se advierte que a la autoridad le corresponde sustentar la determinación de responsabilidad de Petroperú con medios probatorios idóneos y objetivos, tal como se ha evidenciado en el desarrollo de los considerandos 66 al 69; mientras que, tras dicha acreditación, le corresponde al administrado presentar medios probatorios idóneos, a efectos de poder desvirtuar lo imputado por la autoridad, lo cual no ha sucedido en el presente caso, toda vez que Petroperú solo presentó OTT e informes que no evidencian la real ejecución de la adopción de las acciones de mantenimiento que realizó en el tramo. En ese sentido, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en el presente extremo de su apelación.

¹⁴¹ NIETO GARCÍA, Alejandro. Derecho Administrativo Sancionador. Cuarta Edición totalmente reformada. Editorial Tecnos. Madrid, 2005. P. 424.

Sobre lo resuelto en la Resolución Directoral I

120. Con relación a este extremo, del recurso de apelación, se tiene que el administrado refutó los fundamentos expuestos por la Autoridad Decisora a través de la Resolución Directoral I; en ese sentido, en el cuadro adjunto se desarrollarán cada uno de los alegatos mencionados por Petroperú, y si, en efecto, los mismos resultan suficientes para deslindar la responsabilidad que se le imputa:

Cuadro N° 4: Análisis de los alegatos planteados por el administrado

Argumentos formulados por Petroperú respecto de la Resolución Directoral I
<p>Fundamentación cuestionada:</p> <p>Si bien el administrado realizó mediciones de espesor (inspección interna) en los años 2003 y 2015, las mismas no acreditan que cumplió con realizar dicha inspección antes de ocurrido el derrame del 19 de febrero del 2015; toda vez que no evidenció mediciones posteriores al año 2003. Asimismo, según el porcentaje de cumplimiento del programa de mantenimiento predictivo del año 2014 se advierte que no se realizó el mantenimiento programado para ese mismo año, ya que no muestra algún avance respecto del servicio de monitoreo de la corrosión interna del ONP.</p> <p>(Párrafo primero del considerando 74 de la Resolución Directoral I)</p>
<p>Alegato de Petroperú:</p> <p>En el año 2014 se ejecutó al 100% el servicio de Monitoreo de la Corrosión Interna, para corroborar lo mencionado se adjunta la Orden de trabajo de tercero y el informe de recepción y conformidad de este servicio.</p> <p>Asimismo, es preciso indicar que el antecedente normativo del DS 081-2017-EM (emitido en noviembre de 2007), es el DS 041-1999-EM, el cual no especificaba la periodicidad de 5 años para las ILI's por corrosión. En cuanto a las ILI's geoinerciales ni en el DS 041-1999-EM y el DS 081-2007-EM no existe periodo en años para las reinspecciones.</p> <p>(Recurso de apelación)</p>
<p>Análisis del TFA:</p> <p>Sobre el particular, se debe tener en cuenta que de la propia información proporcionada por Petroperú en su Plan Maestro, como Programa de Mantenimiento Predictivo del Derecho de Vía y Tubería del ONP en el 2014, este programó la realización del servicio de monitoreo de la corrosión interna del ONP, la misma que sería ejecutada al 20.25%, no obstante esta únicamente se ejecutó al 12.15%.</p> <p>En ese sentido, como se señaló en los considerandos previos de la presente resolución, aun cuando el recurrente argumente que, a través de la OTT presentada, así como del Informe de recepción y conformidad (CME N° 0013¹⁴²-2015) anexo a la misma se puede evidenciar su cumplimiento, de la revisión de la referida documentación se verifica que</p>

el servicio inició en 2015 y concluyó en el 2016; de forma que, al contener data posterior a la fecha que pretende acreditar (2014), no puede ser considerada como medio probatorio idóneo.

Por otro lado, en torno a lo prescrito en el RTHD respecto a la frecuencia de las inspecciones, se debe tener en cuenta que, contrariamente a lo señalado por el administrado, tanto en el Decreto Supremo N° 041-99-EM (artículo 52°) como en el RTHD (artículo 57°) se establece que —en base a los resultados obtenidos de la ejecución de inspecciones dentro de los cinco (5) primeros años de iniciada la operación— es responsabilidad del administrado determinar la frecuencia necesaria de inspecciones con la finalidad de detectar posibles puntos de derrame y planificar actividades de mantenimiento a efectos de asegurar las condiciones del ducto.

Teniendo en consideración lo expuesto, lo argumentado por Petroperú en torno al presente extremo carece de sustento.

Fundamentación cuestionada:

Petroperú alegó que realizó inspecciones geométricas (inspección interna) en los años 1998 y 2012; sin embargo, no acreditó la adopción de medidas para corregir -de ser el caso- lo detectado luego de la comparación de los resultados obtenidos en los referidos años.

(Segundo párrafo del considerando 74 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

Este evento según el reporte de inspección con el raspatubo Geo Inercial, reporta un problema no severo, con una variación de movimiento completamente bajo, por tal motivo no fue considerado su corrección, se han presentado las evidencias y OEFA al parecer no sabe cómo interpretar dichos medios probatorios.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

De la revisión de los descargos¹⁴³ presentados por Petroperú a lo largo del presente procedimiento, se evidencia que aquel señala haber tenido conocimiento de la corrosión interna en el año 2003 pero no de la existencia de fisuras, así también que detectó movimiento de terreno con riesgo mínimo en el año 2012; siendo que, en ningún caso, encontró fallas severas al estado del revestimiento en los años 2012 y 2015.

Ahora bien, es también el administrado quien: i) asevera haber tenido conocimiento tanto de corrosión en el 2003 y de las fisuras que, a su entender, no ameritaban la adopción de medidas de mantenimiento; y, ii) manifiesta que sobre el terreno bajo el cual se ubica el tramo afectado conflúan actividades (tales como el paso de volquetes o la actividad agrícola de la zona).

En ese sentido, a criterio de esta Sala, aun cuando tuvo conocimiento de dichas circunstancias no ejecutó al 100% las actividades de mantenimiento programadas, siendo que si ya existían indicios de corrosión y otros problemas —como el asentamiento "leve"— de haberlas realizado en su totalidad hubiera tenido conocimiento de la pérdida de espesor del ducto y que el problema en las fallas del revestimiento detectadas del 2012 al 2015, ya se habían agudizado.

¹⁴³ Folio 584 (descargos al Informe Final de Instrucción), 748 (Insp. MFL Rosen 2003-km504+086), 750 (Insp. Geométrico BHI 504+2013) y 752 (Reporte CIPS-DCVG km. 503-504 2012 y 2015).

Considerando lo señalado, lo argumentado por Petroperú en este extremo no tiene sustento a efectos de eximirlo de responsabilidad.

Fundamentación cuestionada:

- Si bien el administrado, indicó que realizó la limpieza de ductos (inspección interna) mediante el uso de raspatubos mecánicos con escobillas con una frecuencia de dos (2) meses y raspatubos mecánicos con separadores de bache con una frecuencia mínima, los mismos que fueron acreditados para el año 2010 hasta el año 2013; no obstante, no remitió documentos que acrediten que realizó dicha limpieza de ductos durante el año 2014, es decir, el año anterior a la fecha de ocurrido el derrame del 19 de febrero del 2015.

(Tercer párrafo del considerando 74 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

Se ha presentado el reporte de limpieza del ducto mediante raspatubo de escobillas metálicas hasta el año 2013, donde mostramos los registros de todos los raspatubos que ingresan a línea, este detalle es claro y contundente, asimismo adjuntamos los registros del año 2014 y 2015 hasta antes del derrame.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

Al respecto, se procedió con la revisión de los documentos que integran el Anexo 7 denominado "Raspatubos de Limpieza" presentados por el Petroperú, concluyéndose que, si bien la información contenida en estos¹⁴⁴ contiene datos de las actividades de limpieza del ducto mediante raspatubos de escobillas metálicas en el periodo 2010 a 2013 —con una periodicidad mensual—, no así sucede en el 2014, puesto que el recurrente no adjuntó la información relativa a dicho año en torno al paso de los raspatubos de limpieza; más aún si se tiene en cuenta que, en el periodo 2010 al 2013 se consignan como observaciones genéricas la presencia de abolladuras o la salida de los raspatubos con rotura de copas (o en mal estado), sin que se precise exactamente el punto de las malformaciones.

En función a ello, toda vez que, a través de la documentación aportada por el administrado no se advierte la continuidad en las revisiones internas del ducto (efectuadas a través del raspatubos de limpieza) en el año 2014 —fecha anterior a la contingencia de febrero de 2015— que hubieran podido advertir de las malformaciones en el revestimiento del ducto y la ejecución de acciones de mantenimiento, lo señalado por aquel no genera certeza.

Fundamentación cuestionada:

- Respecto a las inspecciones visuales (inspección externa), el administrado alegó que realizó las mismas con una frecuencia anual en los años 2013 y 2015. Sin embargo, no remitió evidencia de la realización de la referida inspección en el año 2014, es decir, del año anterior de ocurrido el derrame materia del presente PAS. Ello se corrobora en el porcentaje de cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo del año 2014, en el cual no se indica dicha actividad como programada para el referido año.

¹⁴⁴ Folios 953 al 962.

(Cuarto párrafo del considerando 74 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

En el año 2014 como todos tenemos conocimiento existió la contingencia del km.41, a la misma que como empresa responsable ambientalmente orientamos nuestros recursos humanos y presupuestales para contrarrestar los efectos de dicha contingencia, es decir el evento de hecho^(sic) año imposibilitó a Petroperú tener distintas progresivas de ejecución de servicios, porque no se contaba con el personal suficiente para realizar la supervisión de manera paralela, por lo cual se priorizó labores urgentes.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

Lo argumentado por Petroperú en este punto, no lo exime de responsabilidad por la no ejecución de las actividades de mantenimiento, pues si bien pueden acaecer situaciones que le obliguen a destinar sus recursos a otras labores, cierto es que este se encuentra obligado a cumplir con los compromisos asumidos en su instrumento de gestión ambiental conforme a lo propuesto por el mismo y posteriormente aprobado por la autoridad certificadora, a fin de garantizar la prevención de los impactos ambientales negativos que pudieran generarse producto de sus actividades.

Fundamentación cuestionada:

- Petroperú señaló que realizó con una frecuencia anual el monitoreo de integridad externa del oleoducto de protección catódica y resistencia eléctrica del terreno (inspección externa), durante los años 2014 y 2015. No obstante, ello no acredita la adopción de medidas para corregir -de ser el caso- lo detectado luego de la comparación de los resultados obtenidos en los referidos años.

(Quinto párrafo del considerando 74 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

Se han enviado los registros de los monitoreos, asimismo desde el año 2015 se realizó el estudio para instalar sistema de protección catódica por corriente impresa para mejorar los niveles de protección Estación 7 al km 490, logrando su instalación y operación en el año 2016, por lo que PETROPERU a pesar de las contingencias del Tramo I, aplico^(sic) todo su esfuerzo en implementar este nuevo diseño de sistemas de protección catódica.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

Con relación a este argumento, se debe considerar que, si bien el administrado señala la adopción de acciones posteriores que servirían para la instalación y operación en el 2016, ello no implica su falta de responsabilidad administrativa por la comisión de la conducta infractora, debido a que dichas actividades serían llevadas a cabo con posterioridad al derrame; lo cual, en todo caso no acredita que hubiera ejecutado al 100% las actividades programas antes de la referida emergencia ambiental.

Fundamentación cuestionada:

- Además, el administrado alegó que realizó con una frecuencia mensual el análisis de presencia de bacterias sulfato-reductoras en el petróleo (inspección externa), durante los años 2012 al 2016. Sin embargo, ello no acredita la adopción de medidas para corregir -de ser el caso- lo detectado luego de la comparación de los resultados obtenidos en los referidos años.

(Último párrafo del considerando 74 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

Se han entregado los monitoreos de la Corrosión Interna del Ducto en los que los valores no presentan variaciones importantes que requieran modificar las dosificaciones de productos químicos, en tal sentido desvirtuamos lo indicado por OEFA, en tanto que vuestros especialistas en derecho no cuentan con los criterios para evaluar dichos reportes e inferir una corrección a los programas de inyección de productos químicos del ONP y ORN.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

Sobre el particular, de debe tener presente que la DFAI al señalar que el análisis de las bacterias sulfato-reductoras en el hidrocarburo no acreditan la adopción de medidas para corregir, de ser el caso, lo detectado, no implica una imposición al administrado de modificar la dosificación de productos químicos empleados para dicho análisis; sino que estos no permiten acreditar la realización de las acciones de mantenimiento, a efectos de prevenir la generación de impactos negativos.

En efecto, y en la misma línea que la primera instancia, tras la revisión de los documentos aportados por el administrado, esta Sala observa que en estos se consigna únicamente valores los cuales no contienen mayor análisis ni especificación de los tramos analizados, y, en consecuencia, si en estos se incluye la progresiva 504-086 del tramo II del ONP. En función a ello, corresponde desestimar los argumentos del administrado, en tanto no presentó medios probatorios idóneos que sustenten su afirmación.

Fundamentación cuestionada:

75. Por lo expuesto, si bien el administrado realizó algunas inspecciones internas y externas, estas no fueron ejecutadas antes de ocurrido el derrame del 19 de febrero del 2015; toda vez que no acreditó que hayan sido efectuadas en el tramo bajo análisis. Además, el mismo administrado reconoció que mediante ILI geométrica BHI en el 2012 advirtió un movimiento bajo del terreno; sin embargo, lo consideró de riesgo mínimo. Adicionalmente, detectó fallas no severas, es decir, hubo fallas, de revestimiento en los resultados de las inspecciones CIPS-DCVG en el 2012; sin embargo, no realizó seguimiento de lo advertido mediante acciones continuas de mantenimiento a efectos de evitar una posible falla o fisura del ducto materia en cuestión.

(Considerando 75 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

La afirmación señalada en el numeral mencionado asevera que debemos tener en cuenta a cualquier movimiento, sin embargo no tiene en cuenta que el movimiento de terreno reportado por BHI fue de riesgo mínimo, por lo que no requería realizar trabajos de corrección, por otro lado podemos decir que las fallas en el revestimiento merecían un seguimiento el cual se realizó en el año 2015, no detectando un variaciones^(sic) de su avance, en consecuencia no se gestionó ningún trabajo correctivo en esta progresiva, estos sustentos fueron alcanzados y explicados, sin embargo, debido a la parcialidad de OEFA, nos vemos obligados a reitera^(sic) la información de sustento.

A fin de determinan^(sic) la criticidad de los desplazamientos indicados por la ILI geométrica del año 2012, en el año 2013, se elaboró el "El Procedimiento para Determinar Prioridad de Atención de Sectores con Movimiento en el Tramo II del ONP".

Basados en la resistencia mecánica del material base del ducto y en los esfuerzos indicados por el raspatabo Geo-inercial, se calcularon los esfuerzos máximos de cada uno de los movimientos, estos fueron comparados con la resistencia máxima del material base del ducto, discriminando tres estados que son bajo, moderado y severo, el correspondiente a la falla cuestionada nos indicó que este esfuerzo es bajo, por lo que no fue necesario tomar acciones inmediatas. Se adjunta en el anexo VIII dicho procedimiento como sustento.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

Sobre el particular, se debe tener presente que la finalidad de los instrumentos de gestión ambiental (entre los que se encuentran el PAMA de Petroperú) es efectivamente la de prevenir posibles daños en el bien jurídico protegido, siendo que el administrado deberá ejecutar las acciones necesarias en el tiempo, modo y forma que fueron aprobados por la autoridad competente.

En ese orden de ideas, si bien el administrado argumenta que las anomalías detectadas en el revestimiento reportaban un riesgo mínimo, se ha de considerar que la diligencia del administrado (como conocedor de movimientos en el terreno en el que subyace el ducto como consecuencia de factores externos) trae consigo la necesidad de dar cumplimiento a la totalidad de las acciones de mantenimiento programadas —sean estas de carácter predictivo o preventivo, recordemos que Petroperú se obligó a ejecutar anualmente un Plan Maestro— en aras de que, con su completa ejecución, se evidencie si las deformaciones detectadas en el 2012¹⁴⁵ se incrementaron con el transcurso del tiempo y de las condiciones existentes en la zona. Hecho que, en ese sentido, no fue realizado sino hasta después de la emergencia ambiental cuando el administrado asevera que en el 2015 las fallas en el revestimiento merecían un seguimiento.

Aunado a ello, y aun cuando aquel manifieste contar con el Procedimiento para Determinar Prioridad de Atención de Sectores con Movimiento en el Tramo II del ONP, (el que tampoco obra en los actuados obrantes en el expediente), en nada enerva su responsabilidad por no cumplir con la realización de su PAMA de manera integral, puesto que, con la información presentada no se pudo determinar la ejecución de inspecciones para determinar el estado de revestimiento¹⁴⁶ con anterioridad a la emergencia ambiental.

¹⁴⁵ Folio 584, 748, 750 y 752.

¹⁴⁶ Folios 752 al 758.

En función a ello, corresponde desestimar lo argumentado por Petroperú respecto de este extremo de su apelación.

Fundamentación cuestionada:

77. Conforme se señaló en el acápite anterior, en su escrito de descargos N° 2, Petroperú alegó que únicamente debe cumplir con lo establecido en el artículo 57° del RTHD, el cual no requiere el cumplimiento de todas las medidas, ya que, basta con cumplir alguna de ellas.
78. Asimismo, Petroperú alegó que, la SDI en el numeral 67 del Informe Final de Instrucción señaló erróneamente que el mantenimiento interno es la inspección interna que garantiza el adecuado funcionamiento del ducto. Sin embargo, remarcó que luego de realizar las inspecciones internas, se debe proceder a evaluar los daños detectados y programar las acciones de reparación de las zonas identificadas, las mismas que ha cumplido a cabalidad.
79. También infirió que la SDI no tiene una idea clara del significado del mantenimiento de ductos, toda vez que, indicó que las actividades de inspecciones periódicas y continuas son insuficientes para completar el mantenimiento, es decir, que dichas inspecciones son una parte del mantenimiento integral del ducto y que es necesario evaluar y finalmente programar los trabajos de reparación que derivan dichas inspecciones. Al mismo tiempo, que las inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magnetos y de escobillas de poliuretano de disco y cepas, son utilizadas para identificar defectos de corrosión, así como para evitar errores de lectura, lo cual, está errado, ya que dichas herramientas no identifican anomalías por corrosión y solamente sirven para limpiar el interior del ducto.
80. Al respecto, es preciso reiterar, que el presente PAS se inició por el incumplimiento de los compromisos ambientales asumidos por el administrado en su PAMA, por el cual está obligado a cumplir con las actividades programadas en los programas de mantenimiento preventivo/predictivo de acuerdo a su Plan Maestro vigente, mas no respecto al incumplimiento de la normativa vigente. Además, conforme se acreditó en los párrafos anteriores, los planes maestros correspondiente a los años 2012 al 2014 no han sido cumplidos al 100 %.
81. Sobre el particular, cabe resaltar que en el numeral 67 del Informe Final de Instrucción que, la SDI señaló claramente que el mantenimiento preventivo constituye un conjunto de actividades que incluyen acciones para inspeccionar, probar y reacondicionar la máquina o equipo de acuerdo a los intervalos programados para evitar fallas durante su funcionamiento y consecuentemente evitar impactos al ambiente. En ese sentido, lo alegado por el administrado carece de sustento en dicho extremo.
82. Por otro lado, si bien es cierto que los raspatabos de limpieza únicamente sirven para limpiar el interior de los ductos, también es cierto que para evitar errores de lectura con el uso de los raspatabos inteligentes (detectan anomalías en el ducto) se recomienda la limpieza previa del ducto, por lo que indirectamente el uso previo de raspatabos de limpieza en un ducto permite una mejor identificación de anomalías y evita errores de lectura durante el uso de raspatabos inteligentes. Por consiguiente, el administrado solamente interpretó el uso que se da al raspatabo de limpieza, mas no consideró la finalidad de la limpieza del ducto. En consecuencia, lo alegado por Petroperú carece de sustento en este extremo.

(Considerandos 77 al 82 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

Se debe aclar que de todas las medidas posibles de aplicarse para controlar la corrosión interna indicadas en el DS 081-2007-EM específicamente en:

Artículo 57.- Protección contra la corrosión interior

Se deberá establecer una política de control de corrosión interna de las tuberías y equipamiento que incluya algunas de las siguientes medidas que no afecten el medio ambiente de acuerdo a estudios técnicos que lo sustenten:

- a) Limpieza interna del Ducto mediante Raspatubos.
- b) Uso de inhibidores de corrosión.
- c) Uso de biocidas.
- d) Drenaje del agua contenida en el Ducto.
- e) **Inspecciones de las tuberías del Ducto con Raspatubos inteligentes, dentro de los cinco (5) primeros años de iniciada la operación. De acuerdo a los resultados que se obtengan, se definirá la frecuencia de las futuras inspecciones, la misma que será aprobada por OSINERGMIN, y no podrán exceder de cinco (5) años. Se exceptúa a los Ductos menores que 4 pulgadas de la instalación de sistema para Raspatubos inteligentes.**
- f) Uso de revestimiento interno en la tubería.

Es importante recalcar que la norma de la materia no exige el cumplimiento de todas las medidas basta con alguna de ellas.

La medida e) es la **UNICA QUE NO CONTROLA** la corrosión interna Sin embargo, al contar la ILI, se debe analizar la criticidad de los registros reportados para determinar la ejecución del mantenimiento preventivo a corto, mediano y largo plazo, dentro de los 05 años posteriores hasta que se efectúe la siguiente ILI.

Al parecer existió una interpretación errónea por lo cual señalamos:

Raspatubos Inteligentes	Raspatubos de Limpieza
Equipo eléctrico	Equipo mecánico
Sirve para determinar los espesores y daños en la geometría del ducto	Sirven para desplazar o remover los depósitos sólidos en el interior del ducto con la finalidad de evitar que las bacterias se acumulen en estas zonas.

Reiteramos nuestra defensa en el sentido que ambas herramientas han sido utilizadas en el Oleoducto Norperuano, sobre todo las herramientas de limpieza y podemos ver los registros hasta el año 2014, puestos que se han realizado las labores de limpieza del ducto con una frecuencia aproximada de dos meses, considerando las condiciones de operación intermitente del ducto. Cabe resaltar que los lanzamientos de estas herramientas fueron programadas al mes, a los dos meses o tres meses. Para mayor ilustración de OEFA, se les recuerda que los raspatubos de limpieza del Administrado son única y exclusivamente para dicha labor.

Cuando se realizan las labores de inspecciones internas, los procedimientos para dicha inspección indican previamente realizar una limpieza del ducto y están considerados por las empresas que ejecutan estas labores, por lo que así PETROPERU envíe un raspatubo de limpieza se vuelve a lanzar el raspatubos de limpieza de las empresas que realiza dicha inspección considerando que es un requisito previo al paso del raspatubo inteligente; en ese orden de ideas reiteramos nuestra posición que como empresa que^(sic) si damos cumplimiento al PAMA.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

Con relación a este extremo, y en la misma línea que lo señaló la DFAI, la conducta infractora imputada al administrado gira en torno al incumplimiento del PAMA y a la transgresión del RTHD (artículo 57°: protección contra la corrosión); siendo que la referida autoridad indicó que no se encuentra acreditada la realización de las inspecciones a través de raspatabos inteligentes, puesto que Petroperú no presentó documentación alguna que pruebe el uso de los raspatabos ni de limpieza (ni mucho menos inteligente) en el 2014.

Respecto de la presunta interpretación errada que efectuó la DFAI en torno a los raspatabos de limpieza, se debe tener en cuenta que el análisis efectuado por dicha autoridad no contradice lo señalado por el administrado respecto de la finalidad perseguida uno y otro tipo de raspatabos; siendo que, la única mención efectuada por la primera instancia, se encuentra dirigida a demostrar que con el empleo de ambos tipos de raspatabos, se alcanzará una mejor identificación de anomalías y evitar posibles errores de lectura durante el uso del raspatabo inteligente.

En esa misma línea, tras la revisión de los actuados obrantes en el expediente, si bien se constata que el administrado adjuntó documentación, la misma solo contiene información relacionada con el uso de los raspatabos de limpieza del periodo 2010 al 2013 y, como se señaló en los considerandos *supra*, observaciones y valores genéricos que abarcan las estaciones 5 a la 7 del Tramo II del ONP, pero que no permiten aseverar ni la limpieza en el 2014 (antes del afloramiento de hidrocarburo), ni que en la progresiva donde tuvo lugar la fisura no existían deformaciones que generaran la emergencia ambiental, ni que se hubiera ejecutado el uso de los raspatabos inteligentes.

Fundamentación cuestionada:

83. Siguiendo la misma línea, respecto de la inspección geométrica, Petroperú en su escrito de descargos N° 2 alegó que las tecnologías utilizadas para las inspecciones de los años 1996, 1998 y 2012 fueron mejorando, siendo la última inspección la de mejor tecnología. Además, señaló que la inspección realizada en el año 1998 ha sido considerada como línea base para realizar la inspección del año 2012, y que no es cierto que se haya identificado movimientos en la progresiva desde el año 1996.

84. No obstante, el administrado no especificó el motivo por el cual no se debe considerar los resultados de la inspección del año 1996, máxime cuando de la revisión del Anexo 4 del escrito de descargos N° 2, se advierte que existe un ligero movimiento de la progresiva desde el año 1998 al año 2012.

(Considerandos 83 y 84 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

La comparación se realiza con el más cercano, sin embargo, al realizar la comparación con la ILI del año 1996 se haya identificado movimientos al compararla con la ILI del año 1998, esta no involucró incrementos y al estar vigente la ILI del año 1998 esta se toma como línea base para la siguiente inspección, que es lo que se estipula según normas. Asimismo, en el Expediente 341-2014-OEFA/DFSAI/PAS vuestra entidad no considera los reportes del año porque son muy anteriores, por lo cual sugerimos que se aplique el principio de predictibilidad o de confianza legítima.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

En torno a este argumento, resulta conveniente recalcar que fue el administrado quien precisó el haber tenido conocimiento del asentamiento diferencial en el terreno, al haber advertido una variación producto de la comparación de los perfiles de los años 1998 y 2012¹⁴⁷.

De forma tal que, el solo hecho de que Petroperú tuviera conocimiento de aquellos defectos de la superficie, lo obligaban a establecer actividades de seguimiento de la variación del terreno y mantenimiento del área, con la finalidad de prevenir potenciales impactos ambientales negativos; máxime si, al haberse construido una carretera asfaltada sobre la zona del derrame, esta se encontraba inevitablemente propensa a sufrir un colapso producto de dichas actividades.

Finalmente, sobre la aplicación del principio de predictibilidad o de confianza legítima, se debe tener presente que fue el propio administrado quien indicó las mejoras tecnológicas presentes en las inspecciones del 1996 al 2013; hecho que, entonces, no supone la inobservancia del principio de predictibilidad, pues, en el presente caso, la línea de base (1998) no fue variada a efectos de detectar los diferenciales de esfuerzos (movimiento vertical: -0.39 y diferencia vertical de los esfuerzos).

Situación que permite concluir que, desde la ILI 1998 a la ILI 2012, los resultados arrojaban la existencia de un asentamiento, que si no se daba el seguimiento oportuno a fin de programar y ejecutar el mantenimiento correspondiente, generaría el impacto acaecido.

Fundamentación cuestionada:

85. Asimismo, el administrado alegó que, en el Informe Final de Instrucción, la SDI señaló que las inspecciones ILI geométricas y MFL deben realizarse cada dos (2) meses según lo establecido en el PAMA. Sin embargo, se advierte del numeral 78 del citado informe, que la SDI únicamente indicó que la limpieza interna del ducto debe realizarse cada dos (2) meses, mas no hizo mención respecto a la frecuencia de realización de las inspecciones ILI geométricas y MFL.

86. Del mismo modo, el administrado desvirtúa lo señalado en el numeral 79 del referido Informe; no obstante, conforme se indicó en el párrafo anterior, el numeral cuestionado está referido a las actividades de limpieza con raspatabos de limpieza, mas no a inspecciones ILI.

87. En ese sentido, lo cuestionado por el administrado carece de sustento en este extremo.

(Considerandos 85 al 87 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

En el D.S 081-2007-EM se indica expresamente en su artículo 57° lo siguiente: "Se deberá establecer una política de control de corrosión interna de las tuberías y equipamiento que incluya algunas de las siguientes medidas que no afecten el medio ambiente de acuerdo a estudios técnicos que lo sustenten: (...) e) Inspecciones de las tuberías del Ducto con Raspatabos inteligentes, dentro de los cinco (5) primeros años de iniciada la operación. De acuerdo a los resultados que se obtengan, se definirá la

frecuencia de las futuras inspecciones, la misma que será aprobada por OSINERGMIN, y no podrán exceder de cinco (5) años. Se exceptúa a los Ductos menores que 4 pulgadas de la instalación de sistema para Raspatubos inteligentes. (...)"

En consecuencia, si bien es cierto que PETROPERÚ no ha realizado la inspección mediante raspapubos electrónicos con la frecuencia indicada, pero es cierto que ha cumplido con el resto de las políticas de control indicadas en el mencionado Decreto Supremo.

Por lo tanto, PETROPERU ha cumplido con las especificaciones del PAMA, desvirtuando los alegatos de OEFA.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

Con relación a este extremo, resulta necesario recordar que el RTHD establece la obligación de los titulares de programar durante los primeros cinco (5) años de entrada de operación, las respectivas inspecciones, siendo que la frecuencia la determinará el administrado en función a los hallazgos.

En esa línea, es Petroperú quien reconoce no haber realizado la inspección mediante raspapubos electrónicos con la frecuencia indicada en su PAMA, lo cual supone el incumplimiento de dicho instrumento.

Fundamentación cuestionada:

88. En su escrito de descargos N° 2, Petroperú alegó que en el año 2013 realizó la inspección física del derecho de vía y no identificó situaciones de riesgo que afecten la integridad física del ducto, por lo que cumplió con la verificación programada en el Plan Maestro de Mantenimiento de dicho año.
89. Al respecto, en el numeral 19 del Informe Final de Instrucción, cuya motivación forma parte de la presente resolución, la SDI advirtió que las actividades programadas en el Plan Maestro del Derecho de vía del ONP correspondiente a los años 2012, 2013 y 2014, no fueron realizadas totalmente, toda vez que el administrado no cumplió con realizar la inspección física del derecho de vía programada para el año 2012. Al mismo tiempo, se advirtió que en el año 2014 no se ejecutaron las inspecciones del derecho de vía en el Tramo II del ONP, lo que no acredita que durante el año 2014 y antes de la ocurrencia del derrame del 19 de febrero de 2015 se hayan generado situaciones de riesgo que afecten la integridad física del ducto.
90. Por otro lado, si bien es cierto que el ducto materia del presente PAS, se encuentra enterrado a más de 1 metro de profundidad, y que mediante las inspecciones visuales sobre el derecho de vía no es posible detectar picaduras, abolladuras o fugas. Pese a ello, dichas inspecciones sirven para detectar, entre otros, riesgos que puedan afectar la integridad física del ducto, por ejemplo, la presencia de desmontes, residuos, instalaciones y otras actividades realizadas por externos; por lo que lo señalado por el administrado carece de sustento en dicho extremo.
91. Además, en su escrito de descargos N° 2, Petroperú desestimó las acciones de monitoreo en la progresiva 504+086 del Tramo 11 del ONP, toda vez que en la inspección visual del derecho de vía no se detectaron problemas que afecten la integridad de la tubería.
92. No obstante, conforme se indicó en el acápite anterior, el administrado realizó la inspección visual del derecho de vía en el año 2013, por lo que no es posible acreditar que en el año 2014 antes de ocurrido el derrame del 19 de febrero del 2015, el derecho

de vía de la progresiva 504+086 que cruza con el km 21 +150 de la carretera Bagua-Imaza Tramo II del ONP no presentaba situaciones de riesgo que afecten la integridad física del ducto.

(Considerandos 88 al 92 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

Cuando se realizan las inspecciones físicas, se reportan los posibles problemas que pueden afectar la integridad de la tubería, desde el punto de vista de la conformación del Derecho de Vía, en la progresiva cuestionada, no se identificaron problemas que a criterio del evaluador sea perjudiciales para la integridad del ducto, en ese sentido no se generó ningún reporte en la progresiva mencionada.

Si se hubiera realizado la inspección un día antes del derrame tampoco se hubieran encontrado situaciones de riesgo, puesto que no era evidente una situación riesgosa.

En su defecto OEFA deberá demostrar las situaciones riesgosas que fueron desestimadas por el Administrado con^(sic) se indica en el párrafo anterior.

El evento ocurrió bajo la carpeta asfáltica de la carretera, es decir a simple vista no se podía apreciar alguna falla anteriormente de la ocurrencia.

Además, los registros de la ILI del año 2013 no indicaban valores altos en su reporte para el Km 504+086.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

Con relación a este extremo, se debe considerar que, en los procedimientos administrativos sancionadores, una vez detectada la comisión de un hecho infractor (debidamente sustentada a través de los medios probatorios idóneos), corresponde al administrado la carga de probar los hechos excluyentes de su responsabilidad.

De forma que, aun cuando en los registros de la ILI 2013 no hubieran alcanzado —para el administrado— valores significativos y, en consecuencia, pasibles de atención; cierto es que Petroperú tenía conocimiento de la existencia de factores¹⁴⁸ determinantes que, bajo el conocimiento en el desarrollo de este tipo de actividades, acarrear la necesidad de dar cumplimiento total de su instrumento de gestión ambiental, conforme a lo programado. Situación que no se produjo en el presente caso, pues Petroperú señala en sus Planes Maestros la ejecución parcial de los mismos.

Fundamentación cuestionada¹⁴⁹:

93. La SDI en su Informe Final de Instrucción señaló que, la tubería del ONP presentó una fisura por el cual se derramó petróleo crudo en un volumen aproximado de 101 barriles, ello se corrobora con lo presentado por el propio administrado a través del Reporte Final de Emergencias Ambientales.

94. No obstante, el administrado no acreditó que dicha fisura sea resultado del movimiento del terreno por la saturación del suelo en la zona de ocurrencia del derrame, así como

¹⁴⁸ El administrado tenía conocimiento de la variación en el nivel del terreno para el año 2012 y de la presencia de agricultores cercanos que generaban saturación del terreno con agua perdiendo estabilidad física; por tanto, mediante la ejecución de inspecciones podría identificar posibles puntos donde sea mayor la presencia de flujos de agua o proponer la mejora en la red de drenaje.

¹⁴⁹ Si bien el administrado hace referencia a los numerales 88 y 89 de la Resolución Directoral I, de la lectura de los alegatos estos están referenciados a lo señalado por la DFAI en los considerados 9.

es insuficiente alegar en sí misma como evidencia del afloramiento de agua durante los trabajos de reparación del ducto.

(Considerandos 93 al 94 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

OEFA cuenta en sus registros el Informe de falla de la progresiva, km 504+086 de fecha 28.02.2015 (adjunto en el Anexo VIII) suscrito por especialista técnico especializados(sic), por lo expresado solicitamos la aplicación del principio de presunción de veracidad consagrado en el D.S. 006-2017-JUS, al ser el único medio con el que cuenta para determinar el origen de la falla. (...)

Durante el desarrollo del presente PAS, hemos explicado cual es el origen de una fisura, sin embargo, en todo momento la entidad fiscalizadora señala que se trata de corrosión interna pero no demuestra su posición con un informe técnico especializado el mismo que le permite llegar a esa conclusión, además no tienen en cuenta que al analizar todas las anomalías según las normas internacionales y determinar la criticidad de las mismas y si requieren o no intervención.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

Como se señaló a lo largo de la presente resolución, los medios probatorios empleados por la primera instancia no solo fueron recabados durante la Supervisión Especial sino también los obtenidos del propio administrado; en ese sentido, de la lectura de la resolución materia del presente análisis, se debe tener en cuenta que, dadas las características de la fisura (las mismas que fueron expresamente señaladas por Petroperú en el Reporte Final de Emergencias Ambientales), así como de los Planes Maestros 2012, 2013 y 2014, la Autoridad Decisora refirió que no solo el asentamiento diferencial del terreno fue el origen de la fisura detectada.

En efecto, la mencionada instancia administrativa refirió una pérdida de espesor que pudo ser ocasionada por defectos químicos (corrosión), ello en tanto el punto de la fisura difiere de aquel que debió ser por efectos de la presión ejercida sobre el terreno donde subyace el ducto.

Por lo que, el hecho de que la DFAI precise las acciones de mantenimiento, entre las que se encuentran la realización de monitoreos de corrosión, no hacen más que evidenciar aquellas actividades que aquel dejó de ejecutar pese a haberse programado y obligado a su cumplimiento.

Fundamentación cuestionada:

99. Asimismo, conforme se acreditó en los párrafos anteriores, se advierte que el administrado no adoptó medidas de prevención en los años 2013 y 2014 para garantizar la integridad física del ducto y consecuentemente no impactar al ambiente, toda vez que los planes maestros correspondiente a los años 2012 al 2014 -a los que hace referencia el PAMA - no han sido cumplidos al 100 %.

100. Además, el administrado indicó que el fisuramiento del ducto materia del presente PAS fue a causa del movimiento de terreno, mas no por efecto de la corrosión; sin embargo, no acreditó que la fisura del ducto fue exclusivamente por el desplazamiento de terreno en la progresiva 504+086 del Tramo 11 del ONP.

(Considerandos 99 y 100 de la Resolución Directoral I)

Alegato de Petroperú:

En la progresiva cuestionada no se ha identificado corrosión interna y externa, asimismo si se identificó un desplazamiento leve el cual no fue reportado por los especialistas en el informe final, por ser de severidad leve, en consecuencia, se ignoraba dicho desplazamiento.

En conclusión, podemos decir que, si no hay corrosión, el revestimiento está en buen estado y no hay movimientos de terreno, se presume que el ducto no tiene riesgos que afecten su integridad, sin embargo, se rompió y cuya causa es un fisuramiento de la tubería, entonces todo indica que se generó un movimiento imprevisible y fortuito que desencadenó la falla.

(Recurso de apelación)

Análisis del TFA:

Considerando lo señalado en el acápite precedente, se debe tener presente que dada las circunstancias que revisten la fisura por donde se originó el afloramiento, estas no pueden ser atribuidas a un hecho imprevisible y fortuito, toda vez que Petroperú señaló durante toda la tramitación del presente procedimiento, haber tenido conocimiento no solo de las variaciones en el terreno del ducto, sino que además conocía de los eventos que podrían afectar la estructura inicial del ducto, pudiendo preverlas en todo momento, a través de la ejecución de todas las actividades de mantenimiento previstas en su PAMA a partir de las cuales evitar la generación del impacto y la subsecuente determinación de responsabilidad administrativa.

En ese sentido, se puede afirmar que el administrado no ejecutó acciones de mantenimiento, toda vez que, no cumplió con las actividades propuestas en años anteriores al derrame, tenía conocimiento de variaciones en el nivel del terreno y conocía la existencia de terrenos pantanosos colindantes al área afectada, los cuales afectaron la estabilidad física de la misma.

Elaboración: TFA

121. Por lo expuesto, corresponde desestimar los alegatos presentados por el administrado y confirmar la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de la conducta infractora materia del presente procedimiento.

V.3. Determinar si correspondía el dictado de la medida correctiva señalada en el Cuadro N° 2 de la presente resolución

Del marco normativo

122. Al respecto, debe indicarse que, de acuerdo con el artículo 22° de la Ley del SINEFA, el OEFA podrá ordenar el dictado de las medidas correctivas que resulten necesarias para revertir o disminuir, en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas¹⁵⁰.

¹⁵⁰ Ley 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, publicada en el diario oficial El Peruano el 5 de marzo de 2009, modificada por la Ley N° 30011, publicada en el diario oficial El Peruano el 26 de abril de 2013.

Artículo 22°. - Medidas correctivas

123. En esta misma línea, este Tribunal considera necesario destacar que, en el literal f)¹⁵¹ del numeral 22.2 del mencionado precepto, se dispone, además, que el OEFA podrá considerar el dictado de medidas correctivas orientadas a evitar los efectos nocivos que la conducta infractora pudiera producir en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas.
124. Del marco normativo expuesto se desprende que las medidas correctivas pueden dictarse no solo cuando resulte necesario revertir, remediar o compensar los impactos negativos generados al ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas. En ese sentido, corresponderá también su imposición ante la posibilidad de una afectación al ambiente¹⁵²; ello, en todo caso, una vez determinada la responsabilidad del administrado por la comisión de una conducta infractora en la cual se ha generado un riesgo ambiental.
125. Por otro lado, cabe indicar que, el 12 de julio de 2014 fue publicada la Ley N° 30230, Ley que establece las medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país (Ley N° 30230), la cual establece en su artículo 19^o¹⁵³ que, durante un

- 22.1 Se podrán ordenar las medidas correctivas necesarias para revertir, o disminuir en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas.
- 22.2 Entre las medidas que pueden dictarse se encuentran, de manera enunciativa, las siguientes:
- a) El decomiso definitivo de los objetos, instrumentos, artefactos o sustancias empleados para la comisión de la infracción.
 - b) La paralización o restricción de la actividad causante de la infracción.
 - c) El cierre temporal o definitivo, parcial o total, del local o establecimiento donde se lleve a cabo la actividad que ha generado la presunta infracción.
 - d) La obligación del responsable del daño a restaurar, rehabilitar o reparar la situación alterada, según sea el caso, y de no ser posible ello, la obligación a compensarla en términos ambientales y/o económica.

151 **Artículo 22.- Medidas correctivas**

- 22.1 Se podrán ordenar las medidas correctivas necesarias para revertir, o disminuir en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas (...)
- f) Otras que se consideren necesarias para evitar la continuación del efecto nocivo que la conducta infractora produzca o pudiera producir en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas. (...)
- 22.3 Las medidas correctivas deben ser adoptadas teniendo en consideración el Principio de Razonabilidad y estar debidamente fundamentadas. La presente norma se rige bajo lo dispuesto por el artículo 146 de la Ley del Procedimiento Administrativo General en lo que resulte aplicable (...) (Énfasis agregado)

152 Criterio seguido por este tribunal en anteriores pronunciamientos, como por ejemplo, mediante Resolución N° 051-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 18 de octubre de 2017, el TFA, ante una posible afectación ambiental, confirmó la medida correctiva impuesta por la primera instancia, consistente en que el administrado acredite la impermeabilización de las áreas estancas (piso impermeabilizado y muro de contención) de los tanques de almacenamiento de combustible.

153 **Ley N° 30230.**

Artículo 19°.- Privilegio de la prevención y corrección de las conductas infractoras.

En el marco de un enfoque preventivo de la política ambiental, establécese un plazo de tres (3) años contados a partir de la vigencia de la presente Ley, durante el cual el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental.

periodo de tres años contados a partir de la vigencia de la referida ley, el OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental. Durante dicho periodo el OEFA tramitará procedimientos excepcionales y si la autoridad administrativa declara la existencia de infracción, ordenará la realización de medidas correctivas destinadas a revertir la conducta infractora.

126. En atención a dicho régimen excepcional, en la tramitación de procedimientos excepcionales que están en el marco de la Ley N° 30230, se dictan medidas correctivas destinadas a revertir la conducta infractora (suspendiéndose el procedimiento) y, en caso no se cumplan, se reanuda el procedimiento y se impone la sanción correspondiente, que tiene como el presupuesto objetivo la declaración de la existencia de una infracción administrativa.
127. En base a tales consideraciones, se ha de recordar que la DFAI emitió la Resolución Directoral I, a través de la cual consideró pertinente el dictado de la siguiente medida correctiva:

Cuadro N° 5: Obligaciones que constituyen las medidas correctivas impuestas

Conducta infractora	Medidas correctivas
	Obligaciones
Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en el PAMA en tanto no realizó las acciones de mantenimiento en el kilómetro 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el Kilómetro 21+150 de la carretera Bagua-Imaza (coordenadas UTM WGS84: 770819E; 9383532N), generando impactos negativos en los suelos.	Petroperú deberá acreditar la realización de las acciones de mantenimiento en el km. 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el Km. 21+150 de la carretera Bagua – Imaza (coordenadas UTM WGS 84: 770819E; 9383532N), durante el periodo 2015-2017.

Fuente: Extracto del Cuadro N° 2 de la presente resolución

128. De la revisión de la medida analizada, es posible observar que la obligación que la constituye contiene acciones encaminadas a prevenir eventos similares al que originó el presente procedimiento administrativo sancionador; vale decir, la no adopción de acciones de mantenimiento en el km 504+086 del Tramo II del ONP, que cruza con el km 21+150 de la carretera Bagua – Imaza (coordenadas UTM WGS 84: 770819E; 9383532N).
129. Llegados a ese punto, a juicio de esta Sala, la obligación comprendida para la referida medida correctiva tiene como única finalidad la acreditación por parte del administrado del cumplimiento de la normativa ambiental vigente; lo cual se

Durante dicho periodo, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales. Si la autoridad administrativa declara la existencia de infracción, ordenará la realización de medidas correctivas destinadas a revertir la conducta infractora (...)

direcciona a conseguir que este cumpla, en todo caso, con las obligaciones infringidas y detectadas durante la Supervisión Especial.

130. Por consiguiente, toda vez que a través de la misma, no es posible constatar — a través de su ejecución— la consecución de la reversión o remediación de los efectos nocivos que las conductas infractoras hubieran podido producir, su dictado en la resolución apelada, no cumpliría con la finalidad prevista en el artículo 22° de la Ley del SINEFA.
131. En consecuencia y en aplicación de lo dispuesto en el numeral 6.3 del artículo 6° del TUO de la LPAG¹⁵⁴, que establece que no constituye causal de nulidad el hecho de que el superior jerárquico de la autoridad que emitió el acto que se impugna tenga una apreciación distinta respecto de la interpretación del derecho contenida en dicho acto realizada por la primera instancia, corresponde revocar la medida correctiva dictada como consecuencia de la determinación de la responsabilidad de la conducta infractora prevista en el Cuadro N° 1 de la presente resolución.
132. En ese sentido, carece de objeto emitir pronunciamiento respecto de los argumentos formulados por el administrado al respecto.
133. Finalmente, y sin perjuicio del pronunciamiento expuesto, es preciso indicar que lo resuelto en la presente resolución, no exime al administrado de cumplir con las obligaciones ambientales fiscalizables materia del presente procedimiento administrativo sancionador, las que pueden ser materia de posteriores acciones de supervisión por parte del OEFA.

De conformidad con lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la de la Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado mediante Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental; el Decreto Legislativo N° 1013, que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente; el Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del OEFA; y la Resolución de Consejo Directivo N° 020-2019-OEFA/CD, que aprueba el Reglamento Interno del Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA.

SE RESUELVE:

PRIMERO.- CONFIRMAR la Resolución Directoral N° 3023-2018-OEFA/DFAI del 30 de noviembre de 2018, que declaró infundado el recurso de reconsideración

¹⁵⁴

TUO de la LPAG

Artículo 6.- Motivación del acto administrativo (...)

6.3 No son admisibles como motivación, la exposición de fórmulas generales o vacías de fundamentación para el caso concreto o aquellas fórmulas que por su oscuridad, vaguedad, contradicción o insuficiencia no resulten específicamente esclarecedoras para la motivación del acto.

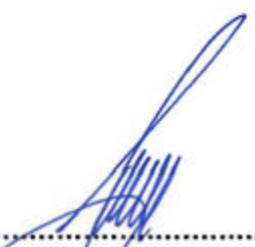
No constituye causal de nulidad el hecho de que el superior jerárquico de la autoridad que emitió el acto que se impugna tenga una apreciación distinta respecto de la valoración de los medios probatorios o de la aplicación o interpretación del derecho contenida en dicho acto. Dicha apreciación distinta debe conducir a estimar parcial o totalmente el recurso presentado contra el acto impugnado. (...)

interpuesto por Petróleos del Perú – Petroperú S.A., contra la Resolución Directoral N° 1355-2017-OEFA/DFAI del 17 de noviembre de 2017, a través de la cual se declaró la existencia de responsabilidad administrativa por la comisión de la conducta infractora descrita en el Cuadro N° 1 de la presente resolución, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la misma; quedando agotada la vía administrativa.

SEGUNDO.- REVOCAR la Resolución Directoral N° 1355-2017-OEFA/DFAI del 17 de noviembre de 2018, en el extremo que ordenó a Petróleos del Perú – Petroperú S.A. el cumplimiento de la medida correctiva detallada en el Cuadro N° 2 de la presente resolución, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la misma; quedando agotada la vía administrativa.

TERCERO. - Notificar la presente resolución a Petróleos del Perú – Petroperú S.A. y remitir el expediente a la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del OEFA para los fines correspondientes.

Regístrese y comuníquese.



.....

CARLA LORENA PEGORARI RODRIGUEZ

Presidenta

Sala Especializada en Minería, Energía,
Pesquería e Industria Manufacturera
Tribunal de Fiscalización Ambiental



.....

CÉSAR ABRAHAM NEYRA CRUZADO

Vocal

Sala Especializada en Minería, Energía,
Pesquería e Industria Manufacturera
Tribunal de Fiscalización Ambiental

.....
MARCOS MARTIN YUI PUNIN
Vocal

**Sala Especializada en Minería, Energía,
Pesquería e Industria Manufacturera
Tribunal de Fiscalización Ambiental**

.....
HEBERT EDUARDO TASSANO VELAOCHAGA
Vocal

**Sala Especializada en Minería, Energía,
Pesquería e Industria Manufacturera
Tribunal de Fiscalización Ambiental**

.....
MARY ROJAS CUESTA
Vocal

**Sala Especializada en Minería, Energía,
Pesquería e Industria Manufacturera
Tribunal de Fiscalización Ambiental**

.....
RICARDO HERNÁN IBERICO BARRERA
Vocal

**Sala Especializada en Minería, Energía,
Pesquería e Industria Manufacturera
Tribunal de Fiscalización Ambiental**