



EXPEDIENTE N° : 341-2014-OEFA/DFSAI/PAS
ADMINISTRADO : PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.
UNIDAD AMBIENTAL : TRAMO II DEL OLEODUCTO NORPERUANO
UBICACIÓN : DISTRITO Y PROVINCIA DE BAGUA DEPARTAMENTO DE AMAZONAS
SECTOR : HIDROCARBUDOS LÍQUIDOS
MATERIA : INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL
PLAN DE CONTINGENCIA
RESIDUOS SÓLIDOS
RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
REGISTRO DE ACTOS ADMINISTRATIVOS
ARCHIVO
REINCIDENCIA

Lima, 15 de noviembre del 2017

VISTOS: El Informe Final de Instrucción N° 257-2017-OEFA/DFSAI/SDI del 20 de febrero del 2017 y el escrito de descargos del 2 de marzo del 2017 presentado por Petróleos del Perú – Petroperú S.A. y, demás documentación que obra en el expediente; y,

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

1. Mediante el Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en adelante, **DGH**) aprobó el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Oleoducto Norperuano (en adelante, **PAMA del ONP**) de titularidad de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. (en adelante, **Petroperú**)¹.
2. El 21 de setiembre del 2013, mediante correo electrónico, Petroperú remitió al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, **OEFA**) el Informe Preliminar de Emergencias Ambientales² informando sobre la ocurrencia de un derrame de petróleo crudo en el kilómetro 504 + 400 del Tramo II del Oleoducto Norperuano³, ubicado en el distrito y provincia de Bagua, departamento de Amazonas, operado por Petroperú.
3. Del 22 al 23 de setiembre del 2013 la Dirección de Supervisión realizó una visita de supervisión especial (en adelante, **Supervisión Especial 2013**) al área afectada por el derrame de crudo en el kilómetro 504 + 400 (kilómetro 504+053) del Tramo II del Oleoducto Norperuano. Los resultados de la visita de supervisión fueron recogidos en el Acta de Supervisión Especial (en adelante, **Acta de Supervisión**)⁴, en el Informe de Supervisión N° 1509-2013-OEFA/DS-HID⁵ y en el

¹ Folio 144 del expediente (Disco Compacto)

² Folios 22 y 23 del expediente

Cabe señalar que conforme a las Resoluciones Subdirectorales N° 271-2014-OEFA/DFSAI/SDI y N° 0011-2016-OEFA-DFSAI/SDI, basadas en el reporte preliminar de emergencias ambientales, Acta de Supervisión Especial -2013-OEFA/DS/GRL y en el Informe de Supervisión, el derrame se produjo en el Km 504+400; no obstante, de acuerdo al reporte final de emergencias ambientales y a los descargos presentados por Petroperú el evento del 21 de setiembre de 2013 se produjo en el Km 504+053.

⁴ Folios 19 y 20 del expediente.

⁵ Folios 1 al 10 del expediente.





Informe Técnico Complementario N° 053-2014-OEFA/DS-HID⁶, y analizados en el Informe Técnico Acusatorio N° 025-2014-OEFA/DS del 7 de febrero del 2014 (en adelante, **Informe Técnico Acusatorio**)⁷.

4. El 3 de octubre del 2013, Petroperú remitió a la Dirección de Supervisión el Informe Final de Emergencias Ambientales, en el cual indicó que el derrame de petróleo crudo se originó debido al asentamiento del terreno constituido por suelos arenolimo-arcillosos sobresaturados por las aguas remanentes del riego de los cultivos ubicados en dirección Noreste del punto involucrado, camino a la Estación 6 del Oleoducto Norperuano operado por Petroperú.
5. Mediante la Resolución Subdirectoral N° 271-2014-OEFA/DFSAI/SDI del 18 de febrero del 2014⁸ variada mediante Resolución Subdirectoral N° 011-2016-OEFA/DFSAI/SDI⁹ del 7 de enero de 2016 (en adelante, **Resolución Subdirectoral**), la Subdirección de Instrucción e Investigación de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA (en adelante, **SDI**) inició procedimiento administrativo sancionador (en adelante, **PAS**) contra Petroperú, imputándole a título de cargo las presuntas conductas infractoras que se indican en el Artículo 2° de la parte resolutive de la Resolución Subdirectoral N° 011-2016-OEFA/DFSAI/SDI.
6. Mediante escritos presentados el 12 de marzo del 2014¹⁰, 1 de julio del 2014 y el 4 de febrero del 2016¹¹, Petroperú presentó sus descargos (en adelante, **escrito de descargos**) al presente PAS.
7. Mediante los escritos presentados el 3 de julio del 2015¹² y el 4 de febrero del 2016¹³ Petroperú solicitó que se le conceda una audiencia de Informe Oral para el uso de la palabra, la misma que fue llevada a cabo 22 de agosto del 2016¹⁴. En dicha audiencia el administrado reiteró los alegatos señalados en sus escritos de descargos.
8. El 23 de febrero del 2017, la Subdirección de Instrucción e Investigación notificó a Petroperú el Informe Final de Instrucción N° 257-2017-OEFA/DFSAI/SDI (en adelante, **Informe Final**)¹⁵.
9. El 2 de marzo del 2017, Petroperú presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción (en adelante, **escrito de descargos al Informe Final**)¹⁶.

-
- 6 Folios 158 al 161 del expediente.
 - 7 Folios 11 al 18 del expediente.
 - 8 Folios 163 al 170 del expediente.
Notificada el 19 de febrero del 2014 (Folio 162 del Expediente)
 - 9 Folios 1364 al 1371 del expediente.
Notificada el 8 de enero del 2016 (Folio 1373 del Expediente)
 - 10 Folios 172 al 271 del expediente.
 - 11 Folios 1375 al 1387 del expediente.
 - 12 Folio 1363 del expediente.
 - 13 Folio 1385 del expediente.
 - 14 Folios 1397 y 1398 del expediente.
 - 15 Folios 1772 al 1794 del expediente
 - 16 Folios 1795 al 1958 del expediente





10. Mediante Carta N° 952-2017-OEFA-DFSAI/SDI del 2 de junio se le solicitó información a Petroperú¹⁷ la cual fue remitida a OEFA el 9 de junio del 2017¹⁸.
11. El 12 de abril del 2017 se realizó la audiencia de Informe Oral solicitada por Petroperú en su escrito de descargos al Informe Final de Instrucción¹⁹, en la cual el administrado reiteró sus argumentos de defensa respecto a la imputación N° 1 del presente PAS.
12. El 29 de agosto del 2017, Petroperú presentó un escrito para tener presente y a través del cual adjuntó la Sentencia N° 69-2017 del 7 de agosto del 2017 correspondiente al Expediente N° 86-2014-80-0102-JR-PE-02²⁰.

II. NORMAS PROCEDIMENTALES APLICABLES AL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO SANCIONADOR

13. El presente PAS se encuentra en el ámbito de aplicación del Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimiento y permisos para la promoción y dinamización de inversión en el país, por lo que corresponde aplicar al mismo las disposiciones contenidas en la citada Ley, en las "Normas Reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230", aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD (en lo sucesivo, **Normas Reglamentarias**) y en el Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado por Resolución Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD (en lo sucesivo, **TUO del RPAS**), al tratarse de un procedimiento en trámite a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD²¹.
14. En ese sentido, se verifica que las infracciones imputadas en el presente PAS son distintas a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, pues no se aprecia que la supuesta infracción genere daño real a la salud o vida de las personas, se trate del desarrollo de actividades sin certificación ambiental o en zonas prohibidas, o que configuren el supuesto de reincidencia. En tal sentido, en concordancia con el Artículo 2° de las Normas Reglamentarias²², de acreditarse la existencia de infracción administrativa, corresponderá emitir:

¹⁷ Folio 1978 del expediente

¹⁸ Folios 1979 al 1990 del expediente

¹⁹ Folios 1970 y 1971 del expediente

²⁰ Folios 1991 al 2035 del expediente

²¹ Ello conforme a lo dispuesto en el Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD, el cual establece lo siguiente:

"DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA

ÚNICA.- Procedimientos administrativos sancionadores en trámite

Los procedimientos administrativos sancionadores que se encuentren en trámite continúan rigiéndose por las disposiciones bajo las cuales fueron iniciados, salvo las disposiciones del nuevo Reglamento que reconozcan derechos o facultades más beneficiosos a los administrados".

En ese sentido, a efectos del presente procedimiento administrativo sancionador seguirá rigiendo el TUO del RPAS, salvo en los aspectos que se configure el supuesto de la excepción establecida en la referida Única Disposición Transitoria.

²² Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, aprobadas por la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD
"Artículo 2°.- Procedimientos sancionadores en trámite"



- (i) Una primera resolución que determine la responsabilidad administrativa del infractor y ordene la correspondiente medida correctiva, de ser el caso.
 - (ii) En caso de incumplirse la medida correctiva, una segunda resolución que sancione la infracción administrativa.
15. Cabe resaltar que, en aplicación de lo dispuesto en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, la primera resolución suspenderá el PAS, el cual sólo concluirá si la autoridad verifica el cumplimiento de la medida correctiva, de lo contrario se reanuda quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva.

III. ANÁLISIS DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO SANCIONADOR

III.1 Primera Cuestión Procesal: Presunta vulneración de los principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad

16. Petroperú alegó que se habría abandonado el procedimiento durante dieciocho (18) meses, debido a que los ciento ochenta (180) días hábiles establecidos para la tramitación del procedimiento administrativo sancionador venció el 4 de noviembre del 2014 y la única actuación procesal posterior a la notificación de la resolución de imputación de cargos se realizó el 27 de junio del 2014 (emisión del Proveído N° 1).
17. Petroperú añadió que de acuerdo al Numeral 131.2 del Artículo 131° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo Sancionador (en adelante, LPAG) el cumplimiento del plazo máximo para las actuaciones de la Administración Pública constituye un deber de diligencia y obligatoriedad (actualmente, Artículo 142° del TUO de la LPAG). Asimismo, el administrado señaló que el establecimiento de un plazo configura una garantía recogida legalmente, que tiene carácter constitucional, al estar comprendida en el derecho al debido proceso. Para sustentar sus afirmaciones Petroperú hizo referencia a la Resolución del Tribunal de Fiscalización Ambiental N° 032-2015-OEFA/TFA-SEE, así como a las sentencias del Tribunal Constitucional recaídas en los Expedientes N° 00295-2012-PHC/TC y N° 3509-2009-PHC/TC.
18. En esa línea, Petroperú indicó que al haber transcurrido el plazo establecido para resolver el presente caso el OEFA habría perdido la facultad para perseguir las presuntas infracciones administrativas imputadas en su contra, al haberse vulnerado los principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad, de acuerdo a



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

2.1 Si se verifica la existencia de infracción administrativa en los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19 de la Ley N° 30230, se impondrá la multa que corresponda, sin reducción del 50% (cincuenta por ciento) a que se refiere la primera oración del tercer párrafo de dicho artículo, y sin perjuicio de que se ordenen las medidas correctivas a que hubiere lugar.

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. (...)"





lo establecido en el Artículo 3° del TUO del RPAS²³ en concordancia con el Artículo IV del Título Preliminar de la LPAG (actualmente, el Artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG).

19. Al respecto, se debe indicar que si bien el Numeral 11.2 del Artículo 11° del TUO del RPAS establecía el plazo máximo de ciento ochenta (180) días hábiles para el desarrollo del PAS²⁴, dicha norma no se refiere a plazos de prescripción o caducidad, por lo que el transcurso del referido plazo no determina la pérdida de la potestad sancionadora y tampoco pone fin al procedimiento administrativo sancionador. Asimismo, respecto al presunto abandono al que se refiere el administrado, se debe resaltar que dicha figura no se encuentra establecida en el nuestro ordenamiento en cuanto a los procedimientos administrativos sancionadores bajo la competencia del OEFA.

Cabe señalar que una de las manifestaciones del principio del debido procedimiento es el derecho de los administrados a un procedimiento sin dilaciones indebidas²⁵; no obstante, se debe resaltar que no toda demora en la emisión de pronunciamiento definitivo en un procedimiento administrativo sancionador implica una dilación indebida por parte de la Administración y, en consecuencia, una vulneración al principio del debido procedimiento y/o al principio de celeridad.

20. Sobre el particular, en la sentencia recaída en el Expediente N° 3778-2004-AA/TC²⁶ sobre la falta de cumplimiento de los plazos máximos de un proceso y su distinción con la noción de dilación indebida, el Tribunal Constitucional ha señalado que la demora de la Administración en la emisión de un pronunciamiento final no acarrea la nulidad ni el archivo de un procedimiento administrativo sancionador, máxime cuando el retraso o demora no se debe a una conducta aislada o arbitraria de la Administración encaminada a perjudicar el ejercicio de los demás derechos que conforman el principio del debido procedimiento:

"(...)

De esta manera, el hecho que los plazos máximos de un proceso hayan sido incumplidos no tiene como consecuencia directa que las resoluciones finales sean declaradas inválidas o sin efectos legales. Asimismo, el incumplimiento del plazo fijado (...) no tiene como consecuencia prevista en su texto, ni la nulidad del proceso administrativo disciplinario ni la de la pretensión coercitiva del Estado. (...)

(Subrayado agregado).

²³ Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

"Artículo 3°.- De los principios

3.1 El procedimiento administrativo sancionador regulado en la presente norma se rige, entre otros, por los principios de legalidad, tipicidad, debido procedimiento, razonabilidad, internalización de costos, proporcionalidad, responsabilidad ambiental, presunción de licitud, causalidad, irretroactividad, concurso de infracciones, continuación de infracciones, gradualidad, non bis in idem y prohibición de reforma en peor."

²⁴ Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

"Artículo 11°.- Inicio y plazo del procedimiento administrativo sancionador

(...)

11.2 El procedimiento administrativo sancionador deberá desarrollarse en un plazo de ciento ochenta (180) días hábiles".

²⁵ LANDA ARROYO, César. *Derecho fundamental al debido proceso y a la tutela jurisdiccional*. Diké. Portal de Información y Opinión Legal de la PUCP. Lima.

²⁶ Sentencia del tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 3778-2004-AA/TC. Disponible en: <http://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2005/03778-2004-AA.html> [Consulta realizada el 28 de marzo del 2016].





21. Por otro lado, el mismo Artículo 131° de la LPAG (actualmente, el Artículo 140° del TUO de la LPAG)²⁷ citado por el administrado señala expresamente que los plazos obligan a la Administración sin necesidad de apremio. En tal sentido, en el presente procedimiento se han analizado tres (3) hechos imputados, dentro de los cuales se han revisado documentos de carácter técnico referidos a la ocurrencia del derrame de petróleo crudo del 21 de setiembre del 2013; así como, información relacionada al mantenimiento del Oleoducto Norperuano, alegatos vertidos durante las Audiencias de Informe Oral, entre otros, situación que en conjunto determinó que se requiera una mayor cantidad de tiempo para el análisis detallado del expediente.
22. Al respecto, mediante la Resolución N° 032-2015-OEFA/TFA-SEE, el Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA resolvió la queja presentada por en el Expediente N° 002-2015-TFA-SEE/QUEJA (resolución que es referida por el administrado como sustento del presente argumento) señalando lo siguiente:

"Resulta importante precisar en este punto que, si bien es cierto que el plazo de 180 días hábiles previsto en la Resolución de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD debe ser cumplido por la primera instancia administrativa, a efectos de emitir pronunciamiento definitivo, no resulta menos cierto que es deber de la administración garantizar el derecho a un debido procedimiento, lo cual implica valorar la información suministrada por las partes (sea esta informes técnicos, explicaciones adicionales o meramente un resumen de los argumentos expuestos), a efectos de poder garantizar su derecho de defensa y obtener de esta forma una decisión motivada y fundada en derecho (...)"

(El subrayado ha sido agregado)

23. Como se puede apreciar, el Tribunal de Fiscalización Ambiental ha señalado que, en casos complejos como el presente, en el que además se han efectuado diversos actos procedimentales necesarios para el esclarecimiento del caso, el plazo normativo establecido puede verse superado con la finalidad de garantizar la vigencia de derechos como los vinculados con un debido procedimiento y la emisión de un pronunciamiento debidamente sustentado respecto de todos los hechos materia de análisis.
24. En consecuencia, al haberse efectuado la evaluación de todos los medios probatorios y teniendo en cuenta las actuaciones procesales realizadas en el marco del presente procedimiento administrativo, incluyendo los alegatos durante las Audiencia de Informe Oral, se ha garantizado el derecho de defensa del administrado, el cual fue ejercido por Petroperú durante la tramitación del presente procedimiento; no habiéndose producido una vulneración a los principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad. Por tanto, corresponde desestimar los argumentos alegados por el administrado en este extremo.

III.2 Segunda Cuestión Procesal: Determinar si en el presente procedimiento administrativo sancionador se ha vulnerado el principio de legalidad

27

Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS

"Artículo 140.- Obligatoriedad de plazos y términos

140.1 Los plazos y términos son entendidos como máximos, se computan independientemente de cualquier formalidad, y obligan por igual a la administración y a los administrados, sin necesidad de apremio, en aquello que respectivamente les concierne. Los plazos para el pronunciamiento de las entidades, en los procedimientos administrativos, se contabilizan a partir del día siguiente de la fecha en la cual el administrado presentó su solicitud, salvo que se haya requerido subsanación en cuyo caso se contabilizan una vez efectuada esta.

140.2 Toda autoridad debe cumplir con los términos y plazos a su cargo, así como supervisar que los subalternos cumplan con los propios de su nivel.

140.3 Es derecho de los administrados exigir el cumplimiento de los plazos y términos establecidos para cada actuación o servicio".





III.2.1 Presunta vulneración del principio de legalidad por la variación de la imputación de cargos realizada mediante la Resolución Subdirectoral N° 0011-2016-OEFA/DFSAI/SDI

25. Petroperú indicó que acuerdo a la Resolución Subdirectoral N° 011-2016-OEFA/DFSAI/SDI la variación se realizó para aplicar las normas tipificadoras vigentes; sin embargo, lo único que se modificó es el artículo de la misma norma aplicada desde la imputación de cargos, es decir se cambió el Artículo 43° inciso g) por el Artículo 9° del RPAAH.
26. El administrado añadió que la Autoridad Instructora no se encuentra facultada a variar la imputación de cargos, ya que el Numeral 14.2 del Artículo 14° del TUO del RPAS²⁸ no establece que pueda realizarse una "variación" de la calificación jurídica, sino tan solo una interpretación diferente de la norma aplicable. En tal sentido, mediante la Resolución Subdirectoral N° 011-2016-OEFA/DFSAI/SDI se pretende "reiniciar" el procedimiento administrativo sancionador, transgrediendo el principio de legalidad²⁹.
27. Al respecto, se debe indicar que la variación de la imputación de cargos se realizó sobre la base de una valoración distinta de los hechos imputados, en la medida que los mismos fueron evaluados en el marco de los compromisos ambientales establecidos en el PAMA del ONP, concluyéndose que ello ameritaba la aplicación las normas relativas al cumplimiento de los compromisos establecidos en los instrumentos de gestión ambiental, por lo que se otorgó al administrado el plazo de veinte (20) días hábiles a efectos que pueda presentar sus descargos (el mismo plazo concedido para la presentación de los descargos al inicio del presente procedimiento), cumpliéndose con los requisitos dispuestos en el Artículo 14° del TUO del RPAS (norma vigente a la fecha de variación de la imputación de cargos)³⁰.
28. Por tanto, en virtud de lo expuesto se aprecia que la variación de cargos realizada mediante la Resolución Subdirectoral N° 011-2016-OEFA/DFSAI/SDI se encuentra debidamente motivada y no existe vulneración de los principios



²⁸ Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

"Artículo 14°.- Variación de la imputación de cargos

14.1 Si la Autoridad Instructora considera que corresponde variar la imputación de cargos, deberá otorgar al administrado investigado la oportunidad de ejercer adecuadamente su derecho de defensa aplicando el plazo para presentar descargos mencionado en el Numeral 13.1 del Artículo precedente.

14.2 Si la variación de la imputación de cargos comprende una valoración distinta de los hechos imputados o una interpretación diferente de la norma aplicable, podrá continuarse la tramitación del procedimiento administrativo sancionador con el mismo número de expediente."

²⁹ Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS

"Artículo IV.- Principios del procedimiento 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."

Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

"Artículo 14°.- Variación de la imputación de cargos

14.1 Si la Autoridad Instructora considera que corresponde variar la imputación de cargos, deberá otorgar al administrado investigado la oportunidad de ejercer adecuadamente su derecho de defensa aplicando el plazo para presentar descargos mencionado en el Numeral 13.1 del Artículo precedente.

14.2 Si la variación de la imputación de cargos comprende una valoración distinta de los hechos imputados o una interpretación diferente de la norma aplicable, podrá continuarse la tramitación del procedimiento administrativo sancionador con el mismo número de expediente."



recogidos en el TUO de la LPAG; en consecuencia, corresponde desestimar los argumentos del administrado en este extremo.

III.2.2 Presunta vulneración del principio de legalidad al haber aplicado la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias

29. En sus descargos Petroperú alegó que se realizó una aplicación indebida de la norma que tipifica la eventual sanción de los hechos materia de análisis toda vez que utilizó la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD, pese a que dicha norma se encontraría derogada.
30. A fin de analizar la supuesta vulneración del principio alegado por el administrado, corresponde a esta Dirección evaluar: (i) la transferencia de funciones en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA así como las normas emitidas por el OSINERGMIN con posterioridad a la transferencia de dichas funciones; y (ii) la vigencia de la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias y su aplicación en el presente procedimiento administrativo sancionador.
- a) La transferencia de funciones en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA
31. Al respecto, cabe señalar que mediante la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1013, que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente³¹, se creó el OEFA.
32. Mediante el Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM, se aprobó el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA, indicándose que éste último podrá aplicar la escala de sanciones que hubiera aprobado el OSINERGMIN en materia ambiental.
33. A través de la Resolución N° 001-2011-OEFA/CD, el Consejo Directivo del OEFA aprobó los aspectos objeto de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos líquidos provenientes del OSINERGMIN y se estableció el 4 de marzo de 2011 como la fecha en que le correspondía asumir dichas funciones.
34. En tal sentido, desde el 4 de marzo de 2011, el OEFA es competente para normar, evaluar y fiscalizar materia ambiental en las actividades de hidrocarburos; mientras que el OSINERGMIN es competente para normar, evaluar y fiscalizar dichas actividades en materia de seguridad e higiene. Asimismo, el OEFA está facultado para aplicar la Escala de Infracciones y Sanciones aprobada por el OSINERGMIN mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD, específicamente, la escala establece tipificaciones en materia ambiental para las actividades de hidrocarburos.



Decreto Legislativo N° 1013 que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente.

"Segunda Disposición Complementaria Final

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."



- b) La vigencia de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos del OSINERGMIN aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y su aplicación en el presente PAS
35. Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD del 14 de febrero del 2003, se aprobó la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones el OSINERGMIN y a través de la Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD del 27 de diciembre del 2012, el OSINERGMIN aprobó la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, la cual modificó íntegramente la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD del 14 de febrero del 2003.
36. La Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD no recoge las tipificaciones de infracciones en materia ambiental, sino únicamente aquellos referidos a temas técnicos y de seguridad que actualmente son de competencia del OSINERGMIN.
37. De acuerdo con ello, cabe indicar que el Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA ha señalado³² en reiterados pronunciamientos: (i) que interpretar que la tipificación aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD dejó sin efecto la referida a la materia ambiental y contenida en la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD implicaría más bien desconocer las competencias atribuidas normativamente al OEFA, vulnerando asimismo el principio de legalidad; y, que (ii) aplicar la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias por parte de OEFA constituye una facultad atribuida por el Artículo 4° del Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM, la cual permite a esta Entidad continuar aplicando la normativa sancionadora en materia ambiental, conforme se indica a continuación:

"32. *En ese sentido, y teniendo en cuenta la interpretación sistemática de las normas antes citadas, el alcance de las disposiciones contenidas en la Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS-CD debe entenderse de acuerdo con las competencias de la entidad que la emitió; es decir, las modificaciones realizadas por el Osinergmin mediante la citada resolución de consejo directivo, son aplicables únicamente para temas vinculados a las obligaciones técnicas y de seguridad en las actividades de hidrocarburos, por ser estas las materias que se encuentran dentro del ámbito de competencia de esta entidad.*

33. *Sobre la base de lo antes expuesto, interpretar que la Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS-CD dejó sin efecto la tipificación de la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS-CD aplicable a la materia ambiental, implicaría no reconocer la transferencia de las competencias de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental atribuida al OEFA, de acuerdo con el Decreto Supremo N° 001-2001-EM, lo cual vulnera el principio de legalidad.*
34. *Del mismo modo, la opinión vertida en el Informe Jurídico N° 12-2014-JUS/DGDO, del 2 de diciembre de 2014, emitido por la Dirección General de Desarrollo y Ordenamiento Jurídico del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, coincide con la argumentación incluida en considerandos precedentes (...).*
35. *Por consiguiente, ya sea por la interpretación sistemática efectuada en considerandos previos, o por lo manifestado en el Informe Jurídico N° 12-2014-JUS/DGDOJ, este Colegiado considera –en atención a la continuidad del ejercicio de la política de protección ambiental– que mediante la aplicación de la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias, el OEFA ejerce su potestad estatal de continuar aplicando la normativa sancionadora en materia ambiental que en su momento aplicó el Osinergmin, facultad atribuida en el artículo 4° del Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM."*

(El resaltado ha sido agregado).



38. Sin perjuicio de lo señalado, de la Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD, se desprende que dicha norma fue aprobada debido a que el OSINERGMIN necesitaba contar con un instrumento jurídico actualizado que: (i) ordene y sistematice de manera integral el universo de hechos u omisiones en materia técnica y de seguridad del subsector hidrocarburos; y (ii) sirva de sustento para el cabal ejercicio de sus funciones de supervisión y fiscalización de las obligaciones en materia técnica y de seguridad del subsector hidrocarburos.
39. Asimismo, el 18 de agosto del 2015 se publicó en el Diario Oficial "El Peruano" la aprobación de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD que aprueba la Tipificación de las infracciones administrativas y establecen la escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA; no obstante, al momento de la comisión de los hechos materia de análisis (año 2013) se encontraba vigente la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD; por lo que, siendo que la Tipificación de las infracciones administrativas del OEFA entró en vigencia posteriormente, no correspondía su aplicación al presente caso.
40. En atención a lo expuesto, la Autoridad Instructora no aplicó indebidamente la norma tipificadora, por lo que se desestiman los argumentos de Petroperú con relación a este extremo.

III.3 Tercera Cuestión Procesal: Determinar si en el presente procedimiento administrativo sancionador se ha vulnerado el principio de tipicidad

41. Respecto al hecho imputado N° 1, Petroperú señaló que se habría vulnerado el principio de tipicidad debido a que la modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP "Evaluación e Instalación de válvulas en cruces de ríos" aprobada a través de la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo del 2003, se aplica específicamente para la evaluación e instalación de válvulas en cruces de ríos, lo cual no se habría presentado en este caso, ya que en la válvula V24 de ingreso al tanque 1D4 ubicada en la Estación N° 1- Saramuro del Oleoducto Norperuano no se encuentra en cruces de ríos.
42. Al respecto, se debe indicar que el Impacto N° 19 del PAMA del ONP corresponde a la posible contaminación de suelos en la zona de tanques de combustible por derrames en las Estaciones N°1 y Morona. Asimismo, de la revisión del PAMA del ONP no se observa impacto relacionado a la contaminación de cuerpos de agua por derrames en cruces de ríos ni por implementación de válvulas en cruces de ríos. En tal sentido, el alcance de la modificación del Impacto N° 19 del PAMA "Evaluación e Instalación de válvulas en cruces de ríos" se debe determinar a partir de la lectura de los compromisos aprobados por la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA.
43. En esa línea, de la lectura de dichos compromisos se advierte que estos pueden dividirse en tres (3) grupos: (i) aquellos en los que se especifica la aplicación exclusiva al cruce de ríos, (ii) aquellos en los que se especifica la aplicación a una zona concreta; y, (iii) aquellos en los que no se realiza ninguna especificación y que son aplicables a todo el Oleoducto (compromisos generales para el *Oleoducto Norperuano* y el *Ramal Norte*). Dicha clasificación se aprecia en el siguiente cuadro:

Tabla N° 3: Compromisos de Petroperú





Compromisos		
Cruce de Ríos	Otra Zona Específica	Generales
(1) Inspecciones topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Norperuano y Ramal Norte (3) Realización de Estudios Batimétricos anuales en los cruces del Río Pastaza Km 176 ONP y Utcumbamba.	(6) Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las 04 estaciones 1, 5, Andoas y Bayóvar y de las trampas de recepción de raspatubos ubicados en las estaciones 5, 7, 9 y Bayóvar para el control de la corrosión interna por el comportamiento del biocida a través del conteo bacterial.	(2) Inspecciones Internas de la tubería con raspatubos electrónicos del Oleoducto Norperuano y Ramal Norte, las cuales consisten en a) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; y b) Inspección Geométrica. (4) Proyectarse a las comunidades vecinas del Oleoducto Norperuano y Ramal Norte, con la finalidad de integrarse a ellas, participando y fomentando su desarrollo económico, social y educativo-cultural. (5) Realización del Mantenimiento de Válvulas de Líneas y Cruces Aéreos. (7) Transmisión a través del oleoducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses, y de escobillas de poliuretano de disco copas continuamente. (8) Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa 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 bacterias 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 las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada en las estaciones.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

44. Sobre el particular, cabe señalar que si bien el presente caso se imputó contra Petroperú el haber incumplido el compromiso establecido en la modificación del Impacto N° 19 del PAMA "Evaluación e Instalación de válvulas en cruces de ríos" aprobada a través de la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo del 2003, se ha verificado que los compromisos 2, 7 y 8 resultan aplicables para la limpieza, prevención de la corrosión y análisis de la integridad interna y externa en cualquier tramo de un ducto; por lo que se trata de compromisos generales:

- (i) Compromiso 2 referido a las inspecciones de pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, las mismas que tienen la capacidad de determinar y medir el espesor de la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía³³.

Respecto de las inspecciones geométricas, estos son procedimientos que se efectúan con la finalidad de evaluar los defectos geométricos del ducto, tales como ovalamientos, arrugas o abolladuras (mediante sensores). Información que resulta relevante para poder determinar si el raspatubo inteligente puede viajar a lo largo del ducto sin problemas³⁴.

YASKSETIG CASTILLO, Jorge. *Análisis de la Integridad Mecánica de un tramo de Oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico*. Tesis para obtener el grado de Master en Ingeniería Mecánica Eléctrica en la Facultad de Ingeniería. Piura, Perú: Universidad de Piura, 2011, p. 14.

³⁴

RUBIO Carlos y Obdulio MARRERO. *Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías*. Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI). Querétaro, México, 2010, p.1.



- (ii) Compromiso 7 relacionado con inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto, así como con escobillas de poliuretano de disco o cepas son utilizadas para identificar los defectos por corrosión³⁵ de la tubería.
- (iii) Compromiso 8, se debe indicar que el monitoreo de potenciales de protección catódica tiene por finalidad determinar si una estructura (oleoducto) se encuentra adecuadamente protegida contra la corrosión externa, basado en la medición de lectura de voltaje (f.e.m.) entre la estructura y un electrodo de referencia. Por su parte, el monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno permite determinar el nivel de corrosividad de un suelo, ya que está directamente relacionado con la cantidad total de sales disueltas³⁶. Es decir, suelos con baja resistividad aumentan las reacciones de corrosión.

Asimismo, el análisis permanente de presencia de bacterias sulfato reductora en el petróleo tiene por finalidad controlar el incremento de nivel de corrosión del metal³⁷ del oleoducto (corrosión interna).

45. Conforme a lo previamente expuesto, las acciones comprendidas en los compromisos previamente señalados corresponden a inspecciones aplicables a todo el oleoducto. Por lo tanto, los compromisos N° 2, 7 y 8 de la modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP "Evaluación e Instalación de válvulas en cruces de ríos" resultan plenamente aplicables al presente caso, evidenciándose que no existe vulneración al principio de tipicidad, quedando desvirtuados los argumentos alegados por Petroperú en este extremo.

III.4 Cuarta Cuestión Procesal: Determinar si con la emisión del Informe Final de Instrucción se habrían vulnerado los principios de legalidad y verdad material

46. Petroperú alegó que se realizó una interpretación errónea y descontextualizada del Artículo 57° de las Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM (en adelante, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos), ya que de dicha norma no se desprende la obligación de realizar todas las actividades de mantenimiento y que la frecuencia de inspección de la tubería sea cada cinco (5) años.

47. Dicha situación según el administrado vulneraría los principios de legalidad y verdad material³⁸, por lo que se procederá a analizar los argumentos esgrimidos por el administrado:



³⁵ REYNA CRUZ, Jesús Alberto. *Métodos de rehabilitación de defectos en ducto de transporte detectados mediante herramientas para limpieza o inspección interior de ductos*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Mecánico en la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. México: Instituto Politécnico Nacional, 2008, pp. 66-68.

³⁶ Mariana José Rodríguez Estebanez. "Diagnóstico de los niveles de corrosión externa en el Oleoducto Guárico-Sanví". Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente para la obtención del título de Ingeniero Químico – Venezuela 2010, pág. 56.

Mariana José Rodríguez Estebanez. "Diagnóstico de los niveles de corrosión externa en el Oleoducto Guárico-Sanví". Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente para la obtención del título de Ingeniero Químico – Venezuela 2010, pág. 23.



³⁸ Petroperú señaló expresamente lo siguiente:

"(...) la afirmación de OEFA en el numeral 80 carece de sustento legal, debido a su errónea interpretación, ya que no se requiere por Petroperú realizar todas las acciones indicadas basta con alguna de ellas tal como lo prescribe el Artículo 57° de las Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado



- i) La infracción corresponde al incumplimiento del PAMA del ONP y no al incumplimiento del Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos

La imputación N° 1 se refiere a que Petroperú incumplió el compromiso establecido en el PAMA del ONP al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo II del Oleoducto Norperuano, que estaban previstos como compromisos ambientales, supuesto que infringe el Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

Efectivamente, en el presente caso se le imputa a Petroperú no haber realizado las acciones de mantenimiento, las cuales corresponden a: (i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos; (ii) inspección geométrica; (iii) inspecciones de limpieza mediante raspatabos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses, (iv) inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente; (v) inspecciones visuales sobre el derecho de vía, (vi) monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno; y (vii) análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo³⁹.

Por tanto, se concluye que la obligación infringida por Petroperú tiene como fuente el compromiso establecido en su instrumento de gestión ambiental mas no el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos, por lo que se desestima los argumentos del administrado en este punto.

- ii) Aplicación referencial de los plazos establecidos en el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos

En el Numeral 80 del Informe Final de Instrucción se señaló que Petroperú no realizó las inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos en los años 2008 y 2013, análisis que tomó como referencia lo dispuesto en el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos, así como la información presentada por el administrado⁴⁰.

Efectivamente, en el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos se establece que las inspecciones de las tuberías del ducto con raspatabos inteligentes se realizarán dentro de los cinco (5) primeros años de iniciada la operación y que 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) años⁴¹.

mediante Decreto Supremo N° 081-2017-EM, por lo tanto al afirmar lo contrario se estaría vulnerando el Principio de Legalidad, de Verdad Material, etc.”.

39

Ver el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) del Impacto N° 19 “Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos del Oleoducto Norperuano presentado por Petroperú, aprobado mediante Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo de 2003 – Páginas 2 y 3.

Cabe precisar que en pie de página número 21 del Informe Final de Instrucción se precisa que la frecuencia de mantenimiento es tomada de manera referencial de lo establecido en el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos.

Artículo 57° de las Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, que forma parte del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM y publicado el 22 noviembre 2007:

“Artículo 57°.- Protección contra la corrosión interior
(...)”



Al respecto, administrado en su escrito de descargos al inicio del PAS alegó que había realizado inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos en los años 1997, 2003 y 2015.

Dada esa información y tomando de modo referencial lo dispuesto en el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos, correspondía que Petroperú presente la inspección correspondiente los años 2008 y 2013 (plazo máximo para que la inspección sea representativa en concordancia con el mencionado artículo).

Es ese sentido, en el Informe Final de Instrucción se ha brindado al administrado la interpretación más favorable puesto que se ha contemplado el tiempo máximo para la validación de las inspecciones de las tuberías del ducto con raspatubos inteligentes toda vez que en concordancia con el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos están no podrían exceder el plazo de cinco (5) años.

Respecto al cumplimiento de las medidas establecidas en el citado artículo, se reitera que presente caso versa sobre el incumplimiento del compromiso en el PAMA del ONP, en el que no se indica que las obligaciones correspondientes al mantenimiento (inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, etc.) se puedan realizar de manera individual y que, de ser el caso, la ejecución de una de ellas exima del cumplimiento de los otros compromisos referidos al mantenimiento interno y externo al Oleoducto Norperuano, motivo por el cual queda desvirtuado lo señalado por al administrado en este extremo.

III.5 Quinta Cuestión Procesal: Determinar si el Informe Final de Instrucción carece de efectos administrativos y legales

48. Petroperú alegó que la declaración de responsabilidad por la conducta infractora N° 1 ha sido realizada sin documento o informe técnico especializado suscrito por Ingeniero Técnico Especializado en Ingeniería Mecánica y/o Especialista de Geología. En base a ello, Petroperú cuestiona el valor probatorio del Informe Final de Instrucción para determinar la responsabilidad respecto a la conducta infractora N° 1 del presente PAS, señalando que el mismo carece de efectos administrativos y legales.

49. El administrado sustenta sus argumentos en el hecho que el mencionado informe fue suscrito, según manifiesta, por funcionarios que carecen de titulación y especialidad de ingeniería, lo cual infringiría lo establecido en la Ley N° 28858 y su reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 016-2008-VIVIENDA; por tal motivo, lo señalado en el Informe Final de Instrucción carecería de efectos administrativos y legales.

50. Asimismo, Petroperú precisó que el Informe Técnico que presentaron al OEFA en el marco del presente PAS fue suscrito por un ingeniero colegiado con especialidad en geología y el cual no ha sido contradicho por uno del mismo nivel o elaborado por un especialista.

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 de 4 pulgadas de la instalación de sistema para Raspatubo inteligentes."



51. Al respecto, se debe indicar que el Numeral 5 del Artículo 253° del TUO de la LPAG (norma vigente a la fecha de emisión del Informe Final de Instrucción) establece que la Autoridad Instructora formulará un Informe Final de Instrucción en el que se determine, entre otras, las conductas que se consideren probadas para constituir una infracción, la propuesta de sanción, o de ser el caso, la declaración de la no existencia de responsabilidad⁴². En tal sentido, la norma aplicable no exige que el Informe Final de Instrucción sea suscrito por determinados profesionales técnicos para que el mismo posea validez, máxime si se considera que quien emite dicho informe es la Autoridad Instructora representada dentro de la organización de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA por el Subdirector de Instrucción e Investigación, quien en el presente caso suscribió el referido informe.
52. En esa línea, es preciso señalar que los profesionales que suscribieron el Informe Final de Instrucción conjuntamente con el Subdirector de Instrucción e Investigación son servidores públicos bajo la modalidad de contrato administrativo de servicios y terceros fiscalizadores quienes conforme al Reglamento del Régimen de Contratación de Terceros Evaluadores, Supervisores y Fiscalizadores del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 008-2013-OEFA/CD y sus modificatorias, forman parte de la relación de especialistas que, de acuerdo a su experiencia y formación académica y profesional se encuentran facultados para ejercer las actividades de fiscalización ambiental a cargo del OEFA⁴³.
53. Teniendo en cuenta lo previamente expuesto, corresponde desestimar los argumentos expuestos por el administrado en este extremo.

III.6 Sexta Cuestión Procesal: Determinar si el Informe Final de Instrucción carece de la debida motivación

54. En su escrito de descargos del 2 de marzo del 2017, Petroperú indicó literalmente lo siguiente:

"El Informe Final de Instrucción carece de la debida motivación para los hechos y más bien en los términos que se encuentra redactado, podría constituir como imputación de cargos una "Falsa Declaración en Procedimiento Administrativo" en el presente proceso, que consideramos infringiría el artículo N° 411⁴⁴ del Código



42

Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS

"Artículo 253.- Procedimiento sancionador

Las entidades en el ejercicio de su potestad sancionadora se ciñen a las siguientes disposiciones:

(...)

5. Concluida, de ser el caso, la recolección de pruebas, la autoridad instructora del procedimiento concluye determinando la existencia de una infracción, y por ende, la imposición de una sanción; o la no existencia de la infracción. La autoridad instructora formula un informe final de instrucción en el que se determina, de manera motivada, las conductas que se consideren probadas constitutivas de infracción, la norma que prevé la imposición de sanción; y, la sanción propuesta o la declaración de no existencia de infracción, según corresponda.

Recibido el informe final, el órgano competente para decidir la aplicación de la sanción puede disponer la realización de actuaciones complementarias, siempre que las considere indispensable para resolver el procedimiento. El informe final de instrucción debe ser notificado al administrado para que formule sus descargos en un plazo no menor de cinco (5) días hábiles".

El análisis se ha realizado tomando en consideración lo señalado por el Tribunal de Fiscalización Ambiental en la Resolución N° 026-2016-OEFA/TFA-SEM

Código Penal

"Artículo 411.- Falsa declaración en procedimiento administrativo

El que, en un procedimiento administrativo, hace una falsa declaración en relación a hechos o circunstancias que le corresponde probar, violando la presunción de veracidad establecida por ley, será reprimido con pena privativa de libertad no menor de uno ni mayor de cuatro años"



Penal vigente, lo cual dejamos claramente establecido en el presente escrito para el deslinde de responsabilidades administrativas a que hubiera lugar en el futuro”.

55. El principio del debido procedimiento administrativo recogido en el Numeral 1.2 del Artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, comprende el derecho de los administrados a obtener pronunciamientos debidamente motivados y fundados en derecho, lo que impone a la Administración el deber de realizar una adecuada aplicación e interpretación de la normas⁴⁵. Asimismo, de acuerdo al Numeral 4 del Artículo 3° del TUO de la LPAG la debida motivación es un requisito de validez de los actos administrativos⁴⁶.
56. En el presente caso, la Autoridad Administrativa realizó sus actuaciones en el marco del ejercicio legítimo de sus competencias. Asimismo, se debe resaltar que tanto la RSD como el Informe Final de Instrucción se encuentran debidamente motivados y en atención de ello, se procede a detallar el análisis de la motivación realizada en el referido informe:

Tabla N° 4: Análisis de la motivación del Informe Final de Instrucción

Contenido del Informe Final de Instrucción		Debida motivación
Cuestiones Procesales	Supuesta vulneración de los principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad	Numerales del 13 al 27 del Informe Final de Instrucción: <ul style="list-style-type: none"> • Marco normativo de la nulidad en la LPAG. • Marco normativo de los principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad en la LPAG. • Pronunciamiento de lo alegado por Petroperú con fundamentos de derecho. • Aplicación de una sentencia del Tribunal de Fiscalización Ambiental al caso concreto. • Conclusión: No se ha vulnerado los principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad y en consecuencia, queda desvirtuado lo alegado por Petroperú.
	Supuesta vulneración del principio de legalidad	Numerales del 28 al 52 del Informe Final de Instrucción: <ul style="list-style-type: none"> • Marco normativo de la variación en el TUO del RPAS de OEFA. • Pronunciamiento de lo alegado por Petroperú con fundamentos de derecho. • Marco normativo de los principios irretroactividad y tipicidad en la LPAG.



⁴⁵ Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS.

“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:

(...)

1.2. Principio del debido procedimiento.- Los administrados gozan de los derechos y garantías implícitos al debido procedimiento administrativo. Tales derechos y garantías comprenden, de modo enunciativo mas no limitativo, los derechos a ser notificados; a acceder al expediente; a refutar los cargos imputados; a exponer argumentos y a presentar alegatos complementarios; a ofrecer y a producir pruebas; a solicitar el uso de la palabra, cuando corresponda; a obtener una decisión motivada, fundada en derecho, emitida por autoridad competente, y en un plazo razonable; y, a impugnar las decisiones que los afecten.

La institución del debido procedimiento administrativo se rige por los principios del Derecho Administrativo. La regulación propia del Derecho Procesal es aplicable solo en cuanto sea compatible con el régimen administrativo”.

Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS.

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

Son requisitos de validez de los actos administrativos:

(...)

4. Motivación.- El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico”.





		<ul style="list-style-type: none"> • Pronunciamiento de lo alegado por Petroperú con fundamentos de derecho. • Aplicación de una sentencia del Tribunal de Fiscalización Ambiental al caso concreto. • Conclusión: No se ha vulnerado el principio de legalidad, queda desvirtuado lo alegado por Petroperú.
	Supuesta vulneración del principio de tipicidad	<p>Numerales del 53 al 59 del Informe Final de Instrucción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pronunciamiento de lo alegado por Petroperú con fundamentos de hecho. • Conclusión: No se ha vulnerado el principio de tipicidad, queda desvirtuado lo alegado por Petroperú.
Cuestiones de Fondo	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo II donde se ubica el kilómetro 504+400 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.	<p>Numerales del 60 al 138 del Informe Final de Instrucción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Identificación de los compromisos asumidos por Petroperú en su PAMA. • Ubicación del punto del derrame en el Oleoducto Norperuano. • Marco normativo de la responsabilidad administrativa en el TUO del RPAS del OEFA. • Pronunciamiento de lo alegado por Petroperú con fundamentos de hecho y derecho. • Análisis de cada una de las acciones de mantenimiento establecidas en el PAMA de Petroperú. • Conclusión: Recomendar a esta Dirección el declarar la existencia de responsabilidad administrativa del administrado en este extremo del procedimiento administrativo sancionador sin medida correctiva.
	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no contaría con el Plan de Contingencia actualizado, correspondiente a las instalaciones del Oleoducto Norperuano.	<p>Numerales del 139 al 146 del Informe Final de Instrucción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pronunciamiento de lo alegado por Petroperú con fundamentos de hecho y derecho. • Conclusión: Recomendar a esta Dirección el archivo de este extremo del procedimiento administrativo sancionador.
	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no habría remitido al OEFA los manifiestos de manejo de residuos sólidos peligrosos de los residuos generados en los trabajos de limpieza del derrame del 21 de setiembre de 2013.	<p>Numerales del 147 al 161 del Informe Final de Instrucción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pronunciamiento de lo alegado por Petroperú con fundamentos de hecho y derecho. • Conclusión: Recomendar a esta Dirección el archivo de este extremo del procedimiento administrativo sancionador.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

57. Conforme a lo previamente expuesto, corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en este extremo.

7 Séptima Cuestión Procesal: Pronunciamiento del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN

Petroperú manifiesta en su escrito de descargos al Informe Final de Instrucción que mediante la Resolución N° 10660-2016-OS/DSHL el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, OSINERGMIN) declaró el archivo total y definitivo del Expediente N° 201300152417; toda vez que, determinó que no existía relación directa entre el derrame de hidrocarburos y la falta de mantenimiento, hecho que según el administrado no ha sido valorado.





59. Al respecto se debe señalar que la Resolución N° 10660-2016-OS/DSHL del OSINERGMIN si ha sido valorada en el presente PAS conforme lo acredita los numerales 120 y 121 del Informe Final de Instrucción. Ello sin perjuicio de que se trate de procedimientos administrativos sancionadores referidos a distintas materias y que se desarrollen en el marco de las competencias específicas que le han sido atribuidas al OSINERGMIN y al OEFA, conforme se detalla en el siguiente cuadro:

Tabla N° 5: Análisis de la Resolución del OSINERGMIN

	Procedimiento Administrativo Sancionador Expediente N° 201300152417	Procedimiento Administrativo Sancionador Expediente N° 341-2014-OEFA/PAS
Organismo	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA
Materia	Incumplimiento de disposición legal y técnica relacionada a la seguridad de la infraestructura de las actividades hidrocarburos Obligación en materia de seguridad	Incumplimiento del compromiso establecido en su PAMA del ONP. Obligación ambiental fiscalizable
Normativa incumplida	Artículo 71° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM	Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.
Condición	Cuando las inspecciones y patrullaje indiquen un hundimiento del suelo, movimientos de talud o derrumbes que puedan ocasionar una tensión longitudinal o transversal excesiva o la desviación de la tubería se implementará un programa de monitoreo y evaluación que incluya criterios de corrección con la finalidad de prevenir fallas.	Ninguna.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

60. Es en esa misma línea, de la revisión de la Resolución N° 10660-2016-OS/DSHL se advierte que el mismo OSINERGMIN señaló en dicho documento que corresponde al OEFA la determinación de responsabilidad en materia ambiental, conforme se cita a continuación⁴⁷:

" (...)

3.3. Respecto al argumento expuesto por la recurrente en el numeral 2.2 del presente informe, es preciso recalcar que conforme lo dispuesto en el artículo 3°⁴⁸ de la Ley N° 29901, Ley que precisa competencias del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin es competente para supervisar y fiscalizar, en el ámbito nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas a la seguridad de la infraestructura de las actividades de hidrocarburos.

En tal sentido, no corresponde a Osinergmin evaluar si la infiltración de las aguas remanentes del riego las actividades agrícolas que se realizan en la zona de reserva del Oleoducto Nor Peruano configura un "suceso inevitable" que sería causa exclusiva del siniestro ocurrido el 21 de setiembre del 2013 en el Km. 504+053 del Oleoducto Nor Peruano. Asimismo,

Folio 1771 del expediente

Ley que precisa competencias del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), Ley N° 29901

"Artículo 3. Competencias del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) para supervisar y fiscalizar.

En concordancia con las precisiones establecidas en el artículo 2, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) es competente para supervisar y fiscalizar, en el ámbito nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores minería, electricidad e hidrocarburos; manteniendo las competencias para fiscalizar la seguridad de la infraestructura de los subsectores minería, electricidad e hidrocarburos".



corresponderá al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) determinar la existencia o no de responsabilidad administrativa en materia ambiental, así como la existencia de causas eximentes de responsabilidad ambiental conforme lo dispuesto en el artículo 146° de la Ley General del Ambiente.
(...)"

(Subrayado agregado)

61. En consecuencia, de acuerdo a lo señalado previamente corresponde desestimar los argumentos alegados por el administrado en este extremo.

III.10 Primera Cuestión de Fondo: Petroperú habría incumplido el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo II donde se ubica el kilómetro 504+053 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.

a) Compromiso establecido en el PAMA de Petroperú

62. Petroperú, en su calidad de titular de actividades de hidrocarburos está obligado a cumplir con los compromisos ambientales asumidos en sus estudios ambientales, los cuales son de obligatorio cumplimiento, conforme a lo establecido en el Artículo 9° del RPAAH⁴⁹.
63. En el Plan de Manejo del PAMA, Petroperú se comprometió a realizar las siguientes acciones de mantenimiento⁵⁰:

***"VIII. Plan de Manejo Ambiental
B. Mantenimiento***

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.

(Subrayado agregado)

"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"

(Subrayado agregado)

64. Asimismo, con relación al mantenimiento del Oleoducto Norperuano, en la modificación del PAMA Petroperú precisó dicho compromiso de la siguiente manera⁵¹:

"(...) Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A., la cual asume los siguientes compromisos ambientales y sociales a desarrollarse durante la etapa de operación el Oleoducto Nor Peruano y el Oleoducto Ramal Norte:

Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

"Artículo 9°.- Previo al inicio de Actividades de Hidrocarburos, Ampliación de Actividades o Modificación, el Titular deberá presentar ante la DGAAE el Estudio Ambiental correspondiente, el cual luego de su aprobación será de obligatorio cumplimiento. El costo de los estudios antes señalados y su difusión será asumido por el proponente".

Ver el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Oleoducto Norperuano, aprobado el 19 de junio de 1995 mediante el Oficio N° 136-95-EM/DGH – Página 94.

Ver el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) del Impacto N° 19 "Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos del Oleoducto Norperuano presentado por Petroperú, aprobado mediante Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo de 2003 – Páginas 2 y 3.





(...)

1.2 Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del ONP y ORN, las que consisten en: i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; e ii) inspección geométrica.

(...)

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 cepas continuamente.

1.8 Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del ducto

- 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.

(...)"

65. Por lo tanto, Petroperú se obligó a realizar de manera continua un mantenimiento interno y externo al Oleoducto Norperuano, con la finalidad de garantizar el adecuado funcionamiento de los sistemas productivos, conforme al siguiente detalle:

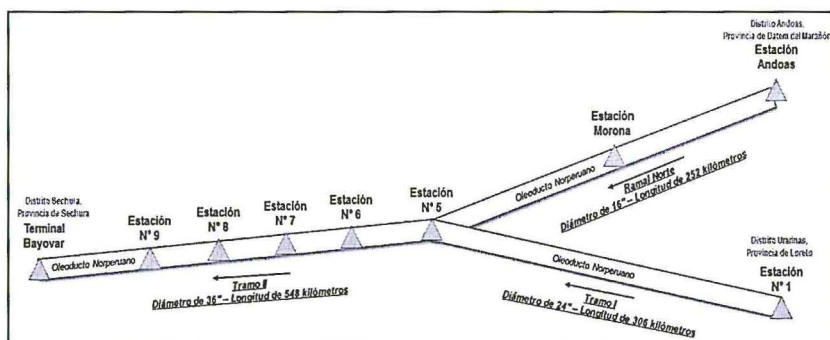
- Inspecciones Internas**
- Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos
 - Inspecciones geométricas
 - Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses
 - Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua.
- Inspecciones Externas³**
- Inspecciones visuales sobre el derecho de vía,
 - Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno; y,
 - Análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo.

66. En virtud a los compromisos señalados, Petroperú tiene la obligación de realizar continuamente el mantenimiento de los equipos de manera preventiva - predictiva, a fin de evitar impactos negativos al ambiente, conforme lo establece su instrumento de gestión ambiental.

a) Ubicación del punto de derrame de petróleo crudo ocurrido el 21 de setiembre del 2013

67. El Oleoducto Norperuano operador por Petroperú se encuentra compuesto por Dos (2) Tramos y el Ramal Norte: (i) Tramo I con una longitud aproximada de 306 kilómetro desde la Estación 1 a la Estación 5; (ii) Tramo II con una longitud aproximada de 548 kilómetro desde la Estación 5 hasta la Estación de Terminal Bayóvar; y, (iii) Ramal Norte con una longitud aproximada de 252 kilómetro desde la Estación Andoas hasta la Estación 5, conforme se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 1; Composición del Oleoducto Norperuano



Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA





- 68. En el reporte preliminar de emergencias ambientales Petroperú consignó como referencia de ubicación del punto donde ocurrió el derrame al kilómetro 504+400 del Tramo II del Oleoducto Norperuano; sin embargo, en el reporte final de emergencias ambientales presentado por el administrado se indicó que el derrame de petróleo crudo ocurrido el 21 de setiembre del 2013, tuvo como punto de referencia el kilómetro 504+053.
- 69. En esa línea, se advierte que los descargos presentados por el administrado se efectuaron tomando como punto de referencia al kilómetro 504+053 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, punto de ubicación que será tomado como referencia por esta Dirección⁵² a fin de realizar el análisis de los argumentos y medios de prueba presentados por Petroperú en el marco del presente procedimiento administrativo sancionador, conforme se procede a realizar a continuación:
 - b) **Análisis de los descargos:**
 - c.1) **Medidas de prevención: Acciones de mantenimiento**
 - 70. De acuerdo al PAMA del ONP, Petroperú debió realizar las siguientes acciones de mantenimiento como parte de las medidas de prevención que está obligado a implementar a efectos de minimizar la ocurrencia de emergencias ambientales como la ocurrida el 21 de setiembre del 2013:

Cuadro N° 1

ACCIONES ESTABLECIDAS EN EL PAMA	
Obligación	
•	Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos
•	Inspecciones geométricas.
•	Transmisión a través del Oleoducto de raspatabos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.
•	Realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía.
•	Monitoreo de los potenciales de protección catódica.
•	Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.
•	Análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA
Fuente: PAMA de Petroperú.

- 71. A continuación se analizará las acciones efectuadas por Petroperú para el cumplimiento de las acciones de mantenimiento antes detalladas en el tramo de la Estación N° 6 a la Estación N° 7.

(i) **Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos**

- 72. La inspección con raspatabo electromagnético o instrumentado permite la colecta de datos de todo el perímetro interno/externo y en la trayectoria total del ducto con la finalidad de determinar el estado físico (corrosión y pérdida de espesor) del mismo⁵³.

⁵² Dicha decisión resulta concordante con lo señalado por la Dirección de Supervisión en el Memorandum N° 7730-2017-OEFA/DS (Ver folios 2037 al 2042 del expediente)

⁵³ Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEMEX). Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados. Número de documento: NRF-060-PEMEX-2012, p. 7.



73. Al respecto, Petroperú alegó que realizó inspecciones MFL54 (*Magnetic Flux Leak*) de la tubería los años 1997, 2003 y 2015, esto es, inspecciones de pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos⁵⁵. No obstante, de la revisión efectuada a los documentos obrantes en el expediente, se observa que Petroperú no presentó los registros de inspección que acrediten la ejecución de la inspección de pérdida de espesor con raspatubo electromagnético al tramo II del Oleoducto Norperuano durante el periodo comprendido entre los años 1997 y 2003. Asimismo, se debe precisar, que la información referida al año 2015 no resulta pertinente para el análisis de la responsabilidad del administrado ya que se refieren a un periodo posterior a la ocurrencia del derrame del 21 de setiembre del 2013.
74. En este punto cabe señalar que la normativa vigente establece una frecuencia⁵⁶ de inspección de tuberías con raspatubo inteligente no mayor a cinco (5) años, por lo que en ese contexto referencial Petroperú se encontraba obligado a realizar dicha inspección en los años siguientes al 2003, es decir en los años 2008 y 2013, situación que no se ha generado en el presente caso; de acuerdo a lo manifestado por el propio administrado.
75. Por otro lado, Petroperú en su escrito de descargos al Informe Final de Instrucción, presentó los anexos 1 y 2, a fin de acreditar la ejecución de las inspecciones MFL del tramo de la Estación 5 – Estación 7, que incluye el kilómetro 504+053 en los años 1997 y 2003. En tal sentido, el análisis del contenido de los anexos 1 y 2 se detalla a continuación⁵⁷:

Anexo N°	Documento	Fecha de ejecución	Tipo de Inspección	Contenido del documento	Conclusión
1	<i>Inspection Survey Report – 36" Crude Oil Pipeline (Pump Station 5 – Pump Station 7), efectuado por la Cía. ROSEN – MFL año 1997</i> ⁵⁸ .	1997	Inspección Interna de Corrosión.	Petroperú remitió el Volumen 1, que contiene los resultados de pérdida de metal, respecto al espesor nominal del ducto. Observación.- Se advierte que el informe presentado por el administrado se encuentra incompleto.	Se remitió información general que no acredita la evaluación de corrosión interna en la progresiva Km 504+053, toda vez, que no presenta ni detalla, la inspección en el tramo donde ocurrió el derrame. Tampoco, presenta los resultados finales de la inspección desde la Estación 5 a la Estación 7. Asimismo, la inspección de corrosión interna, realizada mediante raspatubo, corresponde al año 1997, el cual no resulta representativo para evaluar la corrosión, ya que se ubica dieciséis (16) años antes de la emergencia ambiental, superando ampliamente el periodo considerado por



⁵⁴ **Flujo Magnético o Fuga de Flujo Magnético (MFL):** Es un tipo de tecnología de inspección en línea en el que un campo magnético es inducido en la pared del ducto entre dos polos de un magneto. Las indicaciones afectan la distribución del flujo magnético en la pared. La dispersión de la fuga de flujo magnético es usada para detectar y caracterizar las indicaciones.

⁵⁵ Cabe precisar que la inspección de pérdida de espesor del año 2015 no será tomado en cuenta toda vez que corresponde a un periodo posterior a la fecha del derrame, que no es materia de discusión del presente análisis

⁵⁶ Frecuencia de mantenimiento tomada a modo referencial de lo establecido en el artículo 57° de las Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, que forma parte del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM y publicado el 22 noviembre 2007.

⁵⁷ Folios 1806 al 1818 del expediente.

⁵⁸ Folio 1807 del expediente.





					OSINERGMIN, como representativo (5 años).
2	Informe Final de Inspección (MFL) – Oleoducto 36” de diámetro – Estación de Bombeo 5 – Estación d bombeo 7 por la Cía. ROSEN – MFL año 2003 ⁵⁹ .	2003	Inspección de Geometría con la Herramienta Electrónica de Geometría ROSEN (EGP) e Inspección de pérdidas de metal con la Herramienta para Detección de Corrosión ROSEN (CDP).	Petroperú remitió la Sección 2, que contiene condiciones generales del oleoducto inspecciones, Observación.- el informe se encuentra incompleto.	Se omitió secciones relevantes para la evaluación técnica respecto a la progresiva Km 504+053, como: - Sección 10. Resultados de la inspección. - Sección 7. Especificaciones de la inspección. - Sección 6. Calidad de los Datos. - Sección 6.6, Límites. La inspección de corrosión interna, realizada mediante raspapubo Electrónico Kaliper, corresponde al año 2003, el cual no es representativo para evaluar la corrosión, ya que se ubica diez (10) años antes de la emergencia ambiental, superando el periodo considerado por OSINERGMIN, como representativo (5 años).

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

76. En tal sentido, Petroperú no ha acreditado la realización oportuna de inspección de pérdida de espesor con raspapubo electromagnético a fin de determinar el estado de integridad del tubo ubicado en el Km 504+053 en el tramo II del Oleoducto Norperuano. Por lo tanto, se concluye Petroperú no efectuó el referido mantenimiento antes del derrame ocurrido el 21 de setiembre del 2013.

(ii) Inspecciones geométricas

77. La inspección geométrica realizada con un dispositivo electrónico (también llamado raspapubo inteligente) mide las variaciones geométricas de la sección transversal a todo lo largo de la trayectoria del ducto⁶⁰. La finalidad de las inspecciones periódicas con raspapubos inteligentes es evaluar el estado interno del ducto a fin de garantizar que se encuentre en óptimas condiciones y así minimizar los riesgos de la integridad del ducto evitando fugas del hidrocarburo que transporta.

78. Sobre el particular, Petroperú señaló en su escrito de descargos (antes de la emisión del Informe Final) que en los años 1988, 1991, 1996, 1998, 2012 y 2015 se efectuaron inspecciones geométricas. En relación a la inspección geométrica realizada en el año 2015 no corresponde tomarla en cuenta, toda vez que corresponde a un periodo posterior a la fecha del derrame (21 de setiembre de 2013), el cual no es materia de análisis.

79. De la revisión efectuada a los documentos presentados por Petroperú, se advierte que no presentó registros de medición que hagan referencia a la inspección geométrica del tramo II del Oleoducto Norperuano en los años 1988, 1991, 1996 y 1998.



⁵⁹ Folio 1810 del expediente.

⁶⁰ Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEMEX). Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados. Número de documento: NRF-060-PEMEX-2012, p. 7.



80. No obstante, en relación a la inspección geométrica del año 2012, Petroperú presentó el reporte Inspección geométrica ejecutado el 13 de diciembre de 2012 por la Compañía Baker Hughes⁶¹. De la revisión de dicho reporte se advierte que: (i) los resultados de medición corresponden a la inspección geométrica del tramo II del oleoducto norperuano comprendido entre la Estación 5 y la Estación 7 (tramo en el que se encuentra comprendido el punto de derrame en el Km 504+053); y, (ii) en un punto cercano (Km 504+036) a la ubicación del derrame (Km 504+053) el ducto tuvo un movimiento vertical de treinta y nueve centímetros (39 cm) hacia abajo y tres centímetros (3 cm) hacia la derecha (conforme a la lista de movimiento en la línea y nota de pie de página⁶²).
81. Al respecto, se debe considerar que Petroperú acreditó la ejecución de la inspección geométrica en el año 2012, mas no de las que señaló haber realizado durante los años 1988, 1991, 1996 y 1998. Dicha situación evidencia que la documentación presentada por el administrado no resulta suficiente para acreditar el efectivo cumplimiento del compromiso establecido en el PAMA del ONP, toda vez que el mismo, en tanto parte de un instrumento de gestión ambiental, tiene como fin último prevenir la generación de impactos negativos al ambiente, como aquellos que se producen a causa de los derrames de hidrocarburos.
82. Por otro lado, el administrado ha presentado los siguientes documentos relacionados con la imputación materia de análisis en el presente acápite, los mismos que se analizan a continuación⁶³:

Anexo N°	Documento	Fecha de ejecución	Tipo de Inspección	Contenido del documento	Conclusión
3	Inspección KALIPER Electrónico – 36" Estación 5 – Estación 7, efectuado por la Cía TDW Pipeline Surveys – Inspección Geométrica Año 1991 – 1992 ⁶⁴ .	1992	Inspección Geométrica mediante Raspatubo Electrónico KALIPER	Resultados de la Inspección geométrica desde la Estación 5 a la Estación 7, con fines de identificación de reducciones que excedan los 2.4 cm. El raspatubos electrónico KALIPER Surveyor es un instrumento auto contenido capacitado para medir abolladuras, asperezas, desigualdades, dobladuras, falta de redondez y sectores planos que se presenten en un Oleoducto. Observación.- Informe incompleto, el administrado presenta los resultados de las inspecciones geométricas, y no el contenido total del informe que permita valorar los resultados obtenidos.	Corresponde a las Inspecciones geométricas como parte de los compromisos, sin embargo, dicha inspección corresponde al año 1992, el cual no es representativo para evaluar la corrosión, toda vez que se ubica veintiún (21) años antes de la emergencia, por lo que no se encuentra dentro del periodo referencial considerado por OSINERGMIN, (5 años).
4	Geopig Geometric Survey of	1996	Inspección Geométrica	Resultados de las 440 anomalías en las paredes de la tubería (abolladuras	Se adjuntó el Reporte Final "Geopig Geometry Survey of Petroperú", sin

Folio 242 al 246 del expediente

Folio 234 del expediente.

⁶³ Folios 1819 al 1865 del expediente.

⁶⁴ Folio 1819 del expediente.





	PETROPERU S.A NPS 36" Oil Line (GEOINERCI AL) – Station 5 – Station 7, efectuado por la Cía NOWSCO – Geométrico Año 1996.			y ovalidades) con 2 % de anomalías. Observación.- Informe incompleto	embargo, dicha inspección corresponde al año 1992, el cual no es representativo para evaluar la corrosión. Los resultados se encuentran en distancias acumuladas de NOWSCO, y no hace una referencia (distancia GEOPIG) respecto a la progresivas del Oleoducto. Lo cual no permite evaluar los resultados correspondientes a la inspección geométrica de la progresiva Km 504+053.
5	Geopig Geometric Survey of PETROPERU NPS 36 Oil Line (GEOINERIAL) Station 5 – Station 7, efectuado por la Cía. BJ Pipeline Inspection – GEOMETRIC O Año 1998 ⁶⁵ .	1998	Inspección Geométrica	Resultados de las anomalías en las tuberías desde la estación 5 a la estación 7, de la inspección con el GEOPIG. Observación.- Informe incompleto	Se adjuntó el Reporte Final "Geopig Geometry Survey of Petroperú Station 5 – Station 7", sin embargo, dicha inspección corresponde al año 1998, el cual no es representativo para evaluar la corrosión, toda vez que no se encuentra dentro del periodo referencial considerado por OSINERGMIN, dentro los 5 años.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

83. En los descargos al Informe Final de Instrucción, el administrado indicó que presentó el Informe Técnico N° JOPE-OBY-044-2017 y los reportes de los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014 con la periodicidad de la inspección geométrica conforme a lo establecido en el PAMA del ONP.

84. Al respecto cabe indicar que las actividades de mantenimiento indicadas en el Informe Técnico N° JOPE-OBY-044-2017, corresponde al registro de los lanzamientos de raspatubos separadores – limpiadores, que se realizan con una periodicidad continua, motivo por el cual no es un documento pertinente para este extremo de las actividades de mantenimiento (Transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente)⁶⁶.

85. En tal sentido, se verifica que Petroperú no realizó de inspección geométrica incumpliendo el compromiso establecido en el PAMA del ONP.

(iii) **Transmisión a través del Oleoducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos (2) meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente**

86. De la evaluación de los documentos que obran en el expediente antes de la emisión del Informe Final se concluye que Petroperú no presentó medios probatorios que evidenciaran el cumplimiento de la transmisión a través del ducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos (2) meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.

⁶⁵ Folio 1844 del expediente.

⁶⁶ Folios 1925 al 1954 del expediente.



87. Sin embargo, Petroperú en su escrito de descargos al Informe Final de Instrucción, indicó que se le ha imputado actividades propias de mantenimiento de la tubería del Oleoducto Norperuano, las mismas que no han sido sustentadas por documento técnico especializado o emitido por OSINERGMIN. Asimismo, Petroperú manifestó que las actividades materia de análisis del presente PAS son de competencia del OSINERGMIN.
88. Al respecto, cabe indicar que la imputación bajo análisis se refiere al incumplimiento del compromiso establecido en el PAMA del ONP, incumplimiento de una obligación ambiental fiscalizable que se encuentra tipificado como infracción administrativa en el Numeral 3.4.4 de la de la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD.
89. En esa línea, es preciso señalar que los compromisos establecidos en los instrumentos de gestión ambiental son plenamente exigibles desde la aprobación de éstos, constituyendo obligaciones ambientales fiscalizables que buscan garantizar la tutela del bien jurídico ambiente, siendo esta competencia del OEFA⁶⁷. Por lo tanto, corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en este extremo.
90. Ahora bien, respecto a esta actividad de mantenimiento, Petroperú presentó el Anexo N° 8, cuyo análisis se detalla a continuación⁶⁸:

Anexo N°	Documento	Fecha de ejecución	Tipo de Inspección	Contenido del documento	Conclusión
8	Informe Técnico N° JOPE-OBV-044-2017. Expediente N° 341-2014-OEFA/DFSAI/PAS	2010 al 2014	Mantenimiento del ducto a través de raspatabos separadores-limpiadores	Ejecución de actividades de la limpieza de la tubería del tramo II, para retirar la borra que queda adherida en la tubería, el material es de poliuretano de disco, para el tramo en análisis entre la estación 5 a 7, adjunta los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014 (enero a marzo)	Petroperú no ha realizado la Transmisión a través del Oleoducto de raspatabos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente. Por tanto, corresponde desestimar sus argumentos en este extremo.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

- (iii.1) Transmisión a través del Oleoducto de raspatabos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses

67

A modo referencial, respecto a las competencias de OSINERGMIN y del OEFE en el expediente N° 062-2011, mediante la Resolución N° 001-2015-OS/TASTEM-S2 del 6 de enero de 2015, el OSINERGMIN señaló lo siguiente:

"(...)

En tal sentido, el ilícito sancionado por el OEFA se sustenta en la vulneración del bien jurídico "ambiente", como consecuencia del incumplimiento de los compromisos ambientales previstos en la Modificación del EIA, tal y como es reconocido por dicha autoridad en el numeral 139 de su Resolución Directoral N° 512-2014-OEFA/DFSAI

Mientras tanto, el ilícito sancionado por el Osinerqmin se fundamenta en la lesión del interés jurídico relativo a la 'seguridad de la infraestructura minera', como consecuencia del incumplimiento del mandato contenido en la Resolución N° 009-2010-OS-GFM, el mismo que tenía como propósito garantizar la estabilidad de las relaveras 1 y 2".

68

Folios 1925 al 1954 del expediente.





91. En su escrito de descargos al Informe Final, Petroperú adjuntó el Informe Técnico N° JOPE-OBY-044-2017, para acreditar los lanzamientos de raspatubos con escobilla metálico. Es así que se procedió a revisar la información presentada respecto al tramo ubicado entre la estación 5 y la estación 7 en la cual se ubica la progresiva materia de análisis, las fechas en las cuales se han utilizado raspatubos con escobillas metálicas y su frecuencia establecida, según se detalla a continuación:

Año	Información
2010	Fecha de inicio: 28/04/2010, Raspatubo ENDURO 2C ESC.MET. EST-5
2011	Fecha de inicio: 18/01/2011, Raspatubo ENDURO 2C+11 ESC.MET. Fecha de inicio: 11/04/2011, Raspatubo ENDURO 2C+11 ESC.MET.
2012	Fecha de inicio: 13/03/2012, Raspatubo ENDURO 2C+11 ESC.MET. EST 5. Fecha de inicio: 28/04/2012, Raspatubo ENDURO 2C ESC.MET. EST-5.
2013	Fecha de inicio: 08/05/2013, Raspatubo ENDURO ESC.MET.-13. Fecha de inicio: 20/08/2013, Raspatubo ENDURO 2C 11 ESC.MET. EST-13. Fecha de inicio: 14/11/2013, Raspatubo ENDURO 2C ESC.MET. EST-13.
2014	Presenta registro hasta 12/03/2014, donde no se evidencia el lanzamiento de un raspatubo de escobilla metálico.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

92. De lo anterior, se concluye que Petroperú, a pesar que ha realizado algunos lanzamientos de escobilla metálicas no lo hizo según la frecuencia establecida en el PAMA del ONP, es decir cada dos (2) meses. Asimismo, se verifica que tampoco ha realizado el lanzamiento de escobillas magnéticas durante los años 2010 al 2014; motivo por el cual, queda desvirtuado lo alegado por el administrado en este extremo.

(iii.2) Transmisión a través del Oleoducto de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente

93. Petroperú agrega en su escrito de descargos al Informe Final que sí cumplió con las actividades de mantenimiento en los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014 para acreditar ello, adjunta el Informe Técnico N° JOPE-OBY-044-2017.

94. Cabe señalar que en el Informe Técnico N° JOPE-OBY-044-2017, el administrado señala que el objetivo de las acciones tomadas es realizar la limpieza de la tubería para retirar la borra que se puede quedar adherida en la tubería, lo cual implica el uso de raspatubos separadores con elementos de copas y de discos, los cuales se evidencian en los reportes de lanzamiento de raspatubos separadores. Además, Petroperú indica que estos raspatubos pueden tener copas o discos de poliuretano.

95. De lo anterior, se advierte que el administrado deja constancia que los raspatubos utilizados son separadores con elementos disco y copa, lo que no corresponde a su obligación, puesto que la misma tenía que realizarse a través del uso de raspatubos de escobillas de poliuretano de disco o cepas.

96. Ahora bien de la evaluación y análisis de los reportes de lanzamientos de raspatubos, en el tramo ubicado entre la estación 5 y la estación 7, adjuntos en el Informe Técnico N° JOPE-OBY-044-2017, se evidencia que se vendría utilizando raspatubos separadores con elementos de disco y copa, durante los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014 (enero a marzo).

97. Sobre el particular, es importante diferenciar que un **raspatubo de limpieza** sirve para realizar la limpieza interna de la tubería, mientras que un **raspatubo separador** sirve para aislar productos (tipos de crudo), por lo que los raspatubos en discusión tienen funciones distintas, en tal sentido las acciones realizadas por





el administrado no corresponden a las acciones de mantenimiento especificadas en el PAMA del ONP.

- 98. Para diferenciar entre un raspatubo separador y un raspatubo limpieza con escobillas, se muestra los tipos de raspatubos del fabricante ENDURO, en el cual se puede observar que la configuración y diseño son distintos, ya que conforme se ha señalado tienen cada uno finalidades particulares, y de acuerdo a ello se desprende que lo alegado por el administrado de raspatubos separadores, queda desestimado.

Raspatubo separador	Raspatubo de escobillas.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA
 Fuente: <http://www.enduropls.com/products/cleaning.html#more-88>

- 99. A mayor abundamiento, la transmisión de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos o de escobilla de poliuretano de disco o cepas (raspatubo de limpieza⁶⁹) en el interior del ducto tiene por finalidad remover sólidos, líquidos y gases con el objeto de incrementar la eficiencia operacional del sistema, así como para facilitar la inspección interior del ducto con equipo instrumentado⁷⁰, finalidad que no se alcanza con un raspatubo separador con elementos de disco y copa.
- 100. En ese orden de ideas, se concluye que el administrado, no vendría cumpliendo el compromiso de realizar la limpieza del ONP, mediante el lanzamiento de raspatubos de escobilla de poliuretano de disco o cepas continuamente.
- 101. Por lo expuesto, se verifica que Petroperú no realizó la transmisión a través del ducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos (2) meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente, incumpliendo de esta manera el compromiso establecido en su instrumento de gestión ambiental.

(iv) Realización de Inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica

- 102. La finalidad de la inspección visual es dar alertas, al observar cualquier condición que afecte la integridad del oleoducto, tales como evidencias de fugas por la tubería, actividades de vandalismo, deslizamientos de terreno, invasión del derecho de vía por terceros derivadas de trabajos agrícolas, construcción de nuevos caminos que crucen la tubería, entre otros.



Raspatubo de limpieza: equipo o dispositivo utilizado para limpiar el interior de un ducto de transporte y/o recolección de hidrocarburos, impulsado por el mismo producto que se transporta o por otro diferente que se inyecte al ducto y puede ser de poliuretano elastómero, de copas, discos y/o cepillos, el cual es utilizado para remover sólidos, líquidos y gases con el objeto de incrementar la eficiencia operacional del sistema.

70

Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEMEX). "Limpieza interior de los sistemas de transporte y recolección de hidrocarburos por ducto por medio de corridas de diablos". Número de documento: NRF-311-PEMEX-2013, p. 6.



103. Por su parte, el monitoreo de potenciales de protección catódica tiene por finalidad determinar si una estructura (oleoducto) se encuentra adecuadamente protegida contra la corrosión externa, basado en la medición de lectura de voltaje (f.e.m.) entre la estructura y un electrodo de referencia.
104. Al respecto, el administrado alegó en su escrito de descargos (antes de la emisión del Informe Final) haber realizado diversas actividades de inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreos de los potenciales de protección catódica entre los años 2006 y 2012. Para acreditar dicha afirmación presentó los Avances de los Planes de Mantenimiento presentados a Osinergmin, documentos en los cuales se detallan las actividades a realizarse.
105. No obstante, de la revisión del contenido de dichos documentos se advierte que los mismos no acreditan la ejecución de las actividades en la progresiva materia de análisis del presente PAS toda vez que en los Planes de Mantenimiento únicamente se consignan datos del porcentaje de avance real de lo programado más no detallan en que lugar o progresiva se ejecutaron en monitoreo de los potenciales de protección catódica; por lo que no se puede concluir que Petroperú realizó inspecciones visuales sobre el derecho de vía ni los monitoreos de los potenciales de protección catódica, como medida de prevención a posibles derrames del ducto. Por lo tanto, queda desvirtuado lo alegado por el administrado.
106. Sin perjuicio de lo anterior, cabe indicar que el administrado presentó en su escrito de descargos los Informes de Gestión Anual correspondiente a los años 2010 y 2011, los cuales incluyen una descripción de la Inspección con técnica CIPS-DCVG del ONP:
- (i) Informe de Gestión Anual correspondiente al año 2010
107. Petroperú señaló que se realizó la verificación física del derecho vía del Oleoducto Norperuano en las siguientes zonas:
- Ramal Norte del Oleoducto Norperuano
 - Km 176 al Km 222 del Tramo I del Oleoducto Norperuano
 - Km 285 al Km 305 del Tramo I del Oleoducto Norperuano
 - Km 303 al Km 593 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.
108. Al respecto, se advierte que los primeros tres (3) puntos no corresponden a la ubicación de la progresiva materia de análisis y respecto al cuarto punto, se advierte que únicamente ha presentado información de la verificación física del derecho de vía de la progresiva Km 504+081, documento que no corresponde al lugar donde se produjo el derrame del 21 de setiembre del 2013.
109. Asimismo, Petroperú señaló que realizó una evaluación del revestimiento de la tubería mediante la técnica CIPS-DCVG en los siguientes puntos:
- Km 782 al Km 792 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.
 - Km 708 al km 715 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.
 - Km 678 al Km 684 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.
 - Tramo del Km 641 al Km 648 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.
 - Tramo del Km 607 al Km 613 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.
110. No obstante, se observa que al referirse a puntos de ubicación distintos a la zona donde ocurrió el derrame, no resulta pertinente evaluar el contenido del Informe de Gestión Anual correspondiente al año 2010 presentado por Petroperú.





(ii) Informe de Gestión Anual correspondiente al año 2011

- 111. Petroperú señaló que ha ejecutado el servicio de inspección y verificación del derecho de vía en el Tramo I del Oleoducto Norperuano y el Oleoducto Ramal Norte (ORN) con fecha de inicio 16 de agosto del 2011 y fecha de término 22 de setiembre del 2011. Además, en cuanto a la monitoreo de los potenciales de protección catódica entre los meses de diciembre a marzo del 2011 señala que realizó la inspección CIPS-DCVG del ORN.
- 112. Sobre el particular, conforme se indicó previamente, el punto de ubicación donde se suscitó el derrame y es materia de análisis de la presente resolución, corresponde al kilómetro 504+053 del Tramo II del Oleoducto Norperuano; por lo tanto, dado que la información presentada por el administrado se refiere a sectores diferentes del Oleoducto Norperuano no resulta pertinente su evaluación en este punto.
- 113. Sin perjuicio de lo anterior, cabe precisar que de la revisión del reporte final CIPS/DCVG⁷¹ del tramo comprendido entre el Km 504 al Km 503 (inspeccionado el 7 de marzo de 2012) se advierte que Petroperú realizó el monitoreo de potencial catódica y la severidad del defecto de revestimiento (expresado en %IR), encontrándose que se encontraba protegido y que la severidad del revestimiento expresado en %IR era mínimo (0.32%), siendo este último considerado de menor importancia, conforme al siguiente detalle:

Clasificación de los defectos de acuerdo a su severidad

%IR Severidad	Categoría del defecto
0 - 15	Pequeño
16 - 35	Mediano
36 - 70	Mediano / Grande
71 - 100	Grande

Fuente: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, México. Boletín IIE, julio-septiembre 2007, p. 113.

- 114. En resumen, de la evaluación conjunta de los medios probatorios que obran en el expediente, se observa que Petroperú sólo ha acreditado el monitoreo de potencial de protección catódica durante el año 2012; sin embargo, en concordancia con la NORMA ANSI/ASME B31.4 dicha ejecución no permite determinar si el sistema de protección de catódica está operando de forma apropiada y si es que las líneas enterradas y sumergidas están protegidas de acuerdo con el criterio aplicado, siendo imposible adoptar medidas correctivas apropiadas en dicho contexto. En atención a ello, la ejecución de la actividad de mantenimiento materia de análisis en el año 2012 no acreditan el cumplimiento de la acción preventiva correspondiente al monitoreo de los potenciales de protección catódica⁷², prevista como compromiso ambiental.



⁷¹ CIPS/DCVG: Técnica que permite medir defectos de revestimiento y niveles de protección catódica de un ducto enterrado. Folio 259 del expediente

Norma ASME B31.4 – Edición 1992
Sistema de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos por ductos de tubería
"Capítulo VIII
Control de Corrosión
461.3 Monitoreo

(a) Las instalaciones de protección catódica para líneas de ductos nuevos o existentes, deben ser mantenidas en buenas condiciones de servicio, y excepto donde no resulte práctico en sistemas costa fuera, deberán





115. Adicionalmente, Petroperú en su escrito de descargos al Informe Final presentó los siguientes documentos relacionados con la imputación, los mismos que se analizan a continuación:

Anexo N°	Documento	Fecha de ejecución	Tipo de Inspección	Contenido del documento	Conclusión
6	Contrato de Orden de Trabajo N° 93319 WF – Servicio de Verificación Física del ORN y ONP – ítem N° 3 – Tramo II Estación 5 (Km 306) – Estación 8 (Km 593), efectuado por la Cía Castro Nuñez Celia Esperanza (NORSEG) Emisión.- año 2009.	2010	Contrato de servicio. Inspecciones visuales sobre el derecho de vía.	En su contenido se visualiza la contratación de servicio referente a la verificación física del derecho de vía del ORN y ONP, duración del servicio 40 días calendario. Correspondiente al Tramo II Estación N° 5 (Km 305 ONP) – Estación N° 8 (Km 593 ONP) Fecha de inicio: 04/01/2010 Fecha de término: 13/02/2010.	Orden de servicio de la inspección y verificación física del derecho de vía Tramo II ONP, dicha orden no desvirtúa el hecho imputado, ya que no se puede acreditar la ejecución del mismo.
7	Contrato de Orden de Trabajo a Terceros N° 127803 WF – “Servicio de inspección y Verificación Física del Derecho de Vía Tramo II del ONP”, efectuado por la Cía Ulises Tapia Santillan Proyectos y servicios EIRL – Año 2013.	2013	Contrato de servicio. Inspecciones visuales sobre el derecho de vía.	En su contenido se hace referencia al servicio de inspección y verificación física del derecho de vía Tramo II ONP, realizado por la empresa Ulises Tapia Santillan Proy y Serv E.I.R.L. Fecha de inicio: 13/10/2013 Fecha de término: 18/11/2013.	Se acredita la contratación del servicio de la inspección y verificación física del derecho de vía Tramo II ONP.
	Informe de “Inspección y verificación física derecho de vía Tramo II ONP”, referente al proceso N° CME-0084-2013-OLE/PETROPERU.	2013	Inspecciones visuales sobre el derecho de vía.	Objetivo del trabajo detectar en formar directa y oportuna toda causa que pueda producir efectos de riesgo y daño físico, a la tubería del ONP dentro de la franja del Derecho de Vía, instalaciones anexas y obras que fueron construidas para consolidar. Fecha de inicio: 13/10/2013 Fecha de término: 01/11/2013.	El informe presentado de las inspecciones no adjunta los resultados, en ese sentido no permite desvirtuar el hecho imputado, toda vez que se requiere evaluar si dichas inspecciones adoptadas fueron realizadas en la progresiva materia de la imputación.
	Respuesta a OEFA progresiva 504+400 (504+053)	2017	Descargos a la Carta N° 224-2017-OEFA-DFSAI/SDI	Contiene el análisis de las acciones de mantenimiento que se detallan a continuación: Imputación IV: Realización de inspecciones visuales sobre el derecho de	Respecto a la realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía el administrado no ha presentado argumentos de defensa o que

efectuarse mediciones eléctricas e inspecciones de las líneas enterradas o sumergidas que estén protegidas catódicamente, incluyendo pruebas para corrientes parásitas, por lo menos una vez al año aunque con intervalos que no sobrepasen los 15 meses, para determinar si el sistema de protección catódica está operando en forma apropiada y si es que las líneas enterradas y sumergidas están protegidas de acuerdo con el criterio aplicado. Deberán tomarse medidas correctivas apropiadas, donde las pruebas indiquen que no existe una protección adecuada”.

(Subrayado agregado)



				vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica. En el cual transcribe el IFI desde el numeral 96 al 107. <u>Imputación V:</u> Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno. En el cual transcribe el IFI desde el numeral 108 al 110. <u>Imputación VI:</u> Análisis permanente de presencia de bacterias sulfato-reductoras en el petróleo. En el cual transcribe el IFI desde el numeral 111 al 115.	desvirtúen el incumplimiento de esta acción de mantenimiento. Asimismo, respecto al monitoreo de los potenciales de protección catódica no presenta medios probatorios que acrediten la ejecución de dicha actividad.
9	Resumen de monitoreo de la Protección Catódica Tramo II – ONP	2005-2011	Reporte de inspección	Cuadro resumen del monitoreo de la Protección Catódica en Tramo II – ONP en la progresiva 504	No proviene de un documento que permita validar la información. Es una declaración del administrado.

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

- 116. Cabe indicar que respecto a esta imputación, Petroperú indica que la primera barrera contra la corrosión exterior es el recubrimiento de la estructura y como segunda barrera se sugiere el uso de sistemas de protección catódica.
- 117. Sobre el particular, se debe señalar que la protección catódica no es una sugerencia y tampoco complementa la protección contra la corrosión externa del ducto, de acuerdo al Artículo 54° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburo por Ductos. Asimismo, se debe considerar que en el citado artículo se indica que los revestimientos usados para la protección anticorrosiva de los ductos deberán ser compatibles con los sistemas de protección catódica los mismos que deberán tener una alta resistencia al desprendimiento catódico y a la vez no deberán formar escudos⁷³.
- 118. En ese sentido la mencionada acción de mantenimiento no es una sugerencia o recomendación contrariamente a lo alegado por el administrado, por lo que queda desestimado lo alegado por el administrado.
- 119. Petroperú agrega que en el Informe Final de Instrucción se señala que no cumplió con los monitores de potenciales de protección catódica 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011, y para desvirtuar ello, adjuntó la siguiente información⁷⁴:

Resumen de Monitoreos de la Protección Catódica Tramo II – ONP					
PROGRESIVA	TIPO	Potenciales por año (-mV)			
		2005	2006	2007	2011
504	PTPA	887	912	784	795

Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ducto, aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM

"Artículo 54.- Control de Corrosión externa

El Ducto, las tuberías de las Estaciones y en general las instalaciones metálicas enterradas, deben estar protegidas de la corrosión exterior mediante sistemas de Revestimiento de la superficie y Protección Catódica, de acuerdo a los requerimientos de las Normas ANSI/ASME B31.4 o ANSI/ASME B31.8.

Los revestimientos usados para la protección anticorrosiva de los Ductos deberán ser compatibles con los sistemas de protección catódica los mismos que deberán tener una alta resistencia al desprendimiento catódico y a la vez no deberán formar escudos ("shielding").

74





120. Al respecto, se advierte que el cuadro resumen del monitoreo de la Protección Catódica en el Tramo II – ONP en la progresiva 504 presentado por Petroperú, no proviene de un documento certificado que permita determinar su validez y tampoco se encuentra respaldado por algún documento técnico que permita validar los resultados presentados por Petroperú, motivo por el cual queda desestimado lo alegado por el administrado y consecuentemente, se puede señalar que Petroperú no cumplió con realizar los monitoreos de la protección catódica entre los años 2005 y 2011.
121. Por lo expuesto, Petroperú no realizó las inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica.

(v) **Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno**

122. El monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno permite determinar el nivel de corrosividad de un suelo, ya que está directamente relacionado con la cantidad total de sales disueltas⁷⁵. Es decir, suelos con baja resistividad aumentan las reacciones de corrosión. La medida de resistencia del terreno se realiza mediante electrodos que introducen corriente al suelo, con la finalidad de valorar el grado de corrosión del suelo respecto a la tubería (indica la corrosividad que posee el medio que rodea a la tubería) y determinar las zonas que requieran mayor protección catódica.
123. Al respecto, Petroperú en su escrito de descargos señaló que la resistividad de los suelos se realiza cuando se rediseña un sistema de protección catódica, el cual ha considerado efectuar recién en periodo comprendido entre los años 2016-2018. Sin embargo, de la revisión del cuadro resumen y del Avance del Plan de Mantenimiento presentado a OSINERGMIN con carta ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero de 2011⁷⁶, se advierte que Petroperú rediseñó el sistema de protección catódica de la tubería en el tramo II en el año 2010. En tal sentido, el administrado se encontraba en la obligación de realizar el monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en dicho año, tres años antes de la rotura del ducto y posterior derrame de petróleo crudo⁷⁷.
124. En consecuencia, se concluye que Petroperú no acreditó la realización de monitoreo de resistencia eléctrica del terreno correspondiente al tramo II del Oleoducto Norperuano, previó al año 2013.

125. Cabe señalar que el administrado en los descargos al Informe Final, adjunta el documento denominado "Respuesta a OEFA progresiva 504+400 (504+053)", en el cual reitera sus argumentos de defensa que ya han sido desvirtuados en los párrafos anteriores del presente extremo del PAS. Igualmente, se reitera que el administrado no ha presentado medio probatorio alguno que haga referencia a la ejecución, debido a que a pesar que el compromiso no señala una frecuencia, el administrado debió presentar algún medio probatorio de su realización.

126. Por lo expuesto, Petroperú no realizó el monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.

⁷⁵ Mariana José Rodríguez Estebanez. "Diagnóstico de los niveles de corrosión externa en el Oleoducto Guárico-Sanví". Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente para la obtención del título de Ingeniero Químico – Venezuela 2010, p. 56.

⁷⁶ Folio 299 del expediente

⁷⁷ Folio 310 del expediente

**(vi) Análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo**

127. El análisis permanente de presencia de bacterias sulfato reductora en el petróleo tiene por finalidad controlar el incremento de nivel de corrosión del metal del oleoducto (corrosión interna)⁷⁸. Respecto a este punto, el administrado en su escrito de descargos al Informe Final, adjuntó los Anexos del 10 al 17, los mismos que se analizan a continuación:

Anexo N°	Documento	Fecha de ejecución	Tipo de Inspección	Contenido del documento	Conclusión	Resultado del Análisis de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo
10	Un Décimo Informe del Servicio de Muestreo / Análisis de Agua en Tanques y Trampas Scraper del Oleoducto.	2005	Monitoreo de agua proveniente del raspatabo.	Se reporta los resultados de análisis en muestras de agua provenientes de los Raspatabos, recepcionados en la Estación 5, 7, 9 y Terminal Bayovar, corresponde a setiembre del 2005. Así mismo, adjunta las medidas de velocidad de corrosión en probetas ⁷⁹ instaladas en el Oleoducto (según valores CHECK y DIV).	Mide la velocidad de corrosión de progresivas en específicos, y realiza el análisis químico del crudo mediante una muestra tomada en la trampa del raspatabo ubicadas en las estaciones.	Sí, en las trampas de raspatabo de la estación N° 5, 7 y 9.
11	Servicio de monitoreo de la corrosión interna del Oleoducto Nor Peruano.	2006	Monitoreo	Se reportan los resultados del cálculo de la velocidad de corrosión y lectura de probetas corrosión, y del análisis químico del crudo.	Mide la velocidad de corrosión de progresivas en específicos, y realiza el análisis químico del crudo mediante una muestra tomada en la trampa del raspatabo ubicadas en las estaciones.	Sí, en las trampas de raspatabo de la estación N° 5, 7 y 9.



79

Mariana José Rodríguez Estebanez. "Diagnóstico de los niveles de corrosión externa en el Oleoducto Guárico-Sanvi". Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente para la obtención del título de Ingeniero Químico – Venezuela 2010, p. 23.

Probeta para pruebas de corrosión

Una muestra del material que se utilizará en un ensayo de corrosión, normalmente una tira o anillo de metal cuya forma se adapta a una celda de pruebas o encaja entre las juntas de una tubería de perforación. Los anillos, o probetas, son pesados antes y después de la exposición y se mide la pérdida de peso. También se examinan para determinar si tienen picaduras y grietas. Los productos de corrosión son analizados para determinar el tipo de reacción de corrosión.



12	Servicio de monitoreo, análisis químico y control de la corrosión Interna del Tramo Estación 1 – Terminal Bayovar y Tramo Andoas – Estación 5 del Oleoducto.	2007	Monitoreo	Se reportan los resultados del cálculo de la velocidad de corrosión y lectura de probetas corrosión, y del análisis químico del crudo.	Mide la velocidad de corrosión de progresivas en específicos, y realiza el análisis químico del crudo mediante una muestra tomada en la trampa del raspatabo ubicadas en las estaciones.	Sí, en las trampas de raspatabo de la estación N° 5, 7 y 9.
13	Servicio de monitoreo, análisis químico y control de la corrosión Interna del Tramo Estación 1 – Terminal Bayovar y Tramo Andoas – Estación 5 del Oleoducto.	2008	Monitoreo	Se reportan los resultados del cálculo de la velocidad de corrosión y lectura de probetas corrosión, y del análisis químico del crudo.	Mide la velocidad de corrosión de progresivas en específicos, y realiza el análisis químico del crudo mediante una muestra tomada en la trampa del raspatabo ubicadas en las estaciones.	Sí, en las trampas de raspatabo de la estación N° 5, 7 y 9.
14	Servicio de monitoreo de la Corrosión Interna.	2009	Monitoreo	Se reportan los resultados del cálculo de la velocidad de corrosión y lectura de probetas corrosión, y del análisis químico del crudo.	Mide la velocidad de corrosión de progresivas en específicos, y realiza el análisis químico del crudo mediante una muestra tomada en la trampa del raspatabo ubicadas en las estaciones.	Sí, en las trampas de raspatabo de la estación N° 5, 7 y 9.
15	Servicio de monitoreo de la Corrosión Interna.	2010	Monitoreo	Se reportan los resultados del cálculo de la velocidad de corrosión y lectura de probetas corrosión, y del análisis químico del crudo.	Mide la velocidad de corrosión de progresivas en específicos, y realiza el análisis químico del crudo mediante una muestra tomada en la trampa del raspatabo ubicadas en las estaciones.	Sí, en las trampas de raspatabo de la estación N° 5, 7 y 9.
16	Servicio de monitoreo de la Corrosión Interna	2011	Monitoreo	Se reportan los resultados del cálculo de la velocidad de corrosión y lectura de probetas corrosión, y del análisis químico del crudo.	Mide la velocidad de corrosión de progresivas en específicos, y realiza el análisis químico del crudo mediante una muestra tomada en la trampa del raspatabo ubicadas en las estaciones.	Sí, en las trampas de raspatabo de la estación N° 5, 7 y 9.





17	Proceso CME – 0068 – 2013- OLE/PETRO PERU. SERVICIO DE MONITOREO O DE LA CORROSIÓN INTERNA.	2013	Monitoreo	Se presenta el reporte de resultados del análisis químico de los Tanques y trampas de raspatubos en la estación N° 5,7 y 9.	Mide la velocidad de corrosión de progresivas en específicos, y realiza el análisis químico del crudo mediante una muestra tomada en la trampa del raspatubo ubicadas en las estaciones.	Sí, en las trampas de raspatubo de la estación N° 5, 7 y 9.
----	---	------	-----------	---	---	--

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

128. Al respecto, de la revisión de la información contenida en el cuadro precedente se observa que se realizó la toma de las muestras en las trampas de los raspatubos de las estaciones N° 5 y 7 y se observa el reporte de resultado del número de bacterias sulfato-reductoras y la velocidad de corrosión interna del ducto en los años 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011 y 2013⁸⁰. En tal sentido, Petroperú ha acreditado la realización del monitoreo de bacteria sulfato-reductoras. Por lo tanto, se concluye que se efectuó el referido mantenimiento preventivo antes del derrame ocurrido el 21 de setiembre del 2013. En ese sentido corresponde, archivar el presente extremo del PAS.

(vii) Conclusiones

129. Por lo expuesto, se concluye que Petroperú no ejecutó las medidas de prevención establecidas en el PAMA del ONP, debido a que no cumplió con realizar (i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; (ii) Inspecciones geométricas; (iii) Transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente; (iv) Realización de Inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica; y, (v) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.

c.2) Presunta ruptura del nexos causal alegada por Petroperú

130. Petroperú presentó copia de la Sentencia N° 69-2017 del 7 de agosto del 2017 correspondiente al Expediente N° 86-2014-80-0102-JR-PE-02 (en adelante, la Sentencia) mediante la cual, a interpretación de Petroperú, el Juez del Segundo Juzgado Penal Unipersonal de Bagua resolvió declarar la absolución de los trabajadores de Petroperú respecto a la presunta comisión de delitos ambientales en la figura de contaminación del ambiente en agravio del Estado, al considerar que se configuró un supuesto de caso fortuito⁸¹

⁸⁰ Cabe indicar que en el año 2005 Petroperú no reportó el resultado del análisis de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo.

⁸¹ De la revisión de la Sentencia se desprende que el Juez del Segundo Juzgado Penal falló absolver a los imputados por no haber configurado el injusto de contaminación ambiental culposo por no haber infringido la norma extrapenal correspondiente al Artículo 71° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM, considerando, entre otros, lo siguiente:

“2.6.8. En consecuencia, como ya se expuesto [sic] en los fundamentos de derecho de la presente resolución, para la configuración del injusto de contaminación ambiental culposo debe observarse varios elementos a saber: Primero: rebasar los LMP (Límites Máximos Permisibles), que se contienen en la norma extra-penal. En el presente caso, conforme se ha precisado en el medio probatorio – Resolución Administrativa N° 10660-2016-OS/DSHL expedido por la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos – OSINERGMIN, fundamentos 3.2-segundo párrafo, fundamento 3.2 – tercer párrafo, fundamento 3.2- último párrafo, Petróleos del Perú – Petroperú



131. En tal sentido, Petroperú alegó que de la referida sentencia se puede inferir que el derrame de hidrocarburos ocurrido el 21 de setiembre del 2013 obedeció a un supuesto de caso fortuito, causal eximente de responsabilidad prevista en el Artículo 146° de la Ley General del Ambiente. Asimismo, Petroperú alegó que el derrame ocurrido respondería a un evento fortuito y de fuerza mayor pues habría sido provocado por un desplazamiento de tierra, el cual es un tipo de proceso natural que por su magnitud y efecto es difícil de detectar y/o controlar; siendo su actividad continua o intermitente.
132. Por otra parte, el administrado señaló que vienen cumpliendo con los programas de mantenimiento establecidos en los Planes Maestros de Mantenimiento, frecuentemente supervisado por el OSINERGMIN. En esa línea, indicó que realizó trabajos de mantenimiento predictivo y preventivo a la línea y los equipos de trabajo.
133. Preliminarmente, se debe precisar que la conducta infractora materia de análisis se refiere al incumplimiento de un compromiso establecido en el instrumento de gestión ambiental del administrado, por lo que la causal eximente de responsabilidad que éste alega debe referirse a hechos que imposibilitaron el cumplimiento de dicho compromiso, a fin de sustentar una eventual ruptura del nexo causal. Situación que no se configura en el presente caso, toda vez que el hecho invocado como causal eximente se refiere específicamente a la causa inmediata del derrame (el origen de la rotura del ducto) y no a hechos que habrían determinado el incumplimiento del compromiso de realizar las acciones de mantenimiento conforme a lo previsto en el PAMA del ONP.
134. Sin perjuicio de lo anterior, esta Dirección analizará los argumentos señalados por el administrado considerando lo establecido en los Numerales 4.2 y 4.3 del Artículo 4° del TUO del RPAS la responsabilidad administrativa aplicable al procedimiento administrativo sancionador del OEFA es objetiva, siendo que el administrado podrá eximirse de responsabilidad sólo si logra acreditar de manera fehaciente la ruptura del nexo causal, sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero⁸².
135. Conforme a lo previamente expuesto, al encontrarnos bajo un régimen de responsabilidad administrativa objetiva en materia ambiental, corresponde a la autoridad administrativa acreditar el supuesto de hecho objeto de infracción y otorgar al administrado la posibilidad de eximirse de responsabilidad probando la ruptura del nexo causal, sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero.
136. Al respecto, cabe indicar que el desplazamiento de tierra por donde pasa el Oleoducto Norperuano si bien es un evento, su ocurrencia fue considerada en el

S.A., no estaba obligada a implementar un programa de monitoreo y evaluación que incluya criterios de corrección con la finalidad de prevenir fallas, por lo que no ha incumplimiento [sic] del artículo 71° del anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, previsto en el D.S. N° 081-2007-EM'.

Folios 2022 y 2023 del expediente

Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD

"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.

4.3 En aplicación de la responsabilidad objetiva, una vez verificado el hecho constitutivo de la infracción administrativa, el administrado investigado podrá eximirse de responsabilidad sólo si logra acreditar de manera fehaciente la ruptura de nexo causal, ya sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero.

(...)"





PAMA del ONP, en el cual se estableció la implementación de medidas preventivas como acciones de mantenimiento a fin de evitar posibles rupturas del ducto y, consecuentemente, el derrame del crudo que se transporta. En efecto, la Tabla N° 20 y Tabla N° 21 del PAMA señala que en la zona correspondiente a las Estaciones N° 6 y N° 7 se han presentado deslizamientos de tierra, conforme al siguiente detalle:

Tabla 20. Frecuencia de Derrame de Petróleo y Producto

Derrame de Productos	Veces	Porcentaje	Volumen de Crudo	Turbo	Diesel 2
Atentado	7	16,66	53.933		
Deslizamiento Tierra	7	16,66	87,533		
Sismos	1	2,38	23.550		
Fallas Operativas (1)	15	35,71	484	57	12,189
Fallas de Equipo (2)	12	28,57	42.691	300	90
Total	42	100,0	208,191	357	12,279

(1) Están consideradas como fallas operativas: válvula abierta, falla operativa, falla de empaquetadura, mal accionamiento, reboso, falla de control de operación, pase válvula.
(2) Las fallas de equipos son : rotura de anillo, rotura de manga, falla de pistola de surtidor, perforación de tanque, falla del sistema neumático, transporte, corrosión y rotura de tubería

Fuente: Tabla descrito en el PAMA (Pág. 104 del PAMA)

Tabla 21. Frecuencia de Incidencias Ocurridas

Estaciones	Ámbito	Atentado	Deslizamiento	Sismos	Falla Operativa	Falla Equipos	Total
Andoas	0,00 - 85,00				2		2
Morona	85,00 - 211,00					1	1
Estación 1	0,00 - 153,15				2	6	8
Estación 5	153,15 - 351,95		4		3	1	8
Estación 6	351,95 - 468,15		1				1
Estación 7	468,15 - 555,95	3	2	1	1	3	10
Estación 8	555,95 - 621,15				1		1
Estación 9	621,15 - 752,15	4			2		6
T. Bayóvar	752,15 - 855,4				4	1	5
Total		7	7	1	15	12	42

Fuente: Tabla descrito en el PAMA (Pág. 105 del PAMA)

137. Considerando que el punto de derrame se encontró entre las Estaciones 6 y 7 del Oleoducto Norperuano, Petroperú estaba obligada a ejecutar el mantenimiento del Oleoducto Norperuano, conforme a lo establecido en su PAMA, más aun considerando que dicho punto se ubicaba una zona donde ocurrió desplazamientos de tierra o suelo. En tal sentido, el administrado se encontraba en condiciones de prevenir y adoptar las medidas oportunas para reducir afectaciones o riesgo derivados por los desplazamientos de tierra o suelo.

138. En atención a ello, Petroperú no puede alegar un supuesto de ruptura de nexo causal por un evento fortuito y de causa mayor, toda vez que el desplazamiento de tierra y la presión que ésta genera sobre el ducto no es un hecho imprevisible o extraordinario, en tanto, con anterioridad el administrado tomó conocimiento del mismo quedando desvirtuado lo señalado por el administrado.

c.3) Falta de mantenimiento al tramo II del Oleoducto Norperuano como factor contribuyente de la ruptura del ducto a la altura del kilómetro 504+053 del Tramo II del Oleoducto Norperuano

139. A través del Reporte Final de Emergencias Ambientales remitido con carta ADM4-SG-131-2013/ADM4-DS-094-2013 el 3 de octubre de 2013⁸³, Petroperú indicó que el derrame de petróleo crudo se originó debido al asentamiento del terreno constituido por el suelo areno-limo-arcilloso sobresaturado por las aguas remanentes del riego de los cultivos ubicados en las zonas aledañas al Tramo II del Oleoducto Norperuano.

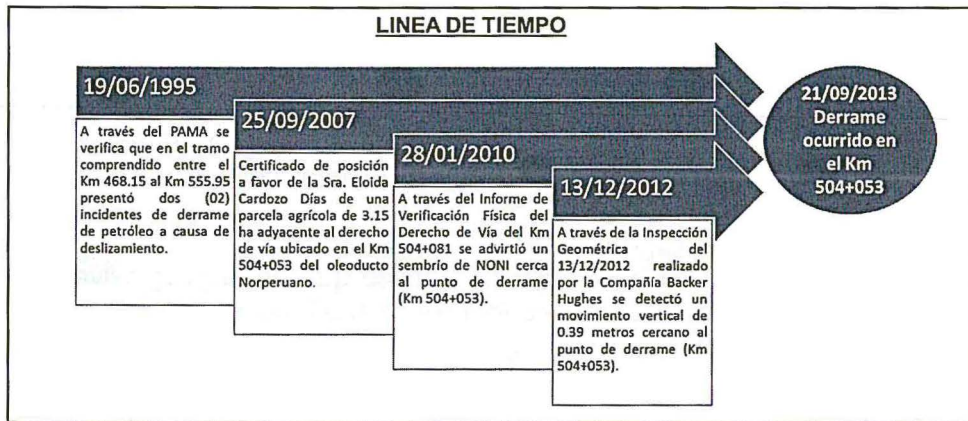


140. Asimismo, a través del informe de confirmación del asentamiento del tramo afectado con relación al posicionamiento original remitido con carta ADM4-648-2013/ADM4-SG-119-2013 del 6 de noviembre de 2013⁸⁴, Petroperú señaló haber realizado la inspección geométrica-inercial de la tubería de 36" de diámetro del tramo comprendido entre la Estación 5 a Bayóvar del 19 de noviembre al 13 de diciembre de 2012.
141. El reporte recibido en enero de 2013 indicó que en la progresiva del kilómetro 504+053, detectó un movimiento vertical de 0.39 metros y una diferencia vertical de esfuerzos de 0.12%.
142. Por otro lado, mediante escrito presentado el 7 de febrero del 2017, Petroperú reiteró que el derrame de petróleo crudo materia de análisis se produjo por el desplazamiento de terreno que ocasionó daño en la tubería, lo que lo calificaría como un caso fortuito. Para acreditar su afirmación remitió copia de la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos del OSINERGMIN N° 10660-2016-OS/DSHL y del Informe N° 51-OS-DSHL/ALHL.
143. En el referido informe, el OSINERGMIN precisó, entre otros, que no le correspondía evaluar *si la infiltración de las aguas remanentes del riego de las actividades agrícolas que se realizan en la zona de reserva del Oleoducto Nor Peruano configura un "suceso inevitable" que sería la causa exclusiva del siniestro ocurrido 21 de setiembre del 2013 en el KM 504+053 del Oleoducto Norperuano*, por cuanto corresponde al OEFA determinar la existencia o no responsabilidad administrativa en materia ambiental.
144. Asimismo, de la revisión de la tabla 21 del PAMA aprobado mediante oficio N° 136-95-EM/DGH de fecha 19 de junio de 1995, se verifica que el tramo comprendido entre el Km 468.15 al Km 555.95 presentó dos (02) incidencias⁸⁵ a causa de deslizamiento, representando un porcentaje de volumen de petróleo crudo derramado en el ambiente. De la revisión del documento que acredita la posición de una parcela agrícola "Santa María" de área efectiva de 3.15 ha y plano de superposición, se advierte que dicho reconocimiento del predio data del 25 de setiembre del 2007.
145. Del Informe de verificación física del derecho de vía del 28 de enero de 2010 cercano al punto del derrame (Km 504+081) se advirtió un sembrío de noni. Del reporte de inspección geométrica del 13 de diciembre de 2012, el administrado tuvo conocimiento de un efecto de movimiento vertical en la línea (0.39 m).
146. A continuación se muestra una línea de tiempo de los sucesos ocurridos en relación a la detección de factores que incidieron en la ruptura de la tubería en la progresiva del Km 504+053:

Gráfico N° 3: Línea de Tiempo

⁸⁴ Folio 235 al 261 del Expediente.

⁸⁵ Ver Tabla N° 21 de frecuencia de incidencias ocurridas en el Oleoducto Norperuano (pág. 105 del PAMA).



Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

- 147. Conforme se observa en la línea de tiempo, el administrado a través del PAMA del ONP, informe de inspección de verificación del derecho de vía en el 2010 e informe de inspección geométrica a fines del 2012, contaba con la suficiente información para advertir una serie de acontecimientos que ponía en riesgo la integridad del ducto y tomar acciones que permitieran reducir los riesgos derivados de los derrames de petróleo como el ocurrido el 21 de setiembre de 2013.
- 148. Asimismo de la revisión de los planes y avances de mantenimiento del oleoducto, se advirtió que el administrado no presentó medio probatorio que acredite la ejecución de inspección y verificación física del derecho de vía en los años 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013 (considerando la posición de parcela agrícola en el año 2007) en la progresiva del Km 504+053 del tramo II del Oleoducto Norperuano (acción que pudo poner en alerta la existencia de cultivos adyacente al derecho de vía) Petroperú pudo prevenir riesgos que afecten la integridad del ducto y así evitar impactos ambientales negativos en el ambiente.
- 149. Conforme a lo expuesto, se evidencia que la falta de mantenimiento (inspección física en el derecho de vía), pudo advertir a Petroperú de una serie de acontecimientos que venían sucediendo en el Km 504+053 del tramo II del Oleoducto Norperuano y que de la revisión de los medios probatorios que obran en el expediente no se advierte prueba alguna que Petroperú haya tomado acciones al respecto.



c) Conclusiones

- 150. Por todo lo expuesto, se concluye que Petroperú no cumplió con las acciones establecidas en su PAMA en relación a la falta de mantenimiento en el Km 504+053, a fin de evitar impactos negativos en el ambiente, lo cual incumple lo establecido en el Artículo 9° del RPAAH y configura la infracción administrativa establecida en el Numeral 3.4.4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias, por lo que corresponde declarar la existencia de responsabilidad administrativa de Petroperú en este extremo, toda vez que no realizó (i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos, (ii) Inspecciones geométricas, (iii) Transmisión a través del Oleoducto de Raspatabos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente, (iv) Realización de Inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica y (v) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.





III.11 Segunda Cuestión de Fondo: Si Petroperú no contaría con el Plan de Contingencia actualizado, correspondiente a las instalaciones del Oleoducto Norperuano

151. Petroperú, en su calidad de titular de actividades de hidrocarburos está obligado a presentar sus Planes de Contingencia cada cinco (5) años y cada vez que sean modificados, dichos planes de contingencia serán aprobados por OSINERGMIN previa opinión favorable de la entidad competente del Sistema Nacional de Defensa Civil, conforme a lo establecido en el Artículo 60° del RPAAH⁸⁶.
152. En el Acta e Informe de Supervisión, la Dirección de Supervisión señaló que el plan de contingencias presentado por Petroperú durante las acciones de supervisión en campo no se encontraba vigente, toda vez que, el Plan de Contingencias con el que contaba fue presentado al OSINERGMIN 30 de enero del 2008.

Análisis de Descargos

153. En su escrito de levantamiento de observaciones, Petroperú señaló que el Plan de Contingencias presentado al OSINERGMIN el 30 de enero del 2008 fue elaborado en base a un estudio de riesgo realizado por personal especializado propio de la empresa y de acuerdo a los lineamientos del RPAAH, precisando que también se encuentran en proceso de adecuación al Decreto Supremo N° 081-2007-EM "Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos".
154. Al respecto, el nuevo reglamento de protección ambiental para las actividades de hidrocarburos indica que tanto el plan de contingencia como el estudio de riesgos formaran parte de los estudios ambientales sometidos a evaluación y aprobación.
155. En el presente caso, la empresa cuenta con un PAMA, que a su vez cuenta con un Plan de Contingencia evaluado y aprobado. No obstante, Petroperú ha ido presentando a la autoridad planes de contingencia elaborados en los años 2008 y 2015.
156. En vista que la empresa cuenta y ha presentado planes de contingencias actualizados, los cuales complementan las obligaciones establecidas en su PAMA, no se aprecia un incumplimiento al artículo 60° del RPAAH; más aún si la actual norma no regula la actualización y aprobación de dichos planes por parte del OSINERGMIN.
157. Por lo tanto, corresponde archivar el procedimiento administrativo sancionador iniciado contra Petroperú. Por lo que carece de objeto emitir pronunciamiento sobre los demás argumentos alegados por el administrado sobre este extremo.
158. Cabe resaltar que el presente análisis no afecta ni se vincula con otros pronunciamientos emitidos ni por emitirse. Tampoco afecta al análisis o sustento de otros hechos imputados distintos a los relacionados con este extremo del presente procedimiento administrativo sancionador.

III.12 Tercera Cuestión de Fondo: Si Petroperú no habría remitido al OEFA los manifiestos de manejo de residuos sólidos peligrosos de los residuos

⁸⁶ Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

"Artículo 60.- Los Planes de Contingencia serán aprobados por OSINERGMIN, previa opinión favorable de la entidad competente del Sistema Nacional de Defensa Civil, debiendo ser presentados a OSINERGMIN cada cinco (5) años y cada vez que sean modificados."



generados en los trabajos de limpieza del derrame del 21 de setiembre de 2013

- 159. Petroperú, en su calidad de titular de actividades de hidrocarburos se encontraba obligado a remitir al OEFA los manifiestos de manejo de residuos sólidos peligrosos de los residuos generados en los trabajos de limpieza del derrame de petróleo producido el 21 de setiembre de 2013, conforme a lo establecido en el Artículo 48° del RPAAH⁸⁷, en concordancia con los Artículos 43° y 116° del Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2004-PCM⁸⁸ (en adelante, RLGRS).
- 160. En el Informe de Supervisión, la Dirección de Supervisión dejó constancia que Petroperú no presentó el Manifiesto de Manejo de Residuos Sólidos de los residuos generados producto del referido derrame de petróleo.

Análisis de Descargos

- 161. En su escrito de descargos Petroperú señaló que los residuos sólidos peligrosos generados por la contingencia ocurrida fueron dispuestos temporalmente en un almacén al interior de la zona industrial de la Estación 7⁸⁹, los cuales fueron trasladados por la empresa prestadora de servicios de residuos sólidos (EPS-RS) Consorcio Outsourcing Green S.A.C. y Camisea Combustibles S.R.L. entre el 12 y 20 de diciembre del 2013.
- 162. Asimismo, el administrado precisó que como resultado de dicho traslado obtuvo cinco (5) manifiestos de carga, los cuales fueron remitidos al OEFA dentro del plazo establecido por ley mediante Carta N° ADM4-017-2014/ADM4-DS-007-2014⁹⁰.
- 163. Al respecto, cabe indicar que de la revisión al Reporte Final de Emergencias Ambientales presentado por Petroperú se observa que el administrado precisó que los residuos originados por la contingencia ambiental fueron depositados en los almacenes temporales de residuos sólidos peligrosos de la Estación 7, conforme se aprecia a continuación:

Reporte Final de Emergencias Ambientales

Código: SIG-RE-127⁹¹

- 87. **Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM.**
"Artículo 48°.- Los residuos sólidos en cualquiera de las Actividades de Hidrocarburos serán manejados de manera concordante con la Ley N° 27314 Ley General de Residuos Sólidos y su Reglamento, sus modificatorias, sustitutorias y complementarias (...)."
- 88. **Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM**
*"Artículo 43°.- El generador y las EPS-RS o EC-RS, según sea el caso que han intervenido hasta la disposición final, remitirán y conservarán el manifiesto indicado en el artículo anterior, ciñéndose a lo siguiente:
 1. El generador entregará a la autoridad del sector competente durante los quince primeros días de cada mes, los manifiestos originales acumulados del mes anterior; en caso que la disposición final se realice fuera del territorio nacional, adjuntará copias de la Notificación del país importador, conforme al artículo 95 del Reglamento y la documentación de exportación de la Superintendencia Nacional Adjunta de Aduanas; (...)."*
"Artículo 116°.- El generador y la EPS-RS responsable del servicio de transporte, tratamiento y disposición final de residuos peligrosos están obligados a suscribir un Manifiesto de Manejo de Residuos Sólidos Peligrosos, según el formulario del Anexo 2 y de acuerdo a lo indicado en los artículos 41, 42 y 43 del Reglamento."
- 89. Al respecto Petroperú añadió que en el Acta de Supervisión N° 008550 del 9 de octubre del 2013 consta el correcto almacenamiento temporal de los residuos de la tierra contaminada y que no se consignó observación alguna.

90 Folio 264 del Expediente

91 Folio 27 del Expediente.





5. EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS DE RESIDUOS SÓLIDOS (TRANSPORTE Y DISPOSICIÓN FINAL)

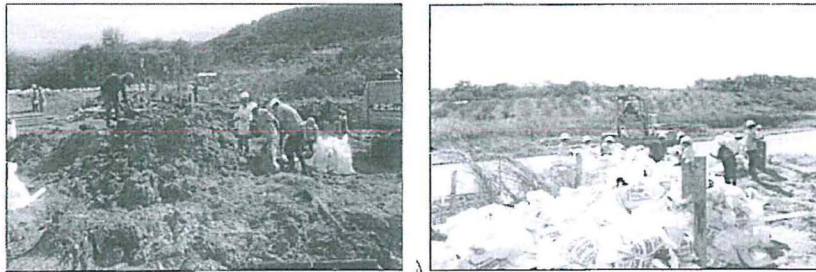
Los residuos producto del evento están siendo trasladados y depositados en los almacenes temporales de residuos sólidos peligrosos de la Estación 7. Posteriormente la compañía EPS-RS Green Care del Perú ejecutará el servicio de Recolección, Transporte y Disposición Final de los residuos sólidos peligrosos hacia un relleno de seguridad.

164. Asimismo, en su escrito de levantamiento de observaciones Petroperú cuantificó los residuos sólidos peligrosos generados por la contingencia ambiental en un peso aproximado de 119, 700 Kg. (119.7 TM) conforme al siguiente detalles y presentó las fotografías que se aprecian a continuación donde se aprecia el recojo, traslado y finalmente el almacenamiento temporal de dichos residuos hasta su recojo por una EPS-RS para su disposición final⁹²:

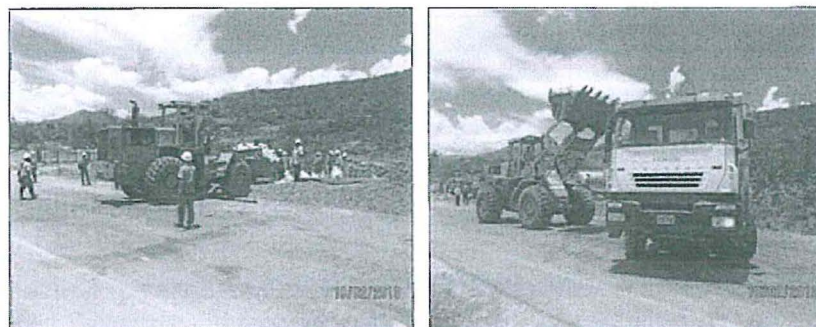
Cuadro N° 1

Cuantificación de los residuos sólidos peligrosos generados		
Tipo de material	Cantidad	Peso Aproximado
Tierra contaminada	2420 sacos	119,700 kg.

Recojo de tierra contaminada en sacos



Transporte de sacos a volquete para su traslado a Estación 7



92



Acondicionamiento de sacos en almacén temporal de tierra contaminada hasta recojo por EPS-RS



165. En este punto cabe indicar que de la revisión a la Carta N° ADM4-017-2014/ADM4-DS-007-2014 presentada al OEFA el 9 de enero del 2014 se advierte que Petroperú presentó los manifiestos de manejo de residuos sólidos peligrosos generados durante la limpieza de la contingencia ambiental del km 504+053⁹³, en los cuales Petroperú declara haber realizado el transporte de más de 130 TM de residuos sólidos, conforme al siguiente detalle:

Cuadro N° 2
Documentación referente al Transporte y Disposición de Residuos Sólidos Peligrosos presentada por Petroperú⁹⁴

Viaje	Documento	Empresa	Residuo	Cantidad (TM)	Procedencia	Fecha	
1	Manifiesto de Residuos Sólidos Peligrosos	Camisea Combustibles S.R.L	Tierra contaminada con hidrocarburos	26.2	Km 504+053 del Oleoducto Norperuano – Almacén Temporal de la Estación 7	13.12.2013	
	Certificado de Recolección y Transporte para la Disposición Final	Camisea Combustibles S.R.L	Tierra contaminada con hidrocarburos	26.2		13.12.2013	
	Certificado de Disposición Final C.S 1176-2013	Relima S.A	Tierra contaminada	26.7		16.12.2013	
2	Manifiesto de Residuos Sólidos Peligrosos	Camisea Combustibles S.R.L	Tierra contaminada con hidrocarburos	26.6		Urbanización: Caserío El Valor Distrito: El Milagro Provincia: Utcubamba Departamento: Amazonas	13.12.2013
	Certificado de Recolección y Transporte para la Disposición Final	Camisea Combustibles S.R.L	Tierra contaminada con hidrocarburos	26.6			13.12.2013
	Certificado de Disposición Final C.S 1175-2013	Relima S.A	Tierra contaminada	27.1			16.12.2013
3	Manifiesto de Residuos Sólidos Peligrosos	Camisea Combustibles S.R.L	Tierra contaminada con hidrocarburos	27.2	Urbanización: Caserío El Valor Distrito: El Milagro Provincia: Utcubamba Departamento: Amazonas	13.12.2013	
	Certificado de Recolección y Transporte para la Disposición Final	Camisea Combustibles S.R.L	Tierra contaminada con hidrocarburos	27.3		13.12.2013	
	Certificado de Disposición Final C.S 1177-2013	Relima S.A	Tierra contaminada	27.2		20.12.2013	
4	Manifiesto de Residuos Sólidos Peligrosos	Camisea Combustibles S.R.L	Tierra contaminada con hidrocarburos	25.5	Urbanización: Caserío El Valor Distrito: El Milagro Provincia: Utcubamba Departamento: Amazonas	19.12.2013	
	Certificado de Recolección y Transporte para la Disposición Final	Camisea Combustibles S.R.L	Tierra contaminada con hidrocarburos	25.5		19.12.2013	



⁹³ Cabe señalar que la ubicación de ocurrencia del derrame (Km 504 + 400) figura en el reporte preliminar de emergencias ambientales, sin embargo, en el reporte final de emergencias ambientales figura que el lugar en que ocurrió el evento fue en la progresiva Km 504+053 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.

⁹⁴ Folios 1319 al 1358 del Expediente.



	Certificado de Disposición Final C.S 1178-2013 de Relima	Relima S.A	Tierra contaminada	27.5 ⁹⁵		23.12.2013
5	Manifiesto de Residuos Sólidos Peligrosos	Camisea Combustibles S.R.L	Tierra contaminada con hidrocarburos	24.5		19.12.2013
	Certificado de Recolección y Transporte para la Disposición Final	Camisea Combustibles S.R.L	Tierra contaminada con hidrocarburos	24.5		19.12.2013
	Certificado de Disposición Final C.S 1196-2013 de Relima	Relima S.A	Tierra contaminada	22.8		23.12.2013

Fuente: Informe Final de Recolección, Transporte y Disposición Final de Residuos Sólidos Peligrosos producto de la Contingencia Ambiental del Oleoducto Norperuano Km 504+053 "Estación 7 Petroperú S.A" – Diciembre del 2013

*Nota: El administrado ha explicado que la diferencia final de 1TM entre lo recolectado y lo dispuesto se debe a diferencias de sensibilidad y problemas técnicos de la balanza. Cabe resaltar que dicha diferencia es a favor del administrado, es decir la cantidad dispuesta es mayor a la recolectada, por lo que no existen residuos de la limpieza que no se hayan dispuesto en el relleno de seguridad.

166. Con relación a lo señalado precedentemente, en virtud de los principios de presunción de veracidad y presunción de licitud recogidos en el TUO de la LPAG, se presume que los administrados actúan apegados a sus deberes y que los documentos y declaraciones formulados por ellos responden a la verdad de los hechos que afirman salvo prueba en contrario.
167. Asimismo, debe tenerse presente que cualquier operación de transporte de residuos peligrosos **fuera de las instalaciones del generador** debe ser realizada por una Empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos (en los sucesivo, **EPS-RS**) y registrarse en el Manifiesto de Manejo de Residuos Sólidos Peligrosos según el formulario del Anexo 2 del RLGRS⁹⁶.
168. Sobre el particular, el Artículo 43° del RLGRS⁹⁷ establece que los Manifiestos de Manejo de Residuos Sólidos Peligrosos acumulados en el mes deben ser remitidos a la autoridad competente durante los quince (15) primeros días del mes siguiente.

⁹⁵ De acuerdo al Certificado de Recolección, la diferencia se debió a problemas técnicos de la balanza.

⁹⁶ Reglamento de la Ley general de Residuos Sólidos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2004-PCM

"Artículo 42.- Seguimiento del flujo de los residuos en la operación de transporte

1. *Cualquier operación de transporte de residuos fuera de las instalaciones del generador, debe ser realizada por una EPS-RS. Si se trata de residuos peligrosos, dicha operación deberá registrarse en el Manifiesto de Manejo de Residuos Sólidos Peligrosos, conforme a lo establecido en el Reglamento, utilizando el formulario del Anexo 2, el cual debe estar firmado y sellado por el responsable del área técnica de las EPS-RS que intervenga hasta su disposición final;*
2. *Por cada movimiento u operación de transporte de residuos peligrosos, el generador debe entregar a la EPS-RS que realice dicho servicio, el original del Manifiesto suscrito por ambos. Todas las EPS-RS que participen en el movimiento de dichos residuos en su tratamiento o disposición final, deberán suscribir el original del manifiesto al momento de recibirlos;*
3. *El generador y cada EPS-RS conservarán su respectiva copia del manifiesto con las firmas que consten al momento de la recepción. Una vez que la EPS-RS de transporte entrega los residuos a la EPS-RS encargada del tratamiento o disposición final, devolverá el original del manifiesto al generador, firmado y sellado por todas las EPS-RS que han intervenido hasta la disposición final;*
4. *El generador remitirá el original del manifiesto con las firmas y sellos como se indica en el numeral anterior, a la autoridad competente de su sector.*

Estas reglas son aplicables a las EC-RS que se encuentren autorizadas para el transporte de residuos."

Reglamento de la Ley general de Residuos Sólidos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2004-PCM

"Artículo 43.- Manejo del manifiesto

El generador y las EPS-RS o EC-RS, según sea el caso que han intervenido hasta la disposición final, remitirán y conservarán el manifiesto indicado en el artículo anterior, ciñéndose a lo siguiente:

1. *El generador entregará a la autoridad del sector competente durante los quince primeros días de cada mes, los manifiestos originales acumulados del mes anterior; en caso que la disposición final se realice fuera del territorio nacional, adjuntará copias de la Notificación del país importador, conforme al artículo 95 del Reglamento y la documentación de exportación de la Superintendencia Nacional Adjunta de Aduanas; (...)"*





169. De lo indicado, se desprende que para que se incurra en la infracción materia de imputación es necesario que concurren los siguientes elementos:
- a) El traslado de los residuos sólidos peligrosos fuera de las instalaciones.
 - b) La omisión de la presentación a la autoridad competente de los Manifiestos de Manejo de Residuos Sólidos Peligrosos dentro del plazo establecido.
170. De los medios probatorios obrantes el expediente se advierte que los residuos sólidos peligrosos generados producto de la contingencia ambiental fueron depositados en los almacenes temporales de residuos sólidos peligrosos de la Estación 7 y posteriormente, en el mes de diciembre del 2013, trasladados por una EPS-RS para su disposición final. Los manifiestos generados producto del traslado de dichos residuos fueron presentados al OEFA el 9 de enero del 2014, es decir, dentro del plazo legal establecido para su presentación.
171. En ese sentido, de los medios probatorios obrantes en el expediente ha quedado acreditado que Petroperú realizó el traslado de los residuos sólidos peligrosos generados por la contingencia ambiental en el mes de diciembre del año 2013, remitiendo los respectivos manifiestos en el plazo legal establecido para tal efecto por lo que, corresponde archivar el presente procedimiento administrativo sancionador en el presente extremo. En tal sentido, carece de objeto emitir pronunciamiento sobre los demás argumentos alegados por el administrado sobre este extremo.
172. Cabe resaltar que el presente análisis no afecta ni se vincula con otros pronunciamientos emitidos ni por emitirse. Tampoco afecta al análisis o sustento de otros hechos imputados distintos a los relacionados con este extremo del presente procedimiento administrativo sancionador.

IV. PROCEDENCIA DE MEDIDA CORRECTIVA

IV.1. Marco normativo para la emisión de medidas correctivas

173. Conforme al Numeral 136.1 del Artículo 136° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente (en adelante, **LGA**), las personas naturales o jurídicas que infrinjan las disposiciones contenidas en la referida Ley y en las disposiciones complementarias y reglamentarias sobre la materia, se harán acreedoras, según la gravedad de la infracción, a sanciones o medidas correctivas⁹⁸.
174. En caso la conducta del infractor haya producido algún efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, la autoridad podrá dictar medidas correctivas, de conformidad a lo dispuesto en el Numeral 22.1 del Artículo 22° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, **Ley del Sinefa**) y en el Numeral 249.1 del Artículo 249° del **TUO de la LPAG**⁹⁹.

⁹⁸

Ley N° 28611, Ley General de Ambiente.

“Artículo 136°.- De las sanciones y medidas correctivas

136.1 Las personas naturales o jurídicas que infrinjan las disposiciones contenidas en la presente Ley y en las disposiciones complementarias y reglamentarias sobre la materia, se harán acreedoras, según la gravedad de la infracción, a sanciones o medidas correctivas.

(...).”

Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

“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.

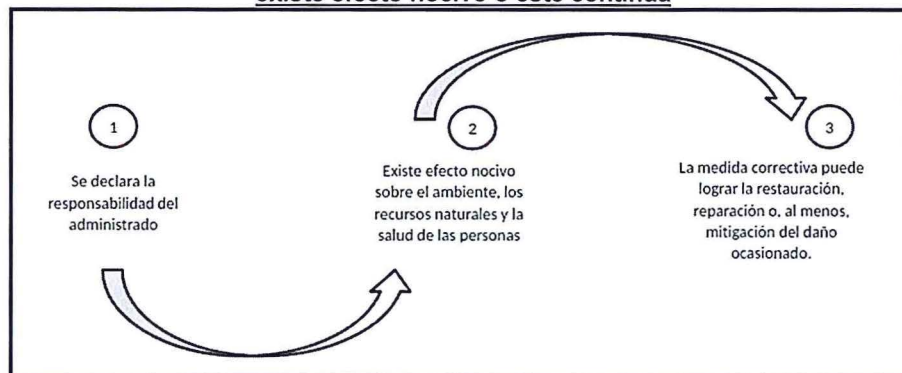
(...).”





175. El Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del Sinefa¹⁰⁰, establece que para dictar una medida correctiva **es necesario que la conducta infractora haya producido un efecto nocivo** en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas. Asimismo, el Literal f) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del Sinefa¹⁰¹, establece que se pueden imponer las medidas correctivas que se consideren necesarias para evitar la **continuación del efecto nocivo de la conducta infractora** en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas.
176. Atendiendo a este marco normativo, los aspectos a considerar para la emisión de una medida correctiva son los siguientes:
- Se declare la responsabilidad del administrado por una infracción;
 - Que la conducta infractora haya ocasionado efectos nocivos en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, o dicho efecto continúe; y,
 - La medida a imponer permita lograr la reversión, restauración, rehabilitación, reparación o, al menos, la mitigación de la situación alterada por la conducta infractora.

Gráfico N° 4: Secuencia de análisis para la emisión de una medida correctiva cuando existe efecto nocivo o este continúa



Elaborado por la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS

"Artículo 249°.- Determinación de la responsabilidad"

249.1 Las sanciones administrativas que se impongan al administrado son compatibles con el dictado de medidas correctivas conducentes a ordenar la reposición o la reparación de la situación alterada por la infracción a su estado anterior, incluyendo la de los bienes afectados, así como con la indemnización por los daños y perjuicios ocasionados, las que son determinadas en el proceso judicial correspondiente. Las medidas correctivas deben estar previamente tipificadas, ser razonables y ajustarse a la intensidad, proporcionalidad y necesidades de los bienes jurídicos tutelados que se pretenden garantizar en cada supuesto concreto".

100

Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

"Artículo 22°.- Medidas correctivas"

(...)

22.2 Entre las medidas que pueden dictarse se encuentran, de manera enunciativa, las siguientes:

(...)

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".

Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

"Artículo 22°.- Medidas correctivas"

(...)

22.2 Entre las medidas que pueden dictarse se encuentran, de manera enunciativa, las siguientes:

(...)

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".

(El énfasis es agregado)



177. De acuerdo al marco normativo antes referido, corresponderá a la Autoridad Decisora ordenar una medida correctiva en los casos en que la conducta infractora haya ocasionado un efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, o dicho efecto continúe; habida cuenta que la medida correctiva en cuestión tiene como objeto revertir, reparar o mitigar tales efectos nocivos¹⁰². En caso contrario -inexistencia de efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas- la autoridad no se encontrará habilitada para ordenar una medida correctiva, pues no existiría nada que remediar o corregir.
178. De lo señalado se tiene que no corresponde ordenar una medida correctiva si se presenta alguno de los siguientes supuestos:
- No se haya declarado la responsabilidad del administrado por una infracción;
 - Habiéndose declarado la responsabilidad del administrado, la conducta infractora no haya ocasionado efectos nocivos en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas; y,
 - Habiéndose declarado la responsabilidad del administrado y existiendo algún efecto nocivo al momento de la comisión de la infracción, este ya no continúa; resultando materialmente imposible¹⁰³ conseguir a través del dictado de la medida correctiva, la restauración, rehabilitación, reparación o, al menos, la mitigación de la situación alterada por la conducta infractora.
179. Como se ha indicado antes, en el Literal f) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del Sinefa, se establece que en los casos donde la conducta infractora tenga posibles efectos perjudiciales en el ambiente o la salud de las personas, la Autoridad Decisora puede ordenar acciones para evitar la materialización del efecto nocivo de la conducta infractora sobre el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas. Para emitir ese tipo de medidas se tendrá en cuenta lo siguiente:
- Cuál es el posible efecto nocivo o nivel de riesgo que la obligación infringida podría crear; y,
 - Cuál sería la medida idónea para evitar o prevenir ese posible efecto nocivo, de conformidad al principio de razonabilidad regulado en el TUO de la LPAG
180. De otro lado, en el caso de medidas correctivas consistentes en la obligación de compensar¹⁰⁴, estas solo serán emitidas cuando el bien ambiental objeto de

¹⁰² En ese mismo sentido, Morón señala que la cancelación o reversión de los efectos de la conducta infractora es uno de los elementos a tener en cuenta para la emisión de una medida correctiva. Al respecto, ver MORON URBINA, Juan Carlos. "Los actos-medida (medidas correctivas, provisionales y de seguridad) y la potestad sancionadora de la Administración". *Revista de Derecho Administrativo. Círculo de Derecho Administrativo*. Año 5, N° 9, diciembre 2010, p. 147, Lima.

¹⁰³ Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS
"Artículo 3°.- Requisitos de validez de los actos administrativos"
Son requisitos de validez de los actos administrativos:
(...)
2. Objeto o contenido.- Los actos administrativos deben expresar su respectivo objeto, de tal modo que pueda determinarse inequívocamente sus efectos jurídicos. Su contenido se ajustará a lo dispuesto en el ordenamiento jurídico, debiendo ser lícito, preciso, posible física y jurídicamente, y comprender las cuestiones surgidas de la motivación.
(...)
Artículo 5°.- Objeto o contenido del acto administrativo
(...)
5.2 En ningún caso será admisible un objeto o contenido prohibido por el orden normativo, ni incompatible con la situación de hecho prevista en las normas; ni impreciso, obscuro o imposible de realizar".

¹⁰⁴ Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.
"Artículo 22°.- Medidas correctivas"
(...)



protección ya no pueda ser restaurado o reparado. En este tipo de escenarios, se deberá analizar lo siguiente:

- (i) La imposibilidad de restauración o reparación del bien ambiental; y,
- (ii) La necesidad de sustituir ese bien por otro.

IV.2. Aplicación al caso concreto del marco normativo respecto si corresponde dictar medidas correctivas

181. A continuación, se analizará si se encuentran presentes los elementos para dictar una medida correctiva. En caso contrario no se dictará medida alguna.

Imputación N° 1: Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo II donde se ubica el kilómetro 504+400 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.

182. Mediante carta ADM4-017-2014/ADM4-DS-007-2014 del 09 de enero de 2014¹⁰⁵ Petroperú presentó los siguientes documentos:

- (i) Análisis de agua y suelo realizado por Consorcio Pening S.A.C. con el laboratorio acreditado Envirolab Perú S.A.C. - INASSA.
- (ii) Informe Final del Servicio de Recolección, Transporte y Disposición Final de Residuos Sólidos Peligrosos derivados de la contingencia ambiental del Oleoducto Norperuano en el Km 504+053.
- (iii) Manifiestos de los Residuos Sólidos Peligrosos proporcionados por la EPS-RS Camisea Combustibles S.R.L.

183. Al respecto, los resultados de análisis físico-químico de las dos (2) muestras de suelo de la zona donde ocurrió el derrame de petróleo crudo (02POZA A y 02POZA B) determinaron que la concentración de Hidrocarburos F1 (C₆-C₁₀), Hidrocarburos F2 (C₁₀-C₂₈) e Hidrocarburos F3 (C₂₈-C₄₀) se encontraban por debajo de los valores límite recomendados por el Estándar de Calidad Ambiental de Suelo, establecido en el Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM, de acuerdo al siguiente detalle¹⁰⁶:

RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICOS

Fecha de muestreo (16/10/2013)

Fecha de reporte (05/11/2013)

PARÁMETRO	02POZA A (1)	02POZA B (2)	DS N° 002-2013 MINAM (ECA)	Unidades
Hidrocarburos F1 (C ₆ -C ₁₀)	N.D.	N.D.	500	mg/Kg
Hidrocarburos F2 (C ₁₀ -C ₂₈)	N.D.	13	5000	mg/Kg
Hidrocarburos F3 (C ₂₈ -C ₄₀)	N.D.	22	6000	mg/Kg

(1) Poza de Confinamiento A

(2) Poza de Confinamiento B

Decreto Supremo N° 002-2013 Estándares de Calidad Ambiental para Suelo

Uso del Suelo (Comercial/Industrial/Extractivos)

N.D. No Detectable

22.2 Entre las medidas que pueden dictarse se encuentran, de manera enunciativa, las siguientes:

(...)

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.

¹⁰⁵ Folio 1298 del expediente.

¹⁰⁶ Folio 1300 del expediente.



184. En relación los resultados de análisis físico-químicos de tres (3) muestras (02M1, 02M2 y 02M3) de agua en la zona de derrame respecto al parámetro TPH se encuentran por debajo del límite establecido en el Estándar de Calidad Ambiental de Agua (0,2 mg/l), con excepción a la muestra 02M2 (Alcantarilla), conforme al siguiente detalle¹⁰⁷:

RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICOS

Fecha de muestreo (16/10/2013)

Fecha de reporte (05/11/2013)

Punto Control	Parámetros			Unidad
	02M1 ⁽¹⁾	02M2 ⁽²⁾	02M3 ⁽³⁾	
TPH (C10-C40)	N.D.	1,4	N.D.	mg/l

(1) Entrada al río Utcubamba (Desembocadura)

(2) Punto de la Quebrada (Alcantarilla)

(3) Punto del incidente del derrame (Drenaje de regadío)

(4) Los límites legales aplicados son los fijados según Decreto Supremo N°002-2008-MINAM. Se considera de Categoría 3

(5) Los límites legales aplicados son los fijados según Decreto Supremo N°002-2008-MINAM. Se considera de Categoría 1 – A2.

N.D. No Detectable.

185. Por otro lado, Petroperú presentó nuevos resultados de análisis Físico-Químicos realizado en noviembre de 2013, observándose que la concentración de TPH se encontraba por debajo del límite establecido en el ECA (0.2 mg/l), conforme al siguiente detalle:

RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICOS

Fecha de muestreo (20/11/2013)

Fecha de reporte (12/12/2013)

Punto Control	Parámetros			Unidad
	02M1 ⁽¹⁾	02M2 ⁽²⁾	02M3 ⁽³⁾	
TPH (C10-C40)	N.D.	N.D.	N.D.	mg/l

(1) Entrada al río Utcubamba (Desembocadura)

(2) Punto de la Quebrada (Alcantarilla)

(3) Punto del incidente del derrame (Drenaje de regadío)

(4) Los límites legales aplicados son los fijados según Decreto Supremo N°002-2008-MINAM. Se considera de Categoría 3.

(5) Los límites legales aplicados son los fijados según Decreto Supremo N°002-2008-MINAM. Se considera de Categoría 1 – A2.

N.D. No Detectable.

186. Para acreditar lo señalado, Petroperú presentó registros fotográficos de las acciones que realizó, toma de muestras, cadena de custodia e informes de ensayo referidos a las actividades de remediación de la zona impactada por hidrocarburos a causa del derrame de petróleo crudo:

PANEL FOTOGRÁFICO DE LA TOMA DE MUESTRA DE VERIFICACIÓN DE ÁREAS REMEDIADAS

Punto de Muestreo de suelo: 02POZA A
(Pozas de confinamiento)
Ubicado en las coordenadas UTM:
9383580N, 770826E





	<p>Punto de Muestreo de suelo: 02POZA B (Pozas de confinamiento) Ubicado en las coordenadas UTM: 9383576N, 770854E</p>
	<p>Punto de Muestreo de agua: 02M1 (Entrada al río Utcubamba - Desembocadura) Ubicado en las coordenadas UTM: 9384046N, 770651E</p>
	<p>Punto de Muestreo de agua: 02M2 (Quebrada - Alcantarilla) Ubicado en las coordenadas UTM: 9383892N, 770750E</p>
	<p>Punto de Muestreo de agua: 02M3 (Punto del Incidente del derrame - Drenaje de Regadío) Ubicado en las coordenadas UTM: 9383560N, 770815E</p>



187. Por otro lado, del análisis del Informe Final presentado mediante carta ADM4-017-2014/ADM4-DS-007-2014 del 09 de enero de 2014 se advierte que Petroperú encargó al consorcio OUTSOURCING GREEN S.A.C. – CAMISEA COMBUSTIBLE S.R.L. para la Recolección, Transporte y Disposición Final de Residuos Sólidos Peligrosos derivados de la contingencia ambiental del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 504+053, residuos que fueron almacenados temporalmente en las instalaciones de la Estación 7.



188. Asimismo, de los manifiestos de residuos peligrosos presentados por Petroperú se evidencia el recojo, traslado y disposición final de “tierra contaminada con hidrocarburo” desde la estación 7 hasta el relleno de seguridad de Relima Ambiental S.A.

189. En tal sentido, de la valoración de los elementos de juicio obrantes en el expediente se advierte que el administrado remedió los suelos impactados con hidrocarburos producto del derrame ocurrido en la progresiva kilómetro 504+053



del Tramo II del Oleoducto Norperuano, por lo que, no resulta pertinente el dictado de una medida correctiva en este extremo, en estricto cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 22° de la Ley del SINEFA.

V. DECLARACIÓN DE LA REINCIDENCIA

V.1. Marco normativo para la declaración de la reincidencia

190. El inciso e) del Numeral 3 del Artículo 246° del TUO de la LPAG regula la aplicación del principio de razonabilidad en el marco de la potestad sancionadora y establece que, en aplicación de este principio, la reincidencia es uno de los criterios que la autoridad tomará en cuenta para determinar la graduación de la sanción a imponerse. La reincidencia en sede administrativa implica la comisión de una misma infracción dentro del plazo determinado por la normativa aplicable.
191. No obstante, el texto original de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante, **LPAG**), no estableció un plazo para la configuración de un supuesto de reincidencia en sede administrativa, esto es, el plazo dentro del cual un infractor puede ser calificado como reincidente.
192. Mediante la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD se aprobaron los "Lineamientos que establecen los criterios para calificar como reincidentes a los infractores ambientales en los sectores económicos bajo el ámbito de competencia del OEFA" (en adelante, **Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD**). Estos lineamientos señalan que la reincidencia implica la comisión de una nueva infracción cuando el autor haya sido sancionado anteriormente por una infracción del mismo tipo, siendo necesario que dicha sanción se encuentre consentida o que haya agotado la vía administrativa¹⁰⁸.
193. Asimismo, estos lineamientos establecieron que ante la ausencia de un plazo legal para la determinación de la reincidencia en los procedimientos administrativos sancionadores desarrollados por el OEFA, un criterio objetivo es tomar como referencia el plazo de prescripción de la infracción de cuatro (4) años recogido en el Artículo 233° de la LPAG, que está ligado a la imposibilidad de la administración de sancionar una conducta infractora por el transcurso del tiempo. Por tanto, establece que para la configuración de la reincidencia se deben tomar en cuenta las infracciones cometidas en los cuatro (4) años anteriores¹⁰⁹. En ese sentido,



¹⁰⁸ Lineamientos que establecen criterios para calificar como reincidentes a los infractores ambientales bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado mediante Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD

"III. Características

6. La reincidencia implica la comisión de una nueva infracción cuando ya ha sido sancionado por una infracción anterior. La reincidencia es considerada como un factor agravante de la sanción en la Ley N° 27444- Ley de Procedimiento Administrativo General y en el Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, conforme fue indicado anteriormente.

(...)

IV. Definición de reincidencia

9. La reincidencia se configura cuando se comete una nueva infracción cuyo supuesto de hecho del tipo infractor es el mismo que el de la infracción anterior".

(...)

V Elementos

V.1. Resolución consentida o que agota la vía administrativa.-

10. Para que se configure la reincidencia en la comisión de infracciones administrativas resulta necesario que el antecedente infractor provenga de una resolución consentida o que agote la vía administrativa, es decir, firme en la vía administrativa. Solo una resolución con dichas características resulta vinculante. (...)"

¹⁰⁹ Lineamientos que establecen criterios para calificar como reincidentes a los infractores ambientales bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobados mediante Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA-PCD





ésta constituye una norma interpretativa aplicable a todos los procedimientos administrativos sancionadores desarrollados por el OEFA.

194. Posteriormente, mediante el Decreto Legislativo N° 1272 se modificó la LPAG y se derogó la Ley N° 29060, consolidándose dicha normativa en el TUO de la LPAG. Mediante dicha modificación se cambió el régimen de la reincidencia, precisándose el momento desde el cual se cuenta dicho plazo. Así, el inciso e) del Numeral 3 del Artículo 246° del TUO de la LPAG, estableció que la reincidencia implica la comisión de la misma infracción dentro del plazo de un (1) año desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.
195. Cabe precisar que la LPAG entró en vigencia el 11 de octubre del 2001, mientras que su modificación a través del Decreto Legislativo N° 1272, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 21 de diciembre de 2016, entró en vigencia a partir del 22 de diciembre del mismo año.
196. Adicionalmente, es importante señalar que la conducta infractora N° 1 identificada por la Dirección de Supervisión se cometió en el marco del régimen de la reincidencia establecida en la LPAG, y la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD (21 de setiembre del 2013). De la misma manera, la infracción anterior que es tomada en consideración para analizar la reincidencia del titular de las actividades de hidrocarburos también fue desarrollada en el marco de esta misma norma (4 de setiembre del 2012).
197. Al respecto, el Artículo 103° de la Constitución Política del Perú del 1993¹¹⁰ establece que la ley no tiene efectos retroactivos; sin embargo, dicha disposición se encuentra matizada por la aplicación de la ley más favorable al procesado¹¹¹.
198. Aunado a ello, el numeral 5 del Artículo 246° del TUO de la LPAG¹¹², establece que la potestad sancionadora se rige por el Principio de Irretroactividad, el cual

"V.2 Plazo.-

12. Ni la Ley del Procedimiento Administrativo General ni las normas aplicables al OEFA contemplan un plazo determinado para la configuración de un supuesto de reincidencia; sin embargo, por razones de seguridad jurídica resulta necesario que se determine el plazo dentro del cual un infractor puede ser calificado como reincidente.

13. Ante la ausencia de un plazo legal, un criterio objetivo para su determinación es tomar como referencia el plazo de prescripción de la infracción de cuatro años recogido en el Artículo 233 de la Ley del Procedimiento Administrativo General, que está ligado a la imposibilidad de la administración de sancionar una conducta infractora por el transcurso del tiempo. Por tanto, para la configuración de la reincidencia se tendrán en cuenta las infracciones cometidas en los cuatro (4) años anteriores."

110

Constitución Política del Perú del 1993

"Leyes especiales, irretroactividad, derogación y abuso del derecho

Artículo 103.- "Pueden expedirse leyes especiales porque así lo exige la naturaleza de las cosas, pero no por razón de las diferencias de las personas. La ley, desde su entrada en vigencia, se aplica a las consecuencias de las relaciones y situaciones jurídicas existentes y no tiene fuerza ni efectos retroactivos; salvo, en ambos supuestos, en materia penal cuando favorece al reo. La ley se deroga sólo por otra ley. También queda sin efecto por sentencia que declara su inconstitucionalidad. La Constitución no ampara el abuso del derecho."

111

Constitución Política del Perú del 1993

"Principios de la Administración de Justicia

Artículo 139.- Son principios y derechos de la función jurisdiccional:

(...)

11. La aplicación de la ley más favorable al procesado en caso de duda o de conflicto entre leyes penales.

(...)"

112

Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 006-2017-JUS

"Artículo 246.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

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





establece que son aplicables las disposiciones sancionadoras vigentes en el momento de incurrir el administrado en la conducta a sancionar, salvo que las posteriores le sean más favorables. Cabe indicar que del Principio de Irretroactividad se determina también que las disposiciones sancionadoras sólo son aplicables para tipificar y sancionar ilícitos cuando hayan entrado en vigencia con anterioridad al momento de la comisión de los hechos y siempre que estén vigentes al momento de la imposición de la sanción por la autoridad.

199. Para el caso específico (como se muestra en el gráfico a continuación), se advierte que mientras que en el marco de la LPAG, la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD se establece que para la configuración de la reincidencia se tendrán en cuenta las infracciones cometidas en los cuatro (4) años anteriores [a la comisión de la infracción reiterada]; el Decreto Legislativo N° 1272 (que es recogido en el TUO de la LPAG) establece que la infracción reiterada debe ser cometida en el plazo de un (1) año computado desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.

Gráfico N° 5: Normativa correspondiente a Reincidencia



Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA

Fuente: Ley del Procedimiento Administrativo General – Ley N° 27444, Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD, Decreto Legislativo N° 1272 (Texto Único Ordenado de la LPAG).

200. Del gráfico se observa que los regímenes de reincidencia establecidos en las normas citadas en el párrafo anterior emplean un punto de partida distinto para el conteo del plazo a efectos de determinar la configuración de la reincidencia, lo cual tiene una implicancia importante: dependiendo de cuándo ocurra la infracción reincidente, podría resultar más beneficiosa la norma anterior (LPAG y la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD) o la nueva (Decreto Legislativo N° 1272). Por lo tanto, la regulación sobre la reincidencia, establecida en el Decreto Legislativo N° 1272 (recogida en el TUO de la LPAG), de manera general no puede ser considerada como una norma más beneficiosa, pues para serlo debería resultar más favorable integralmente considerada y de manera global a la generalidad de los casos¹¹³.

5.- Irretroactividad.- Son aplicables las disposiciones sancionadoras vigentes en el momento de incurrir el administrado en la conducta a sancionar, salvo que las posteriores le sean más favorables.

Las disposiciones sancionadoras producen efecto retroactivo en cuanto favorecen al presunto infractor o al infractor, tanto en lo referido a la tipificación de la infracción como a la sanción y a sus plazos de prescripción, incluso respecto de las sanciones en ejecución al entrar en vigor la nueva disposición.

(...)"

Un argumento en contrario, conllevaría a que, dependiendo del caso en particular, pudiera resultar más beneficioso, en ocasiones, el régimen de reincidencia de la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD y la LPAG; y en otros, el establecido en el Decreto Legislativo N° 1272, lo que significaría la creación de un régimen *ad hoc* para cada caso donde deba evaluarse la regla de reincidencia a aplicar.



201. En tal sentido, habida cuenta que no corresponde la aplicación del régimen de reincidencia regulado mediante Decreto Legislativo N° 1272 vía aplicación de la retroactividad benigna, corresponde aplicar al presente caso el régimen de reincidencia vigente al momento de incurrida la infracción, que es el establecido por la LPAG y la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD, debiéndose verificar la existencia de los cuatro (4) elementos constitutivos que se muestran a continuación:

Elementos constitutivos de la reincidencia	
Identidad del infractor: La nueva infracción administrativa y la antecedente deben haber sido cometidas por el mismo administrado, es decir, la persona natural o jurídica titular de la actividad productiva sujeta a la fiscalización ambiental del OEFA, independientemente de la unidad y/o planta en la que fue detectada la conducta.	Tipo infractor: La nueva infracción administrativa y la antecedente deben corresponder al mismo supuesto de hecho, es decir, a la misma obligación ambiental fiscalizable
Resolución consentida o que agota la vía administrativa: La responsabilidad administrativa por la comisión de la infracción antecedente debe haber sido declarada por una resolución consentida o final que haya agotado la vía administrativa.	Plazo: La nueva infracción administrativa deberá haber sido cometida dentro de los cuatro (4) años posteriores a la comisión de la primera infracción.

202. De otro lado, la Ley N° 30230 dispone que durante el período de tres (3) años, cuando el OEFA declare la responsabilidad administrativa por la comisión de una infracción deberá dictar una medida correctiva y, solo corresponderá la imposición de una sanción, frente al incumplimiento de dicha medida, salvo que se configure, entre otros, la figura de la reincidencia, **entendiéndose por tal la comisión de la misma infracción dentro de un período de seis meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.**

203. Bajo este contexto y en atención a las normas antes citadas, es preciso indicar que la reincidencia presenta tres (3) consecuencias:

Consecuencias de la declaratoria de reincidencia	
Reincidencia como factor agravante	Ante la detección de una nueva infracción y de ser el caso, se aplicará 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 ¹¹⁴ .
Determinación de la vía procedimental	Dicha consecuencia se deriva en aplicación de la Ley N° 30230. La reincidencia será considerada para tramitar el procedimiento administrativo sancionador de acuerdo al supuesto excepcional, el mismo que establece que frente a la determinación de la responsabilidad administrativa corresponderá la imposición de una sanción y una medida correctiva, de ser el caso, y la multa a imponer no será reducida en el 50%. Cabe señalar que el plazo de seis meses previsto en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, solo es aplicable para la determinación de la vía procedimental y no para las demás consecuencias de la declaración de la reincidencia.
Inscripción en el Registro de Infractores	La declaración de reincidencia se inscribirá en el Registro de Infractores Ambientales del OEFA (en adelante, RINA), registro que estará disponible en el portal web de la institución y será de acceso público y gratuito ¹¹⁵ .

¹¹⁴ Publicada el 12 de marzo del 2013 en el Diario Oficial El Peruano.

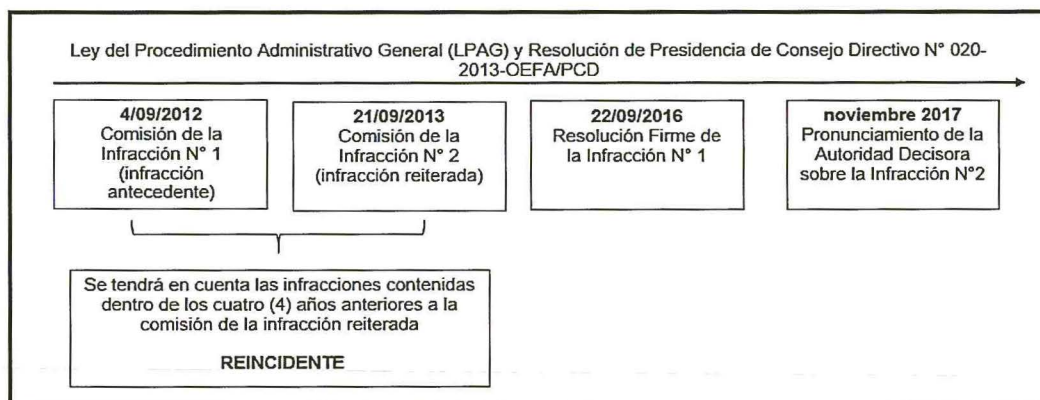
¹¹⁵ De acuerdo a los Artículos 4°, 5°, 7° y 8° del Reglamento del RINA, los pasos para la inscripción en el RINA son los siguientes:



Ambientales del
OEFA**V.2. Aplicación al caso concreto del marco normativo respecto si corresponde la declaración de reincidencia**

204. Mediante Resolución Directoral N° 619-2016-OEFA/DFSAI del 2 de mayo del 2016 se determinó la responsabilidad administrativa de Petroperú, conforme se detalla a continuación:

Fecha de la Supervisión	Disposición incumplida	Resolución que sanciona y/o atribuye responsabilidad	Resolución que confirma y/o declara firme y/o consentida la Resolución de primera instancia
10 de setiembre del 2012	Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM ¹¹⁶ .	Resolución Directoral 619-2016-OEFA/DFSAI del 2 de mayo del 2016 ¹¹⁷ .	Resolución N° 065-2016-OEFA/TFA-SEE del 22 de setiembre del 2016 ¹¹⁸ .

Gráfico N° 6: Determinación de Reincidencia

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA



- Dentro de los quince (15) días hábiles siguientes de: (i) haber quedado consentida la resolución de la DFSAI o (ii) agotada la vía administrativa con la resolución del Tribunal de Fiscalización Ambiental, la DFSAI deberá inscribir la reincidencia declarada en el RINA.
- El plazo de permanencia de los infractores varía de acuerdo a lo siguiente:
 - Si es la primera reincidencia, la inscripción estará vigente hasta los treinta (30) primeros días hábiles siguientes al pago de la multa impuesta y el cumplimiento íntegro de las medidas administrativas dictadas.
 - Si es la segunda reincidencia, el infractor permanecerá en el RINA durante el plazo de permanencia de cuatro (4) años
- La información reportada en el RINA podrá ser rectificada, excluida, aclarada o modificada de oficio o a solicitud de parte. Las solicitudes serán presentadas antes la DFSAI y serán atendidas en un plazo máximo de quince (15) días hábiles siguientes a su recepción.
- La permanencia del infractor ambiental reincidente en el RINA será excluida cuando medie sentencia emitida por una autoridad jurisdiccional dejando sin efecto la resolución del Tribunal de Fiscalización Ambiental, o cuando el acto administrativo que impuso la sanción haya sido objeto de suspensión a través de una medida cautelar emitida por la autoridad jurisdiccional.

Incumplimiento el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Oleoducto Norperuano aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995.

117

http://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=19664

118

http://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=20196



- 205. Cabe advertir que la infracción del caso antecedente y del presente caso fueron cometidas dentro del plazo de cuatro (4) años previsto en la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 020-2013-OEFA/PCD para la configuración de un supuesto de reincidencia como un factor agravante en el caso proceda la imposición de una multa.
- 206. Por tanto, **corresponde declarar reincidente a Petroperú** por el incumplimiento al Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM, configurándose la reincidencia como factor agravante. Asimismo, se dispone su inscripción en el RINA.
- 207. Resulta oportuno señalar que en el presente caso no es aplicable la reincidencia en vía procedimental, toda vez que la comisión de la infracción detectada por la Dirección de Supervisión no ocurrió dentro del plazo de seis (6) meses desde que quedó firme la Resolución Directoral N° 619-2016-OEFA/DFSAI del 2 de mayo del 2016.

En uso de las facultades conferidas en el Literal n) del Artículo 40° del Reglamento de Organización y Funciones del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-MINAM, y de lo dispuesto en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país y en el Artículo 6° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar la existencia de responsabilidad administrativa de Petróleos del Perú – Petroperú S.A por la comisión de la siguiente infracción y en atención a los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución:

N°	Presunta conducta infractora	Norma que tipifica la presunta infracción administrativa	Norma que tipifica la eventual sanción
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo II donde se ubica el kilómetro 504+400 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos, toda vez que no cumplió con realizar (i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, (ii) Inspecciones geométricas, (iii) Transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente, (iv) Realización de Inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica y (v) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.	Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.	Numeral 3.4.4 de la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD.

Artículo 2°.- Informar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., que no corresponde el dictado de una medida correctiva; por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 3°.- Archivar el presente procedimiento administrativo sancionador a Petróleos del Perú – Petroperú S.A. por la comisión de las siguientes infracciones que se indican a continuación, de conformidad con los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución:





PERÚ

Ministerio
del Ambiente

Organismo de
Evaluación y
Fiscalización Ambiental

Resolución Directoral N° 1351-2017-OEFA/DFSAI

Expediente N° 341-2014-OEFA/DFSAI/PAS

1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo II donde se ubica el kilómetro 504+400 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos, toda vez que no realizó el análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo.
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no contaría con el Plan de Contingencia actualizado, correspondiente a las instalaciones del Oleoducto Norperuano.
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no habría remitido al OEFA los manifiestos de manejo de residuos sólidos peligrosos de los residuos generados en los trabajos de limpieza del derrame del 21 de setiembre de 2013.

Artículo 4°.- Declarar reincidente a Petróleos del Perú – Petroperú S.A. por la comisión de la infracción al Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM, configurándose la reincidencia como factor agravante. Se dispone la publicación de la calificación de reincidente de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. en el Registro de Infractores Ambientales del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

Artículo 5°.- Informar al administrado que en caso el extremo que declara la existencia de responsabilidad administrativa adquiera firmeza, corresponderá la inscripción en el Registro de Infractores Ambientales (RINA), así como su inscripción en el Registro de Actos Administrativos (RAA).

Artículo 6°.- Informar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., que contra lo resuelto en la presente resolución es posible la interposición del recurso de reconsideración o apelación ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA, dentro del plazo de quince (15) días hábiles contado a partir del día siguiente de su notificación, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 216° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS.

Regístrese y comuníquese.

Eduardo Melgar-Córdova
Director de Fiscalización, Sanción
y Aplicación de Incentivos
Organismo de Evaluación y
Fiscalización Ambiental - OEFA

CTG/UMR/pct