



EXPEDIENTE N° : 164-2017-OEFA/DFSAI/PAS
ADMINISTRADO : PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERU S.A.
UNIDAD PRODUCTIVA : OLEODUCTO NORPERUANO
UBICACIÓN : DISTRITO DE COLASAY, PROVINCIA DE JAÉN,
 DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA
SECTOR : HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
MATERIAS : INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL
 RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA

Lima, 28 de noviembre del 2017

VISTOS: El Informe Final de Instrucción N° 886-2017-OEFA/DFSAI/SDI del 29 de septiembre del 2017 y el escrito de descargos del 12 de octubre del 2017 presentado por Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (en lo sucesivo, **Petroperú**); y,

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

1. El 5 de noviembre del 2015, la Dirección de Supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en lo sucesivo, **Dirección de Supervisión**) realizó una acción de supervisión especial a la altura de la Progresiva 569+713 del Oleoducto Norperuano, ubicado en el distrito de Colasay, provincia de Jaén, departamento de Cajamarca operado por Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (en lo sucesivo, **Petroperú**). Los hechos detectados se encuentran recogidos en el Acta de Supervisión Directa N° 008411¹ (en lo sucesivo, **Acta de Supervisión**) y en el Informe N° 2036-2016-OEFA/DS-HID² del 5 de mayo del 2016 (en lo sucesivo, **Informe de Supervisión**).
2. Mediante el Informe Técnico Acusatorio N° 2497-2016-OEFA/DS del 31 de agosto del 2016³ (en lo sucesivo, **Informe Técnico Acusatorio**), la Dirección de Supervisión analizó los hallazgos detectados, concluyendo que Petroperú incurrió en supuestas infracciones a la normativa ambiental.
3. A través de la Resolución Subdirectoral N° 62-2017-OEFA-DFSAI/SDI del 16 de enero del 2017⁴ (en lo sucesivo, **Resolución Subdirectoral**), notificada al administrado el 24 de enero del 2017⁵, la Subdirección de Instrucción e Investigación de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA (en lo sucesivo, **SDI**) inició el presente procedimiento administrativo sancionador (en lo sucesivo, **PAS**) contra Petroperú, imputándole a título de cargo las presuntas infracciones contenidas en la tabla contenida en el Artículo 1° de la parte resolutive de la referida Resolución Subdirectoral.

-
- 1 Página 53 del Informe N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto (CD) que obra en el folio 10 del Expediente.
 - 2 Informe N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto (CD) que obra en el folio 10 del Expediente.
 - 3 Folios 1 al 9 del Expediente.
 - 4 Folios del 11 al 18 del Expediente.
 - 5 Cédula de notificación N° 071-2017 y Acta de Notificación S/N del 24 de enero del 2014. Ver folios del 19 al 21 del Expediente.





4. El 21 de febrero del 2017, Petroperú presentó sus descargos a la Resolución Subdirectoral N° 62-2017-OEFA-DFSAI/SDI (en lo sucesivo, **descargos a la RSD**)⁶.
5. Asimismo, 26 de julio del 2017 se realizó la audiencia de informe oral solicitada por Petroperú⁷.
6. Posteriormente, el 12 de octubre presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción N° 886-2017-OEFA/DFSAI/SDI (en lo sucesivo, **descargos al IFI**). Adicionalmente, el 13 de octubre del 2017 Petroperú presentó el Informe Técnico N° JICO-289-2017, el cual contiene alegatos complementarios a sus descargos al IFI (en lo sucesivo, **escrito complementario**).

II. NORMAS PROCEDIMENTALES APLICABLES AL PAS: PROCEDIMIENTO EXCEPCIONAL

7. 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 procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país (en lo sucesivo, **Ley N°30230**) 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/CD⁸.
8. En ese sentido, se verifica que las infracciones imputadas en el presente procedimiento administrativo sancionador son distintas al supuesto establecido en los Literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, pues de las imputaciones no se aprecia infracción que genere daño real a la salud o vida de las personas, el desarrollo de actividades sin certificación ambiental o en zonas prohibidas, o la reincidencia. En tal sentido, en concordancia con el Artículo 2° de las Normas Reglamentarias⁹, de acreditarse la existencia de infracción administrativa, corresponderá emitir:

Folios 22 al 117 del Expediente.

Folios 126 y 127 del Expediente.

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: 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.

⁹ 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

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



- (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.
9. 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 reanudará quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva.

III. ANÁLISIS DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO SANCIONADOR

III.1. Único hecho imputado: Petroperú no realizó las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo del Oleoducto Norperuano, al haberse producido un derrame de crudo a la altura de la progresiva 569+713 del referido oleoducto, incumpliendo el compromiso establecido en su PAMA

III.1.1. Compromiso ambiental asumido por Petroperú en su PAMA

10. Mediante el Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minería (en lo sucesivo, **MINEM**) aprobó el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Oleoducto Norperuano (en lo sucesivo, **PAMA**). Dicho PAMA incluye todas las instalaciones del mencionado oleoducto, operado por Petroperú.
11. Cabe precisar que, mediante la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo del 2003, la Dirección General de Asuntos Ambientales del MINEM aprobó la modificación del Impacto N° 19 del PAMA "Evaluación e Instalación de válvulas en cruces de ríos" (en lo sucesivo, **modificación del impacto N° 19 del PAMA**).
12. En su PAMA, Petroperú asumió como compromiso ambiental el mantenimiento integral de la tubería del Oleoducto Norperuano, a fin de evitar impactos negativos al ambiente (materialización del riesgo). Específicamente, Petroperú se comprometió a lo siguiente:

"1.1. Inspecciones Topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Norperuano (ONP) y el Oleoducto Ramal Norte (ORN).

1.2. Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del ONP y ONR, las que consisten en:

- inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos



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. (...)"



**electromagnéticos; e****inspección geométrica.**

- 1.3. Realización de estudios batimétricos anuales en los cruces de los ríos Pastaza Kilómetro 176 ONP y Utcubamba.
- 1.4. Proyectarse a las comunidades vecinas al ONP y ONR, con la finalidad de integrarse a ellas, participando y fomentando su desarrollo económico, social y educativo-cultural.
- 1.5. Realización del mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos.
- 1.6. Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las cuatro estaciones 1, 5, Andoas y 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.
- 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 Oleoducto:**
 - **Realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía,** monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno y análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo,
 - **continuar con el sistema de control SCADA, el cual es soportado por un sistema de comunicación vía satélite que puede mostrar en el tiempo real las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada en las estaciones.**

(El énfasis ha sido agregado).

13. Adicionalmente, en dicho PAMA se indicó que una de las principales causas de deterioro ambiental durante la ejecución de un proyecto u operación industrial es la reducida aplicación de mantenimiento preventivo de los equipos. En función a eso, Petroperú reconoció en su PAMA que la falta de mantenimiento preventivo en sus equipos genera que sus procesos e instalaciones sean focos significativos de contaminación ambiental, conforme se señala a continuación:

"1. Plan Maestro de Mantenimiento¹⁰

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

*Para las operaciones del Oleoducto Norperuano, Petroperú cuenta con **un Plan Maestro de Mantenimiento para todas sus instalaciones y equipos; que a la fecha no se ha ejecutado en su totalidad,** debido principalmente a limitaciones económicas impuestas por políticas de austeridad. **Esta situación ha dado lugar a que una parte de sus instalaciones y procesos hayan devenido en obsolescencia y sean focos significativos de emisión de contaminantes.***

(El énfasis ha sido agregado).

14. Del mismo modo, en la Página 53 del Capítulo V. *Descripción de la Actividad Empresarial, Punto G: Instalaciones y Procesos*, se señala respecto a la protección de las tuberías del Oleoducto Norperuano, lo siguiente:

Plan de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), aprobado mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH, Capítulo VI. Impactos Excepcionales (Página 56), menciona que el ONP cuenta con Plan Maestro de Mantenimiento para todas sus instalaciones y equipos y que "a la fecha no se ha ejecutado en su totalidad, debido principalmente a limitaciones económicas impuestas por políticas de austeridad".



"8. Protección de la tubería, el Oleoducto tiene instalado un sistema de protección catódica a lo largo de toda la tubería, el sistema consiste en la locación de ánodos de sacrificio ya sea en cintas de magnesio para la zona de selva baja y en bloques de magnesio para el resto del Oleoducto (...).

9. Tuberías y revestimiento, la tubería empleada en la construcción del Oleoducto tiene las siguientes especificaciones: API 5 LX/5 en grado X-52 con límites de fluencia mínimo de 36 kg/mm² (52,000 psi). El tramo Estación 1 – 5 (tubería de 24" de diámetro) y Andoas – Estación 5 (tubería de 16" de diámetro) **están sobre zonas inundables** y a la intemperie llevan como revestimiento una película de pintura epóxica aplicada por fusión en planta (...).

(El énfasis ha sido agregado).

15. En virtud a los compromisos señalados, Petroperú tenía la obligación, entre otros, de realizar lo siguiente:
- Realizar oportuna y continuamente mantenimientos preventivos/predictivos de sus equipos¹¹.
 - **Efectuar inspecciones internas de las tuberías mediante el empleo de raspatabos electrónicos.**
 - **Inspeccionar la integridad externa del ONP.**
 - Planes de mantenimiento **continuo.**
 - Efectuar mantenimiento preventivo/predictivo, entre otros.
16. Ello con la finalidad de evitar la corrosión y pérdida de espesor del ducto, y por ende, para prevenir impactos negativos al ambiente, conforme lo establece su PAMA.
17. De acuerdo al PAMA, el mantenimiento interno y externo de la tubería del Oleoducto Norperuano tenía como finalidad, entre otros, prevenir impactos negativos al ambiente, y así corregir la situación planteada por Petroperú en su PAMA (referida al reducido mantenimiento que se venía aplicando en los procesos e instalaciones del Oleoducto Norperuano). Conforme a ello, las obligaciones son las siguientes:

Cuadro N° 1: Obligaciones de Petroperú según el PAMA – mantenimiento

	Compromiso N°	Contenido
Inspecciones Internas	1.2	Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos. Inspecciones geométricas.
	1.7	Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses. Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua.



¹¹

El oleoducto es un equipo empleado para el transporte de hidrocarburos por ductos. Asimismo, se debe tener en cuenta que el objetivo del PAMA es regular toda la operación productiva del oleoducto.



Inspecciones Externas ¹²	1.8	Inspecciones visuales sobre el derecho de vía ¹³ .
		Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno.

18. Por lo expuesto, 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.

III.1.2. Análisis del único hecho imputado

A) **Hecho detectado**

19. Durante la acción de supervisión especial realizada el 5 de noviembre del 2015 a la altura de la progresiva 569+713 del Oleoducto Norperuano, la Dirección de Supervisión constató un derrame de hidrocarburos ocurrido el 2 de noviembre del 2015¹⁴ que afectó un área de aproximadamente 1,259 m², producto de la rotura por corrosión externa del ducto de 36", como se desprende del Informe de Supervisión¹⁵:

"Hallazgo N° 01:

Durante la supervisión se observó que en la coordenada UTM (WGS 84) N_9335959, E_0736724, se produjo la rotura del ducto de 36" que se encontraba enterrado aproximadamente a 2 metros de profundidad, motivo por el cual, el administrado realizó una excavación de suelo para realizar las actividades de reparación del ducto, donde se instaló un tecele (abrazadera) para contener el derrame; el mismo, que según el Informe Final de Emergencias ambientales, remitidos al OEFA por Petroperú, la causa del derrame fue por "deterioro de la tubería por corrosión tipo Pitt.

Producto del derrame de 2,268 barriles de hidrocarburo se impactaron los componentes suelo y flora (cultivo de arroz) con hidrocarburo, el mismo que corresponde a un área de 1,259 m² aproximadamente.

(El énfasis ha sido agregado).

20. El hecho detectado se sustenta en las fotografías N° 1, 2, 3 y 4 del Informe de Supervisión, las cuales muestran la rotura del ducto producto de la corrosión en el ducto de 36" y el derrame de crudo en la zona:



¹² Las inspecciones externas constituyen una de las acciones del mantenimiento preventivo y predictivo efectuadas a la tubería de forma periódica y continua, que se realizan de manera complementaria a las inspecciones internas.

Fuente: NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial el 7 de abril de 2010. Página 40. "(...)5. Identificación de peligros potenciales (...)".

¹³ Son un método de inspección directa (realizada en campo) que permiten localizar y dimensionar los defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), y detectar invasiones (sustracción de postes, mangas, entre otros).

Fuente: HERNANDEZ GALVAN, Beatriz. *Administración de la Integridad en sistemas de transporte de hidrocarburos*. Tesis para obtener el grado de Master en Geociencias y Administración de Recursos Naturales en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. México: Instituto Politécnico Nacional, 2010, p. 49.

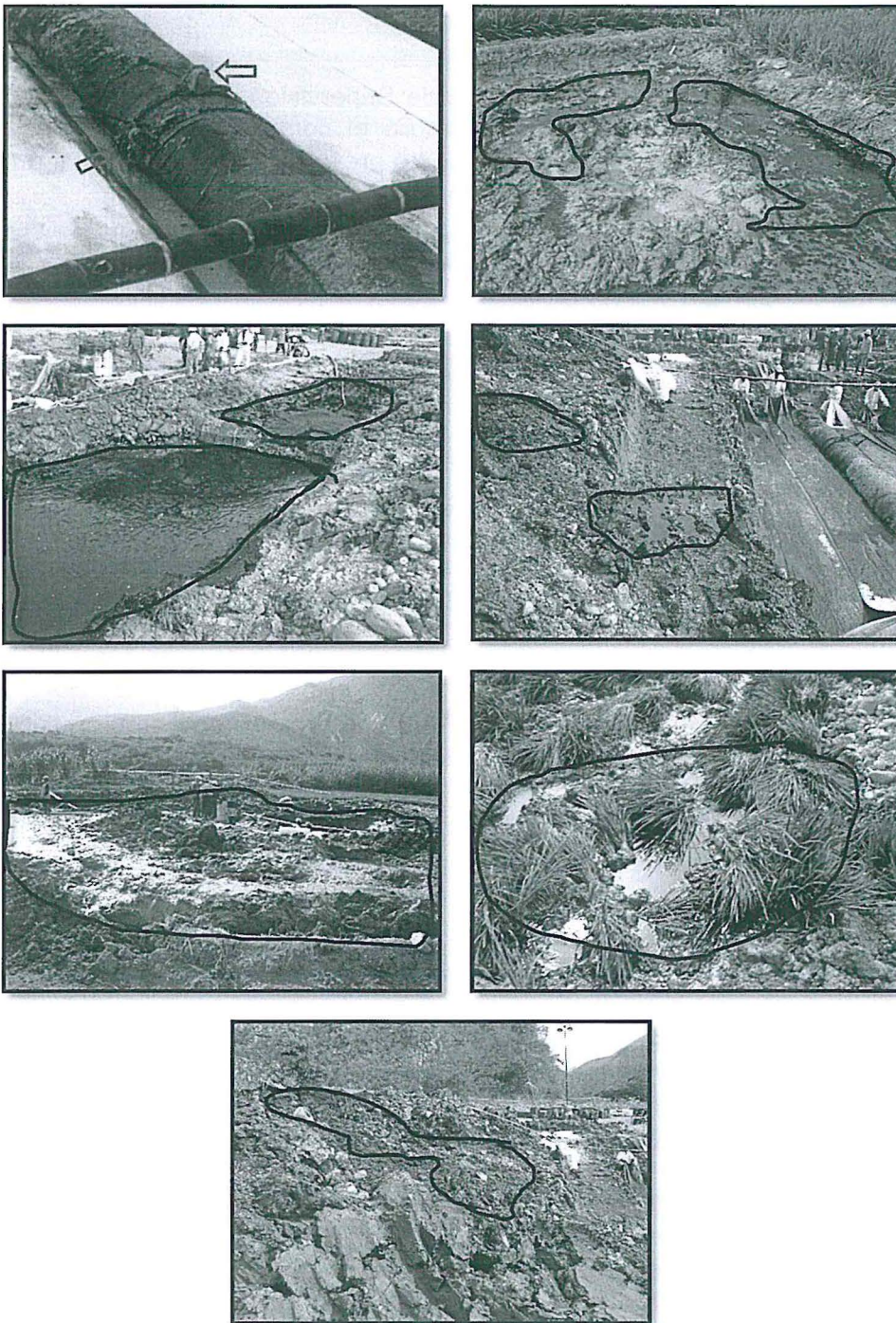
¹⁴ Página 13 del Informe N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 1 del Expediente (CD ROM).

¹⁵ Página 10 del Informe N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 1 del Expediente (CD ROM).





Fotografías N° 1, 2, 3 y 4 del Informe de Supervisión



21.

Asimismo, en el Informe de Supervisión el supervisor consignó que el administrado no implementó el sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio, el cual hubiera controlado y evitado que se produzca la corrosión externa¹⁶:



16

Página 38 del Informe N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 10 del Expediente (CD ROM).



"(...) No se observó que Petroperú haya implementado el sistema de Protección Catódica con ánodos de sacrificio, que hubiera controlado y evitado se produzca la corrosión externa tipo Pitt".

(El énfasis ha sido agregado).

22. En atención a ello, la Dirección de Supervisión concluyó en el Informe Técnico Acusatorio que Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA referido a ejecutar el mantenimiento preventivo y correctivo del ducto de 36" del Oleoducto Norperuano, conforme se detalla a continuación:

VI. CONCLUSIONES

52. En atención a los argumentos precedentes, se concluye lo siguiente

- (i) **ACUSAR** contra la empresa **Petróleos del Perú - Petroperú S.A.** por la presunta infracción que se indica a continuación:

N°	Presunta infracción
1	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. habría incumplido el compromiso establecido en su PAMA al no haber ejecutado el adecuado mantenimiento preventivo y correctivo del ducto de 36" del ONP, a fin de prevenir posibles derrames o fugas de fluidos de hidrocarburos.

(El énfasis ha sido agregado).

23. En esa línea, a través de su PAMA, Petroperú se comprometió a realizar las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo del ducto de 36", a fin de evitar derrames y/o fugas, cuyo incumplimiento generó el desgaste de la tubería, su rotura y, como consecuencia de ello, el derrame de hidrocarburos.

B) Análisis de los descargos a la Resolución Subdirectorial y al Informe Final de Instrucción

B.1) La causa del derrame

24. En el Reporte Final de Emergencia¹⁷ se señaló que la causa del derrame fue una fuga por Pit de corrosión externa¹⁸, ubicado en la posición horaria de las 09:00 horas, producto del desprendimiento del recubrimiento, **lo cual fue posiblemente originado por contacto con alguna de las piedras propias del terreno.**

25. Respecto a la composición del terreno donde ocurrió el derrame, en el Informe de Causa de Falla y Acciones Preventivas/Correctivas kilómetro 569+ 713 del ONP¹⁹, Petroperú²⁰ indicó que el referido tramo fue construido adyacente al margen izquierdo del río Chamaya (años 70) sobre terrenos de cultivo de pastos, por lo que está conformado por suelo aluvial (material granular) con piedras. Agregó que **el tipo de cultivo cambió de pastizales para ganado a cultivos de arroz, los**

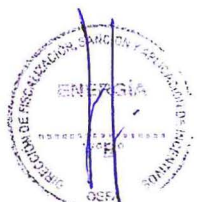


¹⁷ Páginas 338 a 340 del Informe N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 10 del Expediente (CD ROM).

¹⁸ Proviene de la expresión "pitting de corrosión", agujero en forma de picadura producido por corrosión. Fuente: National Association of Corrosion Engineers - NACE. Disponible en: <https://www.nace.org/Pitting-Corrosion/>. [Última revisión: 25 de septiembre del 2017].

¹⁹ Presentado por Petroperú el 19 de noviembre del 2015, mediante Carta ADM4-647-2015. Páginas 72 y 292 del Informe N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 10 del Expediente (CD ROM).

²⁰ Cabe mencionar que el informe fue elaborado por el administrado y no por una empresa externa especializada.





cuales requieren gran cantidad de agua y aplicación de abonos no naturales para su desarrollo.

26. Adicionalmente, señaló que el recubrimiento de la tubería estaba desprendido en el lugar de la fuga, posiblemente a causa del contacto con las piedras propias del terreno. En ese sentido, agregó que ello puso a la tubería en contacto con el agua de riego, la cual arrastraba fertilizantes, generando un proceso corrosivo (externo) acelerado en la tubería. Para sustentar lo indicado, se basó en los resultados de la última inspección de la tubería contenidos en el reporte ILI MFL²¹ Rosen (pérdida de espesor) del 2003²², según los cuales no existía el pit que ocasionó el derrame.
27. Petroperú reiteró el referido argumento en el informe oral del 26 de julio del 2017, al indicar como causa probable del derrame que los movimientos del terreno contribuyeron con el desprendimiento del revestimiento, y los productos químicos utilizados en los sembríos de arroz facilitaron los procesos corrosivos y el deterioro del revestimiento²³. De esa forma, concluyó que el derrame solamente puede atribuirse al cambio de uso del terreno original por agentes químicos²⁴.
28. En dicho informe oral, Petroperú agregó que el revestimiento sufrió un daño mecánico (desprendimiento) debido a movimientos propios de los terrenos arcillosos con alto contenido de humedad, toda vez que la arcilla utilizada para rellenar el terreno destinado a siembra, al absorber agua, se contrae y se dilata. Finalmente, señaló que para ello no fue diseñado originalmente el revestimiento (alquitrán, fibra de vidrio y otra capa de alquitrán)²⁵.
29. Al respecto, cabe precisar que en el PAMA se indicó (i) que en los recorridos en las Estaciones 7 y 8 del Oleoducto se observaron áreas agrícolas, incluyendo cultivos de arroz²⁶. Asimismo, se señaló que (ii) las áreas de cruce, curso de ríos

²¹ Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. API RECOMMENDED PRACTICE 1160, second edition, september 2013.

Chapter 3: Terms, Definitions, Acronyms, and Abbreviations, Numeral 3.1.28, p. 6.

"In-line inspection (ILI): an inspection of a pipeline from the interior of the pipe using an ILI tool."

Traducción: Inspección ILI: inspección de una tubería realizada desde el interior de la misma, utilizando una herramienta destinada a esos efectos (ILI).

Chapter 8: Integrity Assessment and Remediation, p. 29.

"In some cases, special ILI tools can be set up to locate certain types of anomalies. For examples, if pipe body hard spots are suspected, a Magnetic Flux Leakage (MFL) ILI tool can be used in a special setup to locate them."

Traducción: En algunos casos, se pueden configurar herramientas especiales de ILI para localizar ciertos tipos de anomalías. Por ejemplo, si el cuerpo de la tubería es duro, se puede usar una herramienta ILI de pérdida de flujo magnético (MFL) en una configuración especial para ubicarlos.

²² Folios 65 al 73 del Expediente.

²³ Informe oral del 26 de julio (minuto 05:19), obrante en el folio 127 del Expediente (CD ROM).

²⁴ Informe oral del 26 de julio (minuto 13:07), obrante en el folio 127 del Expediente (CD ROM).

²⁵ Informe oral del 26 de julio (minuto 14:42), obrante en el folio 127 del Expediente (CD ROM).

²⁶ PAMA, Capítulo IV: Caracterización del Ambiente (p. 35)

(...)

C. ASPECTOS SOCIALES, ECONÓMICOS Y CULTURALES

2. Economía

(...)

b) Sector Occidente

(...)





- y quebradas (incluyendo la cuenca del río Chamaya, donde se ubica la progresiva 569+713) son áreas críticas, ya que una ruptura del oleoducto ocasionaría contaminación de aguas, vegetación natural y cultivos agrícolas²⁷.
30. En ese sentido, el administrado reconoció desde el año de elaboración de su PAMA (1994) que (i) el área donde se encuentra la tubería de la progresiva 569+713 se ubica cercana a una zona agrícola, donde ya existían –entre otros– cultivos de arroz. Asimismo, en el informe oral señaló haber realizado inspecciones caminando sobre el arrozal²⁸, por lo que (ii) conocía de su efectiva existencia previamente al derrame.
 31. En tal sentido, pese a (i) conocer las condiciones ambientales del área cercana a la tubería en la que ocurrió el derrame (cultivos de arroz), y (ii) que su revestimiento no estaba originalmente diseñado para soportarlas, Petroperú no implementó acciones para prevenir la ocurrencia de corrosión y un potencial derrame de petróleo.
 32. En ese contexto, debe entenderse por “prevención” a la preparación y disposición anticipada para evitar un riesgo²⁹, y por “riesgo” a la proximidad de ocurrencia de un daño³⁰. En el presente caso, las medidas de prevención, debían tomar en cuenta los cultivos de arroz conocidos por el administrado, y orientarse a evitar daños en las instalaciones (corrosión) que puedan generar fugas³¹ o derrames de hidrocarburos y afectar componentes ambientales.
 33. En consecuencia, se concluye que la causa del derrame fue el desprendimiento del revestimiento protector de la tubería, lo cual permitió la corrosión en el área donde ocurrió el derrame, posiblemente ante su exposición a los cultivos de arroz.

(2) Estación 7

La economía del pueblo El Valor se caracteriza por la pequeña agricultura, cuya producción fundamental es arroz, maíz, frijol, yuca, papaya, limón y camote. Existen cabras, cerdos y aves de corral. La mayoría de la población trabaja como peones en áreas agrícolas adyacentes; (...)

(3) Estación 8

La actividad económica fundamental es el trabajo eventual como peones agrícolas (...), cuando baja el caudal del río se siembra arroz, yuca y camote en pequeña escala.
(...)

²⁷ PAMA, Capítulo XIII: Anexos. Ítem 6: Discusión de los Impactos Ambientales y excepciones a la norma (p. 141)
(...)

5. PRIORIZACIÓN DE LAS AREAS CRITICAS

(...)

B. Sector Occidente

(...)

2da Prioridad

Cruce y curso de los ríos y quebradas principales de la zona occidente donde una rotura de la línea del Oleoducto ocasionaría contaminación de las aguas, de la vegetación natural y de los cultivos agrícolas. Esta zona requiere un monitoreo permanente. La cuenca del río Huancabamba, Chamaya, Utcubamba y Marañon son un ejemplo de ello.
(...)"

²⁸ Informe oral del 26 de julio (minuto 29:03), obrante en el folio 127 del Expediente (CD ROM).

²⁹ Fuente: Diccionario de la Lengua Española. Disponible en: <http://dle.rae.es/srv/search?m=30&w=prevenci%C3%B3n>. [Última revisión: 4 de agosto del 2017].

³⁰ Fuente: Diccionario de la Lengua Española. Disponible en: <http://dle.rae.es/?id=WT8tAMI>. [Última revisión: 4 de agosto del 2017].

³¹ Debe entenderse por fuga a la salida accidental de gas o líquido por un orificio o una abertura producida en su contenedor.

Fuente: Diccionario de la Lengua Española. Disponible en: <http://dle.rae.es/?id=IZBMChC>. [Última revisión: 4 de agosto del 2017].





Dicha corrosión solo fue detectada posteriormente al derrame con la prueba ILLI LIN SCAN del año 2015, donde se observa un indicador del proceso corrosivo a través de una pérdida de espesor del 73%³². Si el administrado hubiese implementado los monitoreos permanentes establecidos por el PAMA, tales como inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses, ante la existencia de cultivos de arroz y áreas críticas que ya conocía, habría detectado a tiempo el proceso corrosivo y hubiese podido tomar medidas preventivas.

34. Adicionalmente, cabe precisar que, de acuerdo a lo establecido en el Numeral 4.3 del Artículo 4° del TUO del RPAS³³, el administrado tiene la carga de la prueba en caso alegue la ruptura del nexo causal por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero. No obstante, en el presente caso, pese a afirmar que la corrosión causante del derrame no fue ocasionada por la falta de mantenimiento sino por exposición de la tubería a los fertilizantes de cultivos de arroz, no cumplió con acreditar dicha afirmación, por lo que corresponde desestimar lo alegado por el administrado en ese extremo.

B.2) Cumplimiento de los compromisos asumidos en el PAMA

35. En sus descargos al IFI, Petroperú afirmó que el OEFA no cuenta con las facultades, conocimientos ni experiencia para determinar los aspectos técnicos vinculados a la infraestructura del Oleoducto Norperuano, lo cual corresponde al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en lo sucesivo, **OSINERGMIN**). Agregó que el OEFA debió cruzar información con el OSINERGMIN, para confirmar el supuesto incumplimiento materia del presente PAS.

36. Al respecto, cabe señalar que el hecho imputado materia del presente PAS consiste en no haber realizado las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo del Oleoducto Norperuano, al haberse producido un derrame de crudo a la altura de la progresiva 569+713 del referido oleoducto, incumpliendo el compromiso establecido en su PAMA. Dicha conducta se encuentra tipificada en el Numeral 2.2. del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el Desarrollo de Actividades en Zonas Prohibidas aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.

37. En torno a ello, es preciso señalar que el referido hecho imputado es fiscalizable por el OEFA en tanto es un presunto incumplimiento a compromisos ambientales contenidos en un instrumento de gestión ambiental (PAMA), y tienen por finalidad garantizar la tutela del bien jurídico de protección al ambiente. Por ello, el OEFA no puede dejar de fiscalizar obligaciones ambientales que se encuentren bajo su ámbito de competencia, sin que exista requisito legal de validez alguno que exija confirmación por parte de OSINERGMIN respecto de



³² Folios 71 al 81 del Expediente.

³³ Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD

"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".



los actos administrativos emitidos por el OEFA.

38. Por lo tanto, el OEFA es la entidad competente para verificar el cumplimiento de las obligaciones ambientales asumidas por Petroperú a través de su PAMA, tales como verificar la realización de las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo del Oleoducto Norperuano en la zona del derrame de crudo ocurrido a la altura de la progresiva 569+713 del referido oleoducto.
39. Por otro lado, en sus descargos al IFI, Petroperú señaló que el OEFA ha interpretado erróneamente la Resolución N° 215-2003-EM/DGAA del 7 de mayo del 2003, referida a la modificación del PAMA, en relación al impacto N° 19 "Evaluación e Instalación de válvulas de Cruce de ríos". Ello toda vez que el derrame ocurrido en el kilómetro 569+713 no es cruce de río.
40. Al respecto, el Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA (en lo sucesivo, **TFA**) ha señalado que Petroperú asumió en su PAMA el compromiso de realizar de forma continua acciones de mantenimiento al ONP, con la finalidad de evitar la contaminación ambiental, para corregir el reducido mantenimiento en procesos e instalaciones del ONP, situación plasmada por el propio administrado en el Plan Maestro de Mantenimiento contenido en su PAMA³⁴.
41. Efectivamente, de la revisión del PAMA se observa que Petroperú asumió el compromiso de realizar el mantenimiento continuo e integral del ONP (inspecciones externas e internas), lo cual según el Plan Maestro de Mantenimiento contenido en dicho instrumento abarca a todas sus instalaciones y equipos. Ello toda vez que, al momento de elaboración del PAMA, ciertas limitaciones económicas originaron que una parte de sus instalaciones y procesos hayan devenido en obsolescencia y sean focos de emisión de contaminantes³⁵.
42. Sin perjuicio de ello, el TFA afirmó que para el caso específico de instalaciones en cruce de ríos, Petroperú se comprometió a realizar acciones adicionales al mantenimiento que recae sobre la totalidad del Oleoducto. Por ello, el Tribunal concluyó que existe certeza o nivel de precisión suficiente en la descripción del compromiso recogido en el PAMA, de forma que algunos compromisos son aplicables a todas las instalaciones del ONP, y otros solo a aquellas ubicadas en cruce de ríos³⁶.
43. En ese contexto, en el presente caso se determinará si los compromisos 1.2, 1.7 y 1.8 del PAMA son aplicables únicamente a válvulas ubicadas en cruces de ríos como señala el administrado, o si son aplicables a la totalidad del ONP.
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, se ha verificado en el contenido de dicha modificación



34

Resolución N° 065-2016-OEFA/TFA-SEE (considerando 91) del 22 de septiembre del 2016, correspondiente al Expediente N° 013-2013-OEFA/DFSAI/PAS seguido contra Petroperú, mediante la cual el TFA resuelve el recurso de apelación interpuesto por Petroperú contra la Resolución Directoral N° 619-2016-OEFA-DFSAI, confirmándola en todos sus extremos. De esa manera, se confirmó la responsabilidad administrativa de Petroperú por incumplimiento del Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en tanto incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo donde se ubica el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.

35

PAMA, Capítulo VI: Impactos y Excepciones, subcapítulo A, numeral 1: Plan Maestro de Mantenimiento, p. 35.

36

Resolución N° 065-2016-OEFA/TFA-SEE del 22 de septiembre del 2016 (considerandos 91 y 92).



que los compromisos 1.2, 1.7 y 1.8 (materia del presente caso) han sido expresamente recogidos por la Resolución Directoral que la aprueba³⁷. Sin perjuicio de ello, contienen obligaciones que recaen estrictamente sobre la totalidad del Oleoducto Norperuano, y no únicamente sobre válvulas ubicadas en cruce de ríos.

45. Respecto al compromiso 1.2 referido a las inspecciones de pérdida de espesor con raspabombos electromagnéticos, se debe indicar que estas tienen la capacidad de determinar y medir el espesor de la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía³⁸. En ese sentido, el referido compromiso corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.
46. Asimismo, respecto de las inspecciones geométricas contenidas en el compromiso 1.2, son procedimientos que tienen la finalidad de evaluar los defectos geométricos del ducto, tales como ovalamientos, arrugas o abolladuras (mediante sensores). Ello también es importante para poder determinar si el raspabombos inteligente puede viajar a lo largo del ducto sin problemas³⁹. En ese sentido, dicho compromiso contiene inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.
47. Respecto al compromiso 1.7 relacionado con inspecciones de limpieza mediante raspabombos con escobillas metálicas y de magneto, así como con escobillas de poliuretano de disco o copas, la Modificación al Impacto N° 19 establece que los raspabombos limpiadores permiten minimizar la acumulación de agua en las depresiones topográficas y permite remover bacterias de las paredes de las tuberías⁴⁰. Como se observa, se trata de técnicas utilizadas para prevenir la aparición de corrosión por acumulación de agua y bacterias en las tuberías del ONP⁴¹, por lo que el referido compromiso corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.

³⁷ Resolución Directoral 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo del 2003.

"(...) SE RESUELVE:

Artículo 1º.- APROBAR la Modificación del Impacto N° 19 del Programa de adecuación y Manejo Ambiental "Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos", presentado por la empresa Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A., la cual asume los siguientes compromisos ambientales y sociales a desarrollarse durante la etapa de operación del Oleoducto Nor Peruano y el Oleoducto Ramal Norte:

(...)

1.2. Inspecciones internas de la tubería con raspabombos electrónicos del ONP y ORN, las cuales consisten en:

- Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspabombos electromagnéticos.
- Inspección geométrica

1.7. Transmisión a través del oleoductos de raspabombos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o copas continuamente.

1.8. Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externas del oleoducto.

- Realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía, monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno y análisis permanente de la presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo."



³⁸ 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.

³⁹ 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.

⁴⁰ Modificación al Impacto N° 19. Pág. 225.

"(...) Operaciones Oleoducto tiene los siguientes programas que minimizan la corrosión interna:

Envío permanente de **raspabombos limpiadores** que minimizan el volumen de agua acumulada en las depresiones topográfica y permiten la remoción de las bacterias adheridas en las paredes de las tuberías mediante raspabombos con escobillas. (...)"

⁴¹ 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



48. Finalmente, respecto al compromiso 1.8 referido a inspecciones visuales sobre el derecho de vía, la Modificación al impacto N° 19 establece como frecuencia de patrullaje un mínimo de tres inspecciones por año. Cabe precisar que las inspecciones visuales son un método de inspección directa (en campo) para localizar y dimensionar los defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), y detectar invasiones (sustracción de postes, mangas, entre otros)⁴². Por lo expuesto, este compromiso corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.
49. Por lo tanto, dado que en el presente caso se imputó a Petroperú no haber realizado las acciones de mantenimiento a la altura de la progresiva 569+713 del Oleoducto Norperuano a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos, incumpliendo lo establecido en su PAMA (modificación del Impacto N° 19 del PAMA), y que dicho compromiso está referido estrictamente al oleoducto y no únicamente a válvulas ubicadas en cruce de ríos, se verifica que la conducta materia de análisis se encuentra subsumida en el hecho imputado a Petroperú.
50. Por lo expuesto, en el presente caso, esta Dirección concluye que los compromisos 1.2, 1.7 y 1.8 no abarcan únicamente a instalaciones ubicadas en cruces de ríos como argumentó el administrado, sino también a la totalidad del Oleoducto Norperuano, incluyendo a la progresiva a la altura del kilómetro 569+713 en que ocurrió el derrame. Por ello, corresponde desestimar lo señalado por el administrado.
51. Por otro lado, en sus descargos a la RSD, Petroperú señaló que cumplió lo establecido en su PAMA, en tanto realizó inspecciones externas en el tramo afectado por el derrame, tales como (i) medición de espesores, (ii) lectura de potencial del sistema de protección catódica, e (iii) inspección y mantenimiento ejecutado en el 2014, según el siguiente detalle⁴³:

"II. PRESUNTOS HECHOS DETECTADOS

Hecho imputado N° 1: (...)

1. (...) debido a que nuestros medios probatorios pueden corroborar: que sí existen inspecciones visuales, uso de raspatubos inteligentes, así como la limpieza del derecho de vía, así como del ducto; (...)

(...)

En el presente caso PETROPERU si cumplió a la fecha de ocurrido el derrame con su compromiso establecido en el PAMA, respecto a las Inspecciones externas realizando las siguientes acciones:

Inspecciones de integridad internas y externas del tramo afectado:

- 1. Registro de la última inspección del revestimiento correspondiente al tramo indicado. (...)*
- 2. Reporte de la última medición de espesores correspondiente al tramo afectado. (...)*
- 3. Reporte de la última lectura de potencial del sistema de protección catódica del tramo afectado. (...)*

en la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. México: Instituto Politécnico Nacional, 2008, pp. 66-68.

HERNANDEZ GALVAN, Beatriz. *Administración de la Integridad en sistemas de transporte de hidrocarburos*. Tesis para obtener el grado de Master en Geociencias y Administración de Recursos Naturales en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. México: Instituto Politécnico Nacional, 2010, p. 49.

Folios 24 al 26 del Expediente.





4. Registros de inspección y mantenimiento ejecutado el año 2014 al tramo afectado. (...)"

52. Al respecto, con la finalidad de realizar un análisis integral de la documentación presentada por el administrado en relación con la realización de inspecciones internas y externas en cumplimiento del PAMA, a continuación se procederá al análisis del contenido de los Anexos 1, 2, 3 y 4 de los descargos a la RSD, y los anexos de los descargos al IFI.

B.2.1) Inspecciones Internas

53. Como inspecciones internas, Petroperú presentó en sus descargos a la RSD las siguientes inspecciones de pérdidas de espesor con raspatabos: (i) el Reporte ILI MFL⁴⁴ ROSEN 2003 - Pérdida de Espesor (Anexo 2)⁴⁵ y (ii) el Reporte ILI LIN SCAN 2015 - Pérdida de Espesor (Anexo 3)⁴⁶.
54. El Reporte **ILI MFL ROSEN 2003 - Pérdida de Espesor (Anexo 2)** es una prueba de pérdida de espesor realizada en diciembre del 2003. En base a ella, en sus descargos al IFI, Petroperú afirmó que existieron dos anomalías (pérdidas de espesor): una del 15% en el tubo siguiente al del punto en que ocurrió el derrame y otra 10 tubos aguas abajo del 32%, las cuales no son severas y no ameritan una reparación inmediata de acuerdo al "Código ASME B31.4 Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Otros Líquidos" (en lo sucesivo, **Código ASME**)⁴⁷.
55. Al respecto, del análisis del contenido de los resultados se observa que **no aparece el porcentaje de pérdida de espesor en la tubería del el punto del derrame**. Dicha información hubiese proporcionado información a esta Dirección para evaluar si hasta el año 2003 se presentaban anomalías en el ducto ubicado en el punto de derrame. Asimismo, las pérdidas de espesor del 15% y del 32% no corresponden al punto de derrame. En consecuencia, la información deviene en incompleta y debe desestimarse.



⁴⁴ La prueba *Magnetic Flux Leakage (MFL)* o flujo magnético para fugas es realizada para detectar las anomalías más comunes y típicas en ductos.
Fuente: LIN SCAN Web - MFL Inspection. Disponible en: <http://www.linscaninspection.com/mfl-31-1.html>.
Folios 65 al 73 del Expediente.

⁴⁵ Folio 69 del Expediente.

⁴⁶ Folios 71 al 81 del Expediente.

⁴⁷ Dicho argumento también fue esgrimido en el escrito complementario presentado por Petroperú. Ver folios 299 y 301 del Expediente.



Reporte ILI MFL - pérdida de espesor del año 2003 (Anexo 2 de los descargos a la RSD)

Table with columns: este [X], norte [Y], altura [Z], evento comentario, junta no., long.de junta, esp., a sold. a arriba, pos. horaria, prof. max., ERF, long., ancho, pared int. Rows include data for 'Soldadura Circunferencial' and 'pérdida de metal-corrosión'.

56. Sin perjuicio de lo señalado, cabe enfatizar que, en tanto el compromiso asumido en el PAMA establece claramente la continuidad en la realización de mantenimientos, esta Dirección considera que el tiempo transcurrido desde la realización del referido estudio (2003) hasta el momento del derrame (2015), es decir, más de 10 años, no acredita la continuidad a la que se encuentra obligado Petroperú en sus mantenimientos al ONP según el PAMA.

57. Al respecto, en sus descargos al IFI Petroperú señala que, ha realizado la totalidad de las actividades preventivas establecidas en el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM48, entre las cuales se incluyen las inspecciones de las tuberías del ducto con raspatubos inteligentes, pese a que únicamente se encuentra obligado a realizar algunas de ellas según el propio tenor de la norma49. Agregó que la antigüedad del estudio debe ser descartada en tanto realizó actividades distintas al contenido de dicha prueba para controlar la corrosión.

58. Sobre el particular, cabe precisar que la realización de otras pruebas distintas a la prueba plasmada en el Reporte ILI MFL ROSEN 2003 no desvirtúa la antigüedad de la misma respecto de la fecha del derrame. Ello toda vez que únicamente una prueba (i) realizada antes del derrame, (ii) con resultados obtenidos antes del derrame, y (iii) que haya originado una evaluación y acciones por parte de Petroperú, hubiese cumplido la finalidad preventiva establecida en el PAMA respecto del derrame ocurrido el 2 de noviembre del 2015.



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

"Artículo 57°.- Protección contra la corrosión interior

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

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



49 Dicho argumento fue reiterado en su escrito complementario. Ver folio 298 del Expediente.



59. Asimismo, según el propio Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos alegado por el administrado, la frecuencia máxima para realizar inspecciones de las tuberías del ducto con raspatubos inteligentes es cinco (5) años. En tal sentido, Petroperú incumplió la propia norma que alega en su favor, en tanto no la inspección con raspatubos con esa frecuencia, sino que pasaron aproximadamente doce (12) años sin realizarla.
60. Por lo expuesto, en tanto la prueba ILI MFL - pérdida de espesor realizada en el 2003 tiene una antigüedad de aproximadamente 12 años respecto del momento del derrame, se concluye que no permitió al administrado detectar, de manera previa, el estado de corrosión en que se encontraba el ducto en el momento en que ocurrió el derrame.
61. En consecuencia, corresponde desestimar lo señalado por el administrado respecto a la prueba ILI MFL del año 2003.
62. Respecto al **Reporte ILI LIN SCAN 2015 - Pérdida de Espesor (Anexo 3)**, se trata de un informe preliminar elaborado por LIN SCAN el 6 de noviembre del 2015, el cual consiste en los primeros resultados comunicados por el proveedor de la prueba ILI al operador del ducto inspeccionado, a través de una lista de anomalías de atención prioritaria⁵⁰.
63. Al respecto, pese a que el referido informe no indica la fecha exacta de la realización de la prueba ILI, en su escrito complementario Petroperú señaló que la prueba se realizó en septiembre del 2015, sin sustentarlo con medios probatorios⁵¹.
64. Al respecto, la norma internacional "API Recommended Practice 1160", referida la gestión de integridad para las tuberías líquidas peligrosas, señala que el reporte preliminar puede emitirse como máximo treinta (30) días después de la realización de la prueba⁵². *Contrariu sensu*, se concluye que la prueba debe haber sido realizada como máximo treinta (30) días hábiles antes del reporte preliminar del 6

⁵⁰ Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. API RECOMMENDED PRACTICE 1160, second edition, september 2013. Chapter 8: Integrity Assessment and Remediation, Numeral 8.3.2 Strategy for Responding to Anomalies Identified by ILIs, p. 31.

"When a pipeline is inspected by an ILI tool, the final results of the inspection should be provided to the operator within a reasonable timeline. However, certain types of potential defects should be brought to the operator's attention through a preliminary report. The following could present an "immediate concern" and should be reported by the ILI vendor as soon as possible but within 30 days of completion of inspection."

Traducción: Cuando un oleoducto es inspeccionado por una herramienta ILI, los resultados finales deben proporcionarse al operador dentro de un plazo razonable. Sin embargo, ciertos tipos de defectos potenciales deben ser puestos en conocimiento del operador a través de un informe preliminar, en tanto podrían representar una "preocupación inmediata". Por ello, el proveedor de ILI debería informar lo antes posible, pero dentro de los 30 días posteriores a la finalización de la inspección.

Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. API RECOMMENDED PRACTICE 1160, second edition, september 2013. Chapter 3: Terms, Definitions, Acronyms, and Abbreviations, Numeral 3.1.38, p. 7. *"Preliminary in-line inspection report: a report, usually produced in a short amount of time, that provides the operator with a list of anomalies considered to be an immediate hazard to pipeline safety."*

Traducción: Informe preliminar ILI: un informe generalmente elaborado en un corto período de tiempo, el cual proporciona al operador una lista de anomalías consideradas como peligro inmediato para la seguridad de la tubería.

⁵¹ Argumento contenido en el escrito complementario. Ver folio 301 del Expediente.

⁵² *Ídem.*



de noviembre del 2015, por lo que esta Dirección considera fidedigna la fecha señalada por el administrado.

65. Asimismo, del análisis del contenido del reporte, se observa (i) una pérdida de espesor (profundidad % EP (DE)) del 73% en el punto de coordenadas UTM (WGS84) E: 736720.197; N: 9335955.518, dentro del tramo que el administrado asigna a la progresiva 569+713, (ii) ubicada en sentido de las 9:50 horas, según se muestra a continuación:

Reporte ILI LIN SCAN del año 2015 - Pérdida de Espesor (Anexo 3 de los descargos a la RSD)

36 pulg Estación 7 to Estación 9, 129.99 km																
Petróleo Crudo																
Distancia Abs., m.	Número de Junta	Distancia a a JT Rlo arriba/ abajo, m	Longitud de Junta, m	Tipo de Particularidad	Identificación	Clasificación de Dimensión	O'Clock	EP, mm	Long. Axial, mm	Anchura, mm	Profundidad % EP (DE)	Ubicación	Comentarios	Norte	Este	Altura
569659.458	45960	7.994	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	6:04	7.9	8	21	15	Interno	9335958.746	736721.620	633.9	
569659.767	45960	8.303	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	5:54	7.9	8	21	16	Interno	9335958.466	736721.496	633.9	
569660.063	45960	8.599	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Ranura circunferencial	5:06	7.9	13	34	26	Externo	9335958.197	736721.378	633.9	
569660.623	45960	9.159	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Ranura circunferencial	3:24	7.9	20	61	41	Externo	9335957.689	736721.154	633.9	
569660.697	45960	9.233	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	5:58	7.9	8	14	22	Externo	9335957.622	736721.124	633.9	
569660.791	45960	9.327	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Agujero, defecto directo	5:58	7.9	8	8	15	Interno	9335957.537	736721.087	633.9	
569660.802	45960	9.338	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Ranura circunferencial	1:10	7.9	11	34	16	Externo	9335957.527	736721.082	633.9	
569661.343	45960	9.879	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Ranura circunferencial	0:30	7.9	11	34	15	Externo	9335957.036	736720.866	633.9	
569661.470	45960	10.006	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	6:02	7.9	8	21	15	Interno	9335956.921	736720.815	633.9	
569661.504	45960	10.040	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	6:00	7.9	8	21	15	Interno	9335956.890	736720.801	633.9	
569661.567	45960	10.103	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	6:00	7.9	8	21	13	Interno	9335956.813	736720.776	633.9	
569661.642	45960	10.178	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	6:00	7.9	8	21	15	Interno	9335956.765	736720.745	633.9	
569661.752	45960	10.289	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	6:02	7.9	8	21	13	Interno	9335956.665	736720.702	633.9	
569661.829	45960	10.365	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	0:56	7.9	9	41	12	Externo	9335956.595	736720.671	633.9	
569661.953	45960	10.489	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	6:02	7.9	8	14	15	Interno	9335956.492	736720.622	633.9	
569662.067	45960	10.603	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	6:00	7.9	8	14	15	Interno	9335956.379	736720.576	633.9	
569662.136	45960	10.672	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	6:00	7.9	8	21	12	Interno	9335956.316	736720.549	633.9	
569662.751	45960	11.287	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	6:06	7.9	8	41	12	Interno	9335955.758	736720.303	633.9	
569662.815	45960	11.351	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Rasguño circunferencial	5:58	7.9	8	14	16	Interno	9335955.700	736720.277	633.9	
569662.891	45960	11.417	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Ranura circunferencial	10:40	7.9	25	68	41	Externo	9335955.640	736720.251	633.9	
569662.967	45960	11.503	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Ranura circunferencial	10:58	7.9	20	68	38	Externo	9335955.567	736720.216	633.9	
569663.016	45960	11.552	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Ranura circunferencial	9:50	7.9	29	88	73	Externo	9335955.518	736720.197	633.9	
569663.207	45960	11.743	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Ranura circunferencial	4:56	7.9	22	116	14	Externo	9335955.345	736720.120	633.9	
569663.571	45960	12.107	12.3	Pérdida de metal	Corrosión	Ranura circunferencial	10:00	7.9	14	34	22	Externo	9335955.014	736719.975	634.0	
569663.756	45970		11.7	Junta soldadura	Tubería de soldadura longitudinal	Final	0:58	7.9					9335954.846	736719.801	634.0	

66. Al respecto, en su escrito complementario Petroperú afirmó que el punto en que el administrado detectó la pérdida de espesor del 73% (coordenadas UTM WGS84: E 736720.197; N 9335955.518) corresponde al punto de derrame ocurrido el 2 de noviembre del 2015 (coordenadas UTM WGS84 E: 736724; N: 9335959)⁵³.

67. Esta Dirección considera que efectivamente la pérdida de espesor detectada corresponde al punto de derrame, en tanto la distancia entre ambos puntos es de dos (2) metros, distancia que es reflejo del margen de error del equipo de medición GPS⁵⁴ durante mediciones en campo (por condiciones climáticas, etc.)⁵⁵.

53 Argumento contenido en el escrito complementario. Ver folio 301 del Expediente.

54 Es preciso indicar que el error típico de un dispositivo de Global Positioning System o sistema de posicionamiento global (GPS) convencional es de 15 metros, por lo que –en el presente caso– se trata de la misma área.

Fuente: Huerta, E, Mangiaterra, A y Noguera, G. GPS: Posicionamiento satelital, 1era edición, Rosario: Universidad Nacional de Rosario, 2005, p. III-14. Disponible en: http://www.fcea.unr.edu.ar/gps/GGSR/libro_gps.pdf. [Última revisión: 11 de setiembre del 2017]

55 El Sistema de Posicionamiento Global (GPS) es un sistema de localización geográfica de puntos sobre la superficie de la tierra, basado en posiciones de satélites, con una exactitud que varía entre unos pocos metros hasta varios metros, dependiendo de la calidad del receptor de GPS y la técnica que se utilice para hacer la medición. La exactitud del sistema de posicionamiento depende de varias fuentes de error; tales como: especificaciones incorrectas de fechas, horas, datums, zonas, etc., número de satélites disponibles, geometría de los satélites, obstrucciones como árboles, edificios, etc., tipo de receptor (capacidad de canales), reloj de los satélites, errores en los calendarios de los satélites, errores por retraso en la atmósfera, disponibilidad selectiva, errores en la recepción por el GPS, entre otros factores.





Asimismo, coincide la ubicación horaria del punto de corrosión detectado (9:50 horas) con la del punto del derrame (9:00 horas)⁵⁶.

68. Lo anterior implica que, si bien Petroperú detectó una pérdida de espesor por corrosión que ocasionó el derrame, solamente tomó conocimiento de ello con el reporte preliminar del 6 de noviembre de 2015, es decir, posteriormente al derrame ocurrido el 2 de noviembre del 2015⁵⁷. Por ello, la prueba no permitió a Petroperú detectar la pérdida de espesor previamente al derrame, por lo que no puede considerarse como una medida para prevenirlo, más aun cuando el propio administrado señaló en el Reporte Final de Emergencia⁵⁸ que la causa del derrame fue precisamente la corrosión.
69. En ese contexto, tomando en cuenta que el hidrocarburo transportado arrastra agentes corrosivos como agua, sulfuro de hidrógeno, entre otros, que contribuyen en la corrosión de la tubería, solo la realización constante de las inspecciones internas y externas establecidas como compromiso en el PAMA permitirían identificar presencia de corrosión **con la suficiente anticipación para tomar acciones previamente a un eventual derrame**. En tal sentido, la inspección interna del 2015 no fue suficiente para prevenir anticipadamente el derrame del 2 de noviembre del 2015, en tanto Petroperú conoció sus resultados luego del derrame, sin permitirle detectar anticipadamente corrosión ni tomar acciones en el punto de derrame previamente a su ocurrencia.
70. Finalmente, en sus descargos al IFI, Petroperú señaló que cumple con el compromiso establecido en su PAMA de pasar raspatabos de limpieza en la operación de bombeo del ONP (discos o de copas) cada 2 meses, como medida preventiva para controlar el avance de la corrosión interna del ONP. Al respecto, el administrado no presentó medios probatorios para sustentar dicha afirmación, por lo que corresponde desestimarla.
71. Por lo expuesto, tomando como referencia las inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos realizadas por el administrado en el 2003 y el 2015, se observa que el compromiso de realizarlas de forma continua establecido en el PAMA no fue cumplido durante aproximadamente doce años.
72. Sin perjuicio de lo señalado, pese a haber detectado tardíamente la pérdida de espesor del 73%, el administrado afirmó en su informe oral que, de acuerdo al *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*, únicamente se debía reparar o cambiar la tubería cuando la pérdida llega al 80% del espesor de la pared. En el mismo sentido, en sus descargos al IFI señaló que, en base al Código ASME B31.4, la tubería no ameritaba reparación inmediata antes de llegar a ese 80%⁵⁹.



Fuente: Ministerio de Desarrollo Sostenible y Planificación Universidad Mayor de San Simón. Cartografía y Uso de la Tecnología GPS, pp. 26 y 35. Santa Cruz: 1999. Disponible en: <https://rportal.net/library/...or.../cartografia-y-uso-de-la-tecnologia-gps.../file>. [Última revisión: 16 de setiembre del 2017].

⁵⁶ Páginas 10 y 13 del Informe N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 10 del Expediente (CD ROM).

⁵⁷ Según afirmó el propio administrado en su escrito complementario. Ver folio 301 del Expediente.

⁵⁸ Páginas 338 a 340 del Informe N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 10 del Expediente (CD ROM).

⁵⁹ Dicho argumento también fue esgrimido en el escrito complementario presentado por Petroperú, agregando que se detectó un Factor Estimado de Reparación (ERF) de 0.662, situación que no amerita reparación inmediata según el Código ASME. Ver folio 303 del Expediente.





73. Sobre el particular, cabe precisar que, tanto en el *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines* como en el Código ASME B31.4, (i) el límite de 80% es meramente referencial⁶⁰, y (ii) sus recomendaciones no consideran las condiciones ambientales en que se ubica la tubería (agua y fertilizantes que aceleran la corrosión). En ese contexto, habiendo conocido desde la aprobación del PAMA que el área donde ocurrió el derrame es área crítica y que está circundada de cultivos de arroz, el administrado debió realizar con mayor frecuencia inspecciones internas.
74. Finalmente, cabe enfatizar que el administrado no ha presentado medios probatorios que acrediten, en cumplimiento del PAMA, la ejecución de: (i) inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses, ni (ii) inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua⁶¹.

B.2.2) Inspecciones externas

75. Cabe señalar que las inspecciones externas constituyen una de las acciones del mantenimiento preventivo y predictivo efectuadas a la tubería de forma periódica y continua, que se realizan de manera complementaria a las inspecciones internas⁶². De acuerdo al PAMA, estas inspecciones externas abarcan la ejecución de: (i) monitoreo periódico de protección catódica, (ii) monitoreo periódico de resistencia eléctrica del terreno; así como (iii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía.
76. Al respecto, en sus descargos al IFI, Petroperú señaló haber realizado inspecciones visuales sobre el derecho de vía, en cumplimiento de su PAMA. Para sustentar lo indicado, presentó **dos (2) Informes de la Verificación Física del Derecho de Vía del año 2013**, según el siguiente detalle:

⁶⁰ El referido documento está dirigido solamente a proveer guía en la evaluación de la pérdida de metal en tuberías sometidas a presión y en sistemas de tuberías.
Fuente: The American Society of Mechanical Engineers, *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*. Disponible en: <https://www.asme.org/products/codes-standards/b31g-2012-manual-determining-remaining-strength>
[Última revisión: 9 de agosto del 2017].

Por su parte, el Código ASME B31.4 establece que, si bien la seguridad es la consideración básica para el diseño y construcción de un ducto, las especificaciones finales deberán considerar factores adicionales para cada caso concreto, por lo que el Comité que elaboró la norma estableció procedimientos de solicitudes de interpretación y revisión de los requisitos del Código.

Fuente: Código ASME B31.4 *Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Otros Líquidos*, p. 13 y 14.
Disponible en: <https://documents.tips/documents/asme-b314-espanolpdf.html>
[Última revisión: 9 de agosto del 2017].

⁶¹ Petroperú incluso reafirmó su compromiso de realizar limpieza con raspatubos en el sistema de transporte de hidrocarburos del Oleoducto Norperuano, compromiso que afirma haber venido cumpliendo desde el inicio de operaciones. Sin embargo, no presentó medios probatorios que sustenten dicha afirmación. Ver folio 303 y 305 del Expediente.

⁶² NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial el 7 de abril de 2010. Página 40. "(...).5. Identificación de peligros potenciales (...)".



**Cuadro N° 2: Informes de Verificación Física del Derecho de Vía
presentados por el administrado (descargos al IFI)**

Informes de Verificación Física del Derecho de Vía					Derrame del 2.nov.2015 en la progresiva 569+713		Distancia entre puntos (m)
N°	Fecha	Progresiva	Coordenadas UTM WGS84		Coordenadas UTM WGS84		
			N	E	N	E	
1	1.nov.2013	565+738	9339563	737636	9335959	736724	3975
2	1.nov.2013	578+936	9331963	730225			9223

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

77. En el Informe de Verificación Física del Derecho de Vía correspondiente a la progresiva 565+738, se observa que el punto en que se realizó dicha inspección difiere en 3975 metros del punto de derrame. Asimismo, en el informe correspondiente a la progresiva 578+936, se observa una diferencia de 9223 metros respecto del punto de derrame. Por lo expuesto, el administrado no acreditó haber ejecutado inspección al derecho de vía en el punto de derrame, sino en áreas distintas, por lo que corresponde desestimar los referidos informes.
78. Por otro lado, en sus descargos a la RSD, para acreditar monitoreos de integridad externa, Petroperú presentó: (i) el Reporte CIPS-DCVG del sector adyacente al kilómetro 569+713 (Anexo 1)⁶³ y (ii) la Lectura de Potencial del Tramo Estación 6 - Estación 8, elaborado por SERVICORROSION E.I.R.L (Anexo 4)⁶⁴.
79. Respecto del **Reporte CIPS-DCVG del sector adyacente al kilómetro 569+713 (Anexo 1)**, se trata de los resultados de una prueba realizada el 12 de marzo del 2015 en la progresiva 569+713.66, a través de la metodología denominada "evaluación de potenciales"⁶⁵, la cual tiene la finalidad de verificar la integridad externa del ducto y verificar el estado de la protección catódica. De la revisión de dichos resultados, se observan valores normales en relación al estado de protección catódica del ducto.
80. Cabe precisar que, pese a presentar valores normales, en el presente caso la referida inspección externa no es concluyente para acreditar medidas preventivas del derrame materia de análisis, toda vez que la pérdida de espesor del 73% fue un proceso interno solo detectable –aunque tardíamente– por la inspección interna del 2015.
81. No obstante, y a mayor abundamiento, cabe mencionar que en su informe oral Petroperú afirmó (i) que todos los sistemas de protección catódica son diseñados para proteger una determinada área de estructura, pero si esta área aumenta debido al desprendimiento del revestimiento el sistema no cumplirá su objetivo de protección⁶⁶. Asimismo, afirmó (ii) que la primera barrera contra la corrosión es el



⁶³ Folios 35 al 67 del Expediente.

⁶⁴ Folios 83 al 85 del Expediente.

⁶⁵ Metodología empleada para el control de corrosión externa en tuberías subterráneas, la cual consiste en la inspección del revestimiento y de la efectividad de la protección catódica para evaluar el equilibrio entre ambos sistemas. Las inspecciones se realizan empleando una combinación de las técnicas "Close Interval Potential Survey" (CIPS) y "Direct Current Voltage Gradient" (DCVG).

Fuente: PROTAN S.A. Auditoría de Sistemas de Protección Catódica y Estado de Conservación de Revestimientos Anticorrosivos en Gasoductos y Oleoductos (Inspecciones CIPS - DCVG). Argentina, 2007, p. 4. Disponible en: <http://www.protansa.com/sevicios/PROTAN-SA-InspeccionesCIPS-DCVG.pdf>. [Última revisión: 25 de septiembre del 2017].

⁶⁶ Informe oral del 26 de julio (minuto 12:18), obrante en el folio 127 del Expediente (CD ROM).



revestimiento y no la protección catódica⁶⁷, siendo esta última solo un complemento⁶⁸, y (iii) que el revestimiento no estaba diseñado para soportar las condiciones ambientales del área.

82. Al respecto, en sus descargos al IFI Petroperú reconoció haber aceptado en su informe oral que el revestimiento no era adecuado para el tipo de terreno del área en el que ocurrió, el cual posee excesivo nivel de humedad. No obstante, señaló que el PAMA no consignó de forma específica áreas agrícolas (progresivas y ubicación exactas) las áreas agrícolas, sino que se trata de una descripción genérica.
83. Cabe precisar que, del análisis de lo establecido en el PAMA la Subdirección de Instrucción concluyó en el Informe Final de Instrucción que el área del derrame se ubica cercana a áreas agrícolas, sin afirmar una plena coincidencia que incluya coordenadas y el número de progresiva. Sin embargo, considerando que el administrado conocía la cercanía de cultivos agrícolas al área del derrame desde la elaboración de su PAMA, y que el revestimiento no fue diseñado para zonas con alto contenido de humedad⁶⁹, se concluye que el administrado contaba con elementos suficientes para tomar medidas de prevención anticipadas a la ocurrencia de derrame.
-
84. Por ello, se aprecia la negligencia de Petroperú, en tanto que, conociendo la importancia del revestimiento como primera barrera contra la corrosión, y que éste no estaba diseñado para las condiciones del área en que se ubica la progresiva 569+713, no tomó medidas adicionales para prevenir su desprendimiento y un posible derrame.
85. Respecto a la **Lectura de Potencial del Tramo Estación 6 - Estación 8 (Anexo 4)**, de su revisión no se evidencian registros de inspección y mantenimiento realizados a la progresiva 569+713 en el año 2014, como indicó el administrado en sus descargos a la RSD.

C) Conclusión

86. En consecuencia, respecto a las inspecciones internas, el administrado no acreditó la realización de inspecciones de pérdida de espesor con raspatubos según el criterio de finalidad preventiva de derrames y continuidad establecida en el PAMA. Ello toda vez que: (i) la inspección del 2003 no muestra resultados respecto del punto de derrame, (ii) la inspección del 2015 generó informe preliminar posteriormente al derrame, sin permitir a Petroperú detectar la corrosión que ocasionó el derrame, (iii) las referidas inspecciones fueron las únicas dos (2) realizadas en aproximadamente 12 años (entre 2003 y 2015), y (iv) ello incumplió –de forma referencial– la frecuencia de cinco (5) años establecida en el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, norma alegada por el propio administrado.
87. Asimismo, tampoco cumplió con el compromiso de realizar inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2)



- ⁶⁷ Informe oral del 26 de julio (minuto 15:37), obrante en el folio 127 del Expediente (CD ROM).
- ⁶⁸ Informe oral del 26 de julio (minuto 16:04), obrante en el folio 127 del Expediente (CD ROM).
- ⁶⁹ Informe oral del 26 de julio (minuto 14:42), obrante en el folio 127 del Expediente (CD ROM).



meses, ni el compromiso de realizar inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua.

88. Asimismo, respecto a las inspecciones externas, acreditó el monitoreo de integridad externa del ducto; no obstante, no acreditó la ejecución de inspecciones visuales sobre el derecho de vía en el punto del derrame, incumpliendo de esa forma el compromiso de realizarlas establecido en su PAMA.
89. Por lo tanto, de acuerdo a lo actuado en el Expediente, queda acreditado que Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA referido a realizar las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo del Oleoducto Norperuano, al haberse producido un derrame de crudo a la altura de la progresiva 569+713 del referido oleoducto.
90. Dicha conducta infringe el Artículo 8° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 039-2014-EM, en concordancia con lo dispuesto en el Artículo 24° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente (en lo sucesivo, **LGA**), el Artículo 29° de Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, y en el Artículo 15° de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (en lo sucesivo, **Ley del SINEFA**); y se encuentra tipificada en el Numeral 2.2. de la Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el Desarrollo de Actividades en Zonas Prohibidas aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.
91. Por lo tanto, se declara la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de la conducta infractora materia del presente PAS.

IV. CORRECCIÓN DE LA CONDUCTA INFRACTORA Y/O PROPUESTA DE MEDIDAS CORRECTIVAS

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

92. 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 correctivas⁷⁰.
93. 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 Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento



⁷⁰

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.

(...)"





Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS (en adelante, (en adelante, **TUO de la LPAG**)⁷¹.

94. El literal d) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley del Sinefa⁷², 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 Sinefa⁷³, 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.
95. 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.

⁷¹ 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. (...).



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".



⁷² 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.

⁷³ Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

"Artículo 22°.- Medidas correctivas"

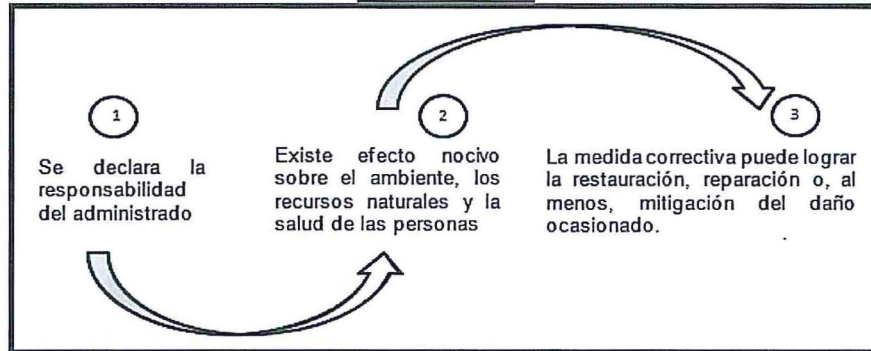
(...)

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)

**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

96. 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 nocivos⁷⁴. 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.
97. 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 imposible⁷⁵ 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.
98. 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

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.

75

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".





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:

- (i) Cuál es el posible efecto nocivo o nivel de riesgo que la obligación infringida podría crear; y,
- (ii) 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

99. De otro lado, en el caso de medidas correctivas consistentes en la obligación de compensar⁷⁶, estas solo serán emitidas cuando el bien ambiental objeto de 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 de si corresponde dictar una medida correctiva

100. A continuación se analizará si se encuentran presentes los elementos necesarios para dictar medidas correctivas. En caso contrario, no se dictará medida alguna.

101. En el presente caso, el único hecho imputado está referido a que Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA referido a realizar las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo del Oleoducto Norperuano, al haberse producido un derrame de crudo a la altura de la progresiva 569+713 del referido oleoducto.

102. Al respecto, del 18 al 21 de abril del 2017, la Dirección de Supervisión realizó una acción de supervisión especial destinada –entre otros extremos– a verificar la finalización de los trabajos de limpieza y/o remediación del área afectada por el derrame de hidrocarburos ocurrido a la altura del kilómetro 569+713 del Oleoducto Norperuano. Los resultados de dicha supervisión fueron recogidos y analizados en el Informe de Supervisión Directa N° 415-2017-OEFA/DS-HID emitido el 7 de agosto del 2017⁷⁷, y hacen referencia al Informe de Supervisión N° 2036-2016-OEFA/DS-HID que fue sustento del presente PAS.

103. En el referido Informe, la Dirección de Supervisión señaló que (i) se verificó que los trabajos de remediación fueron concluidos al 100%, en tanto no se observó restos de hidrocarburos o sustancias relacionadas en la zona afectada, y (ii) que los equipos y facilidades instaladas fueron retirados⁷⁸. Ello según los siguientes puntos de muestreo y resultados:



⁷⁶ Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

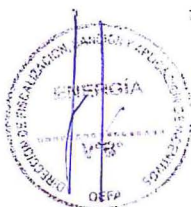
"Artículo 22°.- Medidas correctivas

(...)

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.



⁷⁷ Folios 246 al 271 del Expediente.

⁷⁸ Folio 262 (reverso) del Expediente.

**Cuadro N° 3: Puntos de muestreo de suelo**

N°	Puntos de muestreo	Descripción ⁽¹⁾	Coordenadas UTM WGS84 ZONA (17M)	
			Este	Norte
Km 569+713 Tramo II del Oleoducto Norperuano (Derrame ocurrido el 02/11/2015)²¹				
1	148,6,Km 569+713-1 ⁽¹⁾ (171,6,ESP-1) ^(*)	Punto ubicado en la parcela de arroz, a 1 m del punto de derrame del oleoducto. Profundidad: 0,30 m.	736725	9335957
2	148,6,Km 569+713-2 ⁽¹⁾	Punto ubicado en la parcela de arroz, en el área donde se instaló la Poza N° 1, producto del derrame del oleoducto. Profundidad: 0,30 m.	736733	9335960
3	148,6,Km 569+713-3 ⁽¹⁾	Punto ubicado en la parcela de arroz, a aproximadamente 40 m al sur del punto de derrame del oleoducto Profundidad: 0,30 m.	736715	9335941

(1) Puntos y descripciones determinadas por el OEFA durante las acciones de la presente supervisión, realizada en las zonas afectadas por el derrame.

Nota: La codificación de la muestra se realizó siguiendo los instructivos del OEFA; donde se especifica que el número 148, corresponde al código de la unidad. El número 6 corresponde a la matriz de suelo y el código EST-XX corresponde al punto muestreado durante la supervisión.

²¹Punto de muestreo correspondiente al Informe de Supervisión Directa N° 2036-2016-OEFA/DS-HID.

Cuadro N° 4: Resultados de Laboratorio

Puntos de muestreo		148,6,Km 569+713-1	148,6,Km 569+713-2	148,6,Km 569+713-3	[ECA] ⁽¹⁾
Parámetro	Unidad				
Hidrocarburos Totales F1 (C5 – C10)	mg/Kg PS	<0,3	<0,3	<0,3	200
Hidrocarburos Totales F2 (C10 – C28)	mg/Kg PS	<5,00	55,7	<5,00	1200
Hidrocarburos Totales F3 (C28 – C40)	mg/Kg PS	<5,00	32,1	<5,00	3000
Arsénico Total	mg/Kg PS	13	11	13	50
Bario Total	mg/Kg PS	84,8	67,6	106	750
Cadmio Total	mg/Kg PS	0,1494	0,1119	0,1825	1,4
Mercurio Total	mg/Kg PS	<0,03	<0,03	<0,03	6,6
Plomo Total	mg/Kg PS	13,8	14,2	14,8	70
Cromo Hexavalente	mg/Kg PS	<0,1	<0,1	<0,1	0,4

Fuente: Informes de Ensayo N° SAA-17/00696

Fecha de muestreo: 18/04/2017

D.S. N° 002-2013-MINAM. Estándares Nacionales de Calidad Ambiental del Suelo – Suelo Agrícola.



104. Cabe precisar que, el suelo agrícola es definido por los ECA para Suelo como aquél dedicado a la producción de cultivos, forrajes y pastos cultivados, o con aptitud para el crecimiento de cultivos⁷⁹. En tal sentido, en tanto que a la fecha del derrame se realizaban cultivos de arroz⁸⁰, lo cual incluso fue alegado por el administrado como posible causa del derrame, los resultados de las muestras tomadas por la Dirección de Supervisión fueron comparadas con el ECA para Suelo - uso agrícola.

Estándares de Calidad Ambiental para Suelo establecidos en el Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM.

"ANEXO II: DEFINICIONES

(...) Suelo agrícola: Suelo dedicado a la producción de cultivos, forrajes y pastos cultivados. Es también aquel suelo con aptitud para el crecimiento de cultivos y el desarrollo de la ganadería. Esto incluye tierras clasificadas como agrícolas, que mantienen un hábitat para especies permanentes y transitorias, además de flora y fauna nativa, como es el caso de las áreas naturales protegidas."

80

Página 11 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).



105. En consecuencia, ha quedado acreditado que Petroperú realizó la limpieza y rehabilitación del área afectada con hidrocarburos como consecuencia del derrame ocurrido a la altura de la progresiva 569+713 del Oleoducto Norperuano.
106. Por lo tanto, en virtud del Artículo 28° del Reglamento de Medidas Administrativas del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 007-2015-OEFA/CD, en concordancia con el Inciso 22.1 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA y en aplicación de la Única Disposición Complementaria Transitoria del TUO del RPAS, no corresponde la imposición de medida correctiva en este extremo.

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 mediante 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 OEFA, 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 infracción administrativa indicada en la Resolución Subdirectoral; por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Declarar que en el presente caso no resulta pertinente el dictado de medidas correctivas a Petróleos del Perú - Petroperú S.A. por el hecho imputado en la Resolución Subdirectoral; por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3°.- Informar al administrado que en caso el extremo que declara la existencia de responsabilidad administrativa adquiera firmeza, ello será tomado en cuenta para determinar la reincidencia del administrado y la correspondiente inscripción en el Registro de Infractores Ambientales (RINA), así como su inscripción en el Registro de Actos Administrativos (RAA).

Artículo 4°.- 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