



EXPEDIENTE N° : 2436-2017-OEFA/DFSAI/PAS
ADMINISTRADO : PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.¹
UNIDAD FISCALIZABLE : KILOMETRO 569+825 DEL TRAMO II DEL OLEODUCTO NORPERUANO
UBICACIÓN : DISTRITO DE COLASAY, PROVINCIA DE JAEN, DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA
MATERIAS : MEDIDAS DE PREVENCIÓN
REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN
RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
MEDIDAS CORRECTIVAS
REGISTRO DE ACTOS ADMINISTRATIVOS
ARCHIVO

Lima, 29 AGO. 2018

HT N° 2017-E01-026848

VISTOS: El Informe Final de Instrucción N° 338-2018-OEFA/DFAI/SFEM del 28 de mayo del 2018, los escritos de descargos del 23 de enero y 3 de julio del 2018 presentados por Petróleos del Perú – Petroperú S.A.; y,

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

1. El 23 de mayo del 2017 se produjo un derrame de petróleo crudo en el kilómetro 569+825 del Tramo II del Oleoducto Norperuano (en lo sucesivo, **ONP**), en el distrito de Colasay, provincia de Jaén, departamento de Cajamarca, de acuerdo al Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales² presentado vía correo electrónico el 24 de mayo del 2017³ por Petróleos del Perú – Petroperú S.A. (en lo sucesivo, **Petroperú**).
2. En atención a ello, el 26 de mayo del 2017, la Dirección de Supervisión realizó una supervisión especial (en lo sucesivo, **Supervisión Especial 2017**) al kilómetro 569+825 del Tramo II del ONP operado por Petroperú. Los hechos detectados se encuentran en el Acta de Supervisión S/N del 26 de mayo del 2017⁴ (en lo sucesivo, **el Acta de Supervisión**).
3. A través del Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID del 28 de agosto del 2017 y sus anexos⁵ (en lo sucesivo, **Informe de Supervisión**), la Dirección de Supervisión analizó los hechos detectados durante la Supervisión Especial 2017, concluyendo que el administrado incurrió en supuestas infracciones a la normativa ambiental.

¹ Número de Registro Único de Contribuyente: 20100128218.

² Página 27 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del expediente.
Cabe indicar que el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales fue presentado en físico el 25 de mayo del 2017. Ver Páginas del 18 a la 20 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del expediente.

El administrado remitió el 24 de mayo del 2017 al correo reportesemergencias@oefa.gob.pe del OEFA, el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales del incidente ambiental ocurrido en el Km. 569 + 825 del tramo II del ONP.

Páginas de la 9 a la 21 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.

Folio 8 del Expediente.





4. Mediante la Resolución Subdirectoral N° 2114-2017-OEFA-DFSAI/SDI⁶ de fecha 19 de diciembre del 2017, notificada al administrado el 21 de diciembre de dicho año⁷ (en lo sucesivo, **Resolución Subdirectoral**), la Subdirección de Instrucción e Investigación de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, ahora Subdirección de Fiscalización en Energía y Minas, (en lo sucesivo, **SFEM**)⁸ inició el presente procedimiento administrativo sancionador (en lo sucesivo, **PAS**) contra Petroperú, imputándole a título de cargo las presuntas infracciones contenidas en la Tabla N° 1 de la referida Resolución Subdirectoral.
5. El 23 de enero del 2018, Petroperú presentó su escrito de descargos⁹ a la Resolución Subdirectoral (en lo sucesivo, **escrito de descargos 1**).
6. El 28 de mayo del 2018, la SFEM emitió el Informe Final de Instrucción N° 338-2018-OEFA/DFAI/SFEM (en lo sucesivo, **Informe Final de Instrucción**), que fue notificado a Petroperú mediante la Carta N° 1800-2018-OEFA/DFAI.
7. El 3 de julio del 2018, Petroperú presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción (en lo sucesivo, **escrito de descargos 2**).

II. NORMAS PROCEDIMENTALES APLICABLES AL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO SANCIONADOR: PROCEDIMIENTO EXCEPCIONAL

8. El presente PAS se encuentra en el ámbito de aplicación del artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimiento y permisos para la promoción y dinamización de inversión en el país, por lo que corresponde aplicar al mismo las disposiciones contenidas en la citada Ley, en las "Normas Reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230", aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD (en lo sucesivo, **Normas Reglamentarias**) y en el Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado por Resolución Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD (en lo sucesivo, **RPAS del OEFA**).
9. En ese sentido, se verifica que las infracciones imputadas en el presente PAS son distintas a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del artículo 19° de la Ley N° 30230, pues no se aprecia que la supuesta infracción que genere daño real a la salud o vida de las personas se trate del desarrollo de actividades sin certificación ambiental o en zonas prohibidas, o que configuren el supuesto de la reincidencia. En tal sentido, en concordancia con el artículo 2° de las Normas Reglamentarias¹⁰, de acreditarse la existencia de infracción administrativa, corresponderá emitir:

⁶ Folios 9 al 11 del expediente.

⁷ Cédula de notificación N° 2391-2017. Folio 12 del expediente.

⁸ Cabe precisar que con Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM, se aprobó el nuevo Reglamento de Organización y Funciones del OEFA, por ende, dónde dice Subdirección de Instrucción e Investigación, entiéndase que se trata de la Subdirección de Fiscalización en Energía y Minas, mientras que donde dice Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, entiéndase que se trata de la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.

Folio 13 del Expediente.

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.

10. Cabe resaltar que, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 19° de la Ley N° 30230, la primera resolución suspenderá el PAS, el cual sólo concluirá si la autoridad verifica el cumplimiento de la medida correctiva, de lo contrario se reanuda quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva.

III. ANALISIS DEL PAS

III.1. Cuestión Previa

III.1.1. Validez del Acta de Supervisión

11. Petroperú señaló que la Dirección de Supervisión omitió el cumplimiento de los artículos¹¹ 9° y 10° del Reglamento de Supervisión, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 005-2017-OEFA/CD (en lo sucesivo, **Reglamento de Supervisión**), pues no llenó adecuadamente el Acta de Supervisión, toda vez que el ítem 10 (Obligaciones Fiscalizables) se encontraba en blanco. En atención a ello, el administrado considera que el presente PAS fue inválidamente iniciado, pues el Informe de Supervisión se sustenta en un Acta de Supervisión inválida, al no haber señalado las obligaciones fiscalizables.
12. Sobre el particular, el artículo 5° del Reglamento de Supervisión define al Acta de Supervisión como el “documento en el que se deja constancia de los hechos verificados en la acción de supervisión presencial, así como las incidencias ocurridas”. Dentro de los hechos verificados, consta en el Acta de Supervisión de la Supervisión Especial 2017, el ítem 9 (Áreas y Componentes Supervisados), donde el supervisor dejó constancia de los hechos ocurridos en el punto de fuga de petróleo crudo.

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. (...). ”

Reglamento de Supervisión del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 005-2017-OEFA/CD, modificado por Resolución de Consejo Directivo N° 018-2017-OEFA/CD

“Artículo 9°.- De la acción de supervisión presencial

(...)

9.2. El supervisor debe elaborar el Acta de Supervisión, en el cual se describirá los hechos verificados en la acción de supervisión presencial, así como las incidencias ocurridas durante la acción de supervisión.

(...)

Artículo 10°.- Contenido del Acta de Supervisión

10.1 El Acta de Supervisión debe consignar, como mínimo, la siguiente información, conforme al Anexo 2, que forma parte integrante del presente Reglamento:

(...)

L. Obligaciones fiscalizables objeto de supervisión (...). ”





13. Ahora bien, de la revisión del Informe de Supervisión, se advierte que el anexo 8 del mismo contiene la Ficha de Obligaciones¹² verificadas en la supervisión, la cual según el literal i) del Artículo 5 del Reglamento de Supervisión es el “*documento que contiene las obligaciones fiscalizables*”. De ese modo, como parte de la etapa de planificación, la Dirección de Supervisión elaboró la Ficha de Obligaciones en referencia, siendo este el documento que contiene a detalle las obligaciones fiscalizables, conforme indica el Reglamento de Supervisión.
14. En ese sentido, la afirmación del administrado respecto del incumplimiento de la etapa preparatoria de la supervisión es errada, pues las obligaciones fiscalizables constan en la Ficha de Obligaciones. Asimismo, en el Acta de Supervisión se dejó constancia del componente supervisado que amerita el hecho imputado N° 1, por lo que corresponde descartar la invalidez del Informe de Supervisión y Acta de Supervisión, pues la identificación de las obligaciones fiscalizables fue efectuada y precisada en la Ficha de Obligaciones, la cual forma parte del Informe de Supervisión.
15. Sin perjuicio de lo señalado, es de tener en cuenta que el administrado ha reconocido la ocurrencia de los hechos constatados mediante el Acta de Supervisión, que concuerdan con los otros medios probatorios autónomos presentados por Petroperú, tales como los Reportes Preliminar y Final de Emergencias Ambientales, los documentos contenidos en la Carta JCGS-172-2017¹³, que se detallan a continuación; así como los registros fotográficos obtenidos por la Dirección de Supervisión, que dan cuenta respecto de derrame de petróleo crudo del 23 de mayo del 2017.
16. El tal sentido, incluso en el supuesto negado que se considere inválida el Acta de Supervisión, ello no invalida a su vez, los medios de prueba adicionales que constituyen el sustento del presente PAS, los cuales tienen categoría de medios de prueba autónomos. En consecuencia, se desestima el descargo del administrado en este sentido, considerando que el hecho imputado N° 1, no sólo encuentra sustento en el Acta de Supervisión; sino además ha sido acreditado con los medios probatorios precitados, los que – además – sustentan el inicio del presente PAS.

III.1.2. Documentos presentados por Petroperú a la Dirección de Supervisión

17. En su escrito de descargos 2, Petroperú solicitó considerar los medios probatorios presentados a la Dirección de Supervisión. Al respecto, se verifica que el administrado adjuntó los siguientes documentos:

Tabla N° 1: Documentos presentados por Petroperú

N°	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución	Relación con los hechos ocurridos en el km 569+825
1	Carta JCGS-172-2017 - Hoja de trámite 2017-E01-046296. Registro y resultados de la última inspección de	Resultados de la inspección de corrosión y pérdida de espesor realizados en el tramo Estación 7 – 9 realizados por la empresa LIN SCAN.	Del 03 al 09 de setiembre de 2015	Si guarda relación, en tanto presentó Inspecciones internas, donde se detecta pérdidas de espesor de la tubería que varían entre 10% al 16 % adyacente a la progresiva 569+825.

Página 155 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del expediente.

Hoja de trámite 2017-E01-046296.





	corrosión y pérdida de espesor realizados al ONP (Tramo Estación 7 – 9) realizados por la empresa LIN SCAN.			
2	Carta JCGS-172-2017 - Hoja de trámite 2017-E01-046296. Manual de procedimiento de instalación de refuerzos de unión recta	Establece la metodología y los controles para realizar la anotación de refuerzos de unión recta tipo "B".	Continuo	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizó el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP.
3	Carta JCGS-172-2017 - Hoja de trámite 2017-E01-046296. Informe técnico "Falla en la progresiva 569+825 Tramo II"	El informe identifica las causas del evento registrado en la progresiva 569+825 del tramo II ocurrida el día 23 de mayo de 2017.	05 de junio de 2017	Si guarda relación, en tanto que este informe brinda información respecto de las causas que originaron la ocurrencia en la progresiva del Km 569+825 del ONP.
4	Carta JCGS-172-2017 - Hoja de trámite 2017-E01-046296. Copia de la Carta SSAD-222-2016 de fecha 30 de noviembre de 2016, adjunta el Plan Maestro de Mantenimiento de Estaciones del Oleoducto Norperuano y Programa de Mantenimiento del Derecho de Vía y Tuberías del Oleoducto Norperuano y Oleoducto Ramal Norte del año 2017	Las siguientes actividades: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Inspección y verificación física derecho de vía del tramo I del ONP y ORN. ✓ Servicio de patrullaje del ONP y ORN ✓ Levantamiento topo batimétrico cruces de río. ✓ Monitoreo topográfico zonas inestables. ✓ Inspección interna de tubería inercial del tramo II del ONP (EST 5 – EST 9). ✓ Inspección interna de tubería por pérdida de espesor en el tramo ORN (Estación Andoas -Estación Morona – E5). ✓ Re inspección interna de tubería por pérdida de espesor en el tramo II (Est 9 – terminal Bayóvar). 	Programado de enero a diciembre de 2017	El servicio de patrullaje del ONP y ORN se programó de enero a febrero del 2017, sin embargo, no hubiera detectado la falla en el ONP. Re inspección interna de tubería por pérdida de espesor en el tramo II (Est 9 – terminal Bayóvar), según el programa presentado correspondía el proceso de contratación hasta el mes de mayo Las demás actividades no se relacionan de manera directa con los hechos ocurridos en la progresiva km. 569+825.
5	Carta JCGS-172-2017 - Hoja de trámite 2017-E01-046296. Manejo de los residuos sólidos retirados del área del km 569+825 y su disposición final. Inventario de los residuos sólidos peligrosos que se van acopiando	Esta referido al acondicionamiento, recolección, transporte u disposición de los residuos sólidos peligrosos generados en la ocurrencia del km 569+825.	Mayo – Junio del 2017	Si guarda relación, en tanto que estos datos brindan información respecto del acondicionamiento, recolección, transporte y disposición de los residuos sólidos peligrosos generados en la progresiva del Km 569+825 del ONP.
6	Carta JCGS-172-2017 - Hoja de trámite 2017-E01-046296. Manejo y disposición final del agua contenida en la poza 8(residuos peligrosos)	Referida a la disposición de agua emulsionada con hidrocarburos.	Mayo – Junio del 2017	Si guarda relación en tanto que estos datos brinda información respecto de la disposición de agua emulsionada con hidrocarburos en la progresiva del Km 569+825 del ONP.
7	Carta JCGS-172-2017 - Hoja de trámite 2017-E01-046296. Fotografías de la zona de contingencia ambiental km 569+825 ONP Tramo I	Corresponde a cuatro (4) fotografías de la poza de confinamiento y el punto de falla.	13 de junio de 2017	Si guarda relación en tanto que las fotografías muestran el estado de la poza y punto de falla en la progresiva del Km 569+825 del ONP.
8	Carta JCGS-172-2017 - Hoja de trámite 2017-E01-046296. Plano PL-01-ONP	Plano del ONP	-	Si guarda relación en tanto que ubica el ONP y la zona de falla de la ocurrencia en la progresiva del Km 569+825 del ONP.





9	Carta JCGS-172-2017 - Hoja de trámite 2017- E01-046296. Copia del acuerdo conciliatorio extrajudicial entre el propietario de la parcela de cultivos (donde ocurrió la fuga de petróleo crudo) y Petroperú.	Acuerdos conciliatorio extrajudicial entre el propietario de la parcela de cultivos (donde ocurrió la fuga de petróleo crudo) y Petroperú.	27 de mayo de 2017	Si guarda relación en tanto que este documento está relacionado con la afectación producto de derrame de petróleo crudo en el Km 569+825 del ONP.
10	Carta JCGS-172-2017 - Hoja de trámite 2017- E01-046296. Sustento del volumen de petróleo crudo derramado y recuperado	La información señala que se derramo un aproximado de 03 barriles	-	Si guarda relación en tanto que esta información brinda la cantidad de crudo derramado en el Km 569+825 del ONP.
11	Carta JCGS-151-2017 Hoja de trámite 2017- E01-041209	Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales	24 y 25 de mayo del 2017	Si guarda relación en tanto que dicho reporte comunica la emergencia ambiental en la progresiva del Km 569+825 del ONP.
12	Carta JCGS-164-2017 Hoja de trámite 2017- E01-043762	Reporte Final de Emergencias Ambientales	6 de junio del 2017	Si guarda relación en tanto que dicho reporte comunica datos finales sobre la emergencia ambiental en la progresiva del Km 569+825 del ONP.

Fuente: Dirección de Supervisión

Elaboración: Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del OEFA.

18. Como se puede apreciar, el administrado presentó documentos que guardan relación con el derrame de petróleo crudo en el km 569+825 del Tramo II del ONP, tales como los indicados en los numerales 1, 3, 5, 7, 8, 9, 10, 11 y 12. Cabe precisar que, de la revisión del Informe de Supervisión y sus anexos, se verifica que las conclusiones de la Dirección de Supervisión han considerado dichos medios probatorios, en base de los cuales se ha determinado la responsabilidad del administrado¹⁴.

19. Sin perjuicio de ello, la documentación presentada en la tabla precedente, será considerada en la resolución del presente PAS, en cuanto corresponda.

III.1. Hecho imputado N° 1: Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no ejecutó las medidas preventivas a fin de evitar los impactos negativos al ambiente derivados del derrame de petróleo crudo ocurrido en el kilómetro 569+825 del tramo II del Oleoducto Norperuano.

a) Análisis del hecho imputado N° 1

20. De acuerdo con el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales¹⁵, el administrado reconoce que el 23 mayo del 2017 se produjo un derrame de petróleo crudo en el kilómetro 569+825 del Tramo II del ONP. Asimismo, en el Reporte Final

¹⁴ Cabe precisar que la evaluación de los documentos presentados por el administrado ha sido consignada en la Ficha de obligaciones verificadas en la supervisión.

Página 155 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.

¹⁵ Página 26 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.





de Emergencias Ambientales¹⁶, presentado por Petroperú el 6 de junio del 2017, el administrado señaló lo siguiente¹⁷:

- La causa del derrame fue debido a la corrosión externa tipo *Pinhole*, de aproximadamente 0.8 mm de diámetro.
- El origen de dicha corrosión, podría deberse a un deterioro puntual del recubrimiento y a un ataque químico derivado de los productos del proceso de siembra de arroz.
- La inspección MFL – Magnetic Flux Leak, por pérdida de espesor de la tubería en el tramo Estación 7 (Km. 518) – Estación 9 (Km. 649), fue realizada en el año 2015 por la empresa LIN SCAN.
- Las anomalías por pérdida de espesor tipo *Pinhole* no pueden ser caracterizadas (profundidad, largo y ancho) durante la fase de interpretación de registros.

21. En tal sentido, durante la Supervisión Especial 2017¹⁸ y de acuerdo con el Informe de Supervisión¹⁹, la Dirección de Supervisión detectó una tubería expuesta de 36" de diámetro ubicada en el Km. 569 + 825 del Tramo II del ONP, sobre la cual se observó una plancha metálica²⁰ (camisa).
22. En la posición 13:00 horas, se observó un *Pinhole*²¹ (agujero) de aproximadamente 0.8 mm de diámetro a través del cual se produjo el derrame de petróleo crudo del 23 de mayo del 2017. Asimismo, la Dirección de Supervisión²², señaló que el afloramiento de petróleo crudo en el Km. 569 + 825 del Tramo II del ONP impactó una parcela de cultivo de arroz de 500 m² (aproximadamente 20 m. x 25 m.)²³.
23. Los hechos detectados se sustentan en los registros fotográficos²⁴ N° 1 y 2 del Informe de Supervisión, donde se aprecian las parcelas de cultivo de arroz por donde pasa la tubería a la altura del Km. 569 + 825 del Tramo II del ONP, donde

¹⁶ Hoja de Trámite 2017-E01-043762.

¹⁷ Página 51 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.

¹⁸ Página 9 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.

¹⁹ Página 37 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.

²⁰ De acuerdo con el Informe de Supervisión, la plancha metálica es de 36" de diámetro x 0.50 cm. de espesor.

²¹ Pinhole o agujero, es un defecto en un revestimiento caracterizado por orificios del tamaño de una cabeza de alfiler que exponen el sustrato subyacente.
Consultado en: <https://www.concretenetwork.com/glossary/>
Última consulta: 27/08/2018.

Pérdida de metal de muy corta longitud

Tixy Geovany "Análisis de Integridad Física del Poliducto Libertad-Manta de Petrocomercial Mediante el Envío de la Herramienta Chanco Inteligente", Quito Mayo 2013

Consultado en: http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5212/1/52451_1.pdf

Última consulta: 27/08/2018.

²² Página 37 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.

²³ Cabe precisar que el Reporte Informe Preliminar de Emergencias Ambientales describió el evento como la presencia de crudo a la altura de la progresiva Km. 569 + 825 del Tramo II del ONP, donde la tubería atraviesa un campo de cultivo de arroz, inundado con agua de regadío.

Página 27 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.

Página 37 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.





ocurrió el derrame de petróleo crudo del 23 de mayo del 2017, producto del *Pinhole* en la tubería, conforme se aprecia a continuación:

Registro Fotográfico N° 1: Zona del incidente ambiental



Fotografía N° 1. Vista de las parcelas de cultivo de arroz en donde se ubica la tubería de 36" de diámetro, punto donde ocurrió la fuga de petróleo crudo, a la altura del Km 569+825 del Tramo II del ONP.

Fotografía N° 2. Vista de la tubería, altura del Km 569+825 del Tramo II del ONP, lugar donde ocurrió la fuga de petróleo crudo. Coordenadas WGS 84: 9335806 N / 736650 E.

Fuente: Dirección de Supervisión

24. Con la finalidad de verificar el grado de los impactos negativos en el componente suelo, la Dirección de Supervisión realizó la toma de muestras en los siguientes puntos:

Tabla N° 2: Puntos de Monitoreo de Suelos²⁵

Matriz	Puntos de muestreo	Coordenadas UTM (Datum WGS 84)			Descripción
		Este	Norte	Zona	
Suelo	148,6,km569-1/1	736650	9335806	18L	Ubicado debajo de la tubería del ONP, en una excavación de 1,50 metros de profundidad.
	148,6,km569-2/1	736650	9335811	18L	Ubicado entre la tubería del ONP y la poza de confinamiento de hidrocarburos más agua de filtración, en el 1er acopio de suelo impregnado con hidrocarburos.

Fuente: Informe de Supervisión

Elaboración: Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del OEFA.

25. Los resultados de las acciones de monitoreo antes descritas se sustentan en el Informe de Ensayo N° SAA-17/01090²⁶⁻²⁷, realizado por el Laboratorio AGQ PERÚ S.A.C., donde se detectó excesos de los Estándares de Calidad Ambiental para Suelo de uso Agrícola, aprobados por Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM (en lo sucesivo, **ECA - Suelo Agrícola**, en los parámetros F₂ (C₁₀-C₂₈) y F₃ (C₂₈-C₄₀), en el punto de monitoreo con código 148,6,km569-2/1, de acuerdo con el siguiente detalle:

Tabla N° 3: Resultado de Laboratorio de Suelos

Puntos de muestreo		148,6,km569-1/1		148,6,km569-2/1		ECA (°)
Parámetro	Unidad	Valor	% Exceso	Valor	% Exceso	
Fracción 1 (C ₅ -C ₁₀)	mg/kg PS	46	-	127	-	200
Fracción 2 (C ₁₀ -C ₂₈)	mg/kg PS	930	-	9549	695.75 %	1200
Fracción 3 (C ₂₈ -C ₄₀)	mg/kg PS	2072	-	19456	548.53 %	3000

Fuente: Informe de ensayo N° SAA-17/01090 del Laboratorio AGQ Perú S.A.C.

(°) D.S. N° 002-2013-MINAM Estándares de calidad ambiental de suelo (ECA Suelo Agrícola).

²⁵ Ver Informe de Resultados de muestreo ambiental. Página 169 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.

²⁶ Escrito con registro N° 2017-E01-046754. Ver página 187 y siguientes del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.

Cabe señalar que los parámetros materia de la presente imputación se encuentran contenidos en el alcance de acreditación según lo señalado en los Informes de Ensayo.





26. Cabe acotar que los valores resultantes de los muestreos realizados deben ser comparados con los ECA Suelo Agrícola²⁸, toda vez que en el Km. 569 + 825 del Tramo II del ONP, donde ocurrió el derrame de petróleo crudo, se encontraron cultivos de arroz.
27. Asimismo, en el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Oleoducto Norperuano - PAMA de Petroperú, se indicó (i) que en los recorridos en las Estaciones 7 y 8 del ONP se observaron áreas agrícolas, incluyendo cultivos de arroz²⁹. Asimismo, se señaló que (ii) las áreas de cruce, curso de ríos y quebradas (incluyendo la cuenca del río Chamaya, donde se ubica la progresiva 569+825) son áreas críticas, ya que una ruptura del oleoducto ocasionaría contaminación de aguas, vegetación natural y cultivos agrícolas³⁰.
28. En consecuencia, la Dirección de Supervisión acreditó el impacto ambiental en el componente suelo en inmediaciones de la progresiva Km. 569 + 825 del Tramo II del ONP, que no fue evitado en su momento; evidenciándose que Petroperú no adoptó las medidas de prevención respectivas con la finalidad de evitar los impactos negativos en el suelo.
29. El 16 de junio del 2017, mediante la Carta JCGS-172-2017³¹, Petroperú presentó la información solicitada por la Dirección de Supervisión³² en el Acta de Supervisión (en lo sucesivo, **Respuesta al Requerimiento de Información**).

²⁸ Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM - Aprueban Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo

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.

²⁹ **PAMA, Capítulo IV: Caracterización del Ambiente (p. 35)**

(...)

C. ASPECTOS SOCIALES, ECONÓMICOS Y CULTURALES

2. Economía

(...)

b) Sector Occidente

(...)

(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.

(...)

³⁰ **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 occidental 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 Marañón son un ejemplo de ello.

(...)"

Hoja de trámite 2017-E01-046296.

Página 15 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.





30. Al respecto, La Dirección de Supervisión precisó que, de la revisión de la Respuesta al Requerimiento de Información³³ remitida por Petroperú, se aprecia que el 3 de setiembre del 2015, inició el paso de instrumento inteligente denominado "Raspatubo calibrador de espesor MFL" en la Estación 7 a la Estación 9 de la tubería, evidenciándose ya, una pérdida de espesor que varía entre 10% a 16% en los puntos adyacentes a la falla. Asimismo, según Petroperú, la anomalía tipo *Pinhole* no puede ser detectada por las herramientas actuales MFL de Alta Resolución, no existiendo en el mercado la tecnología que pueda detectar dicha anomalía en ductos de 36".
31. Sin embargo, la Dirección de Supervisión consideró que, en las emergencias ambientales del 2 de noviembre del 2015³⁴ y 6 de noviembre del 2015³⁵, en las progresivas Km. 569+713 y 516+408 del Tramo II del ONP, respectivamente; se evidencia la ocurrencia de hechos similares, constituyéndose la Supervisión Especial 2017 el tercer caso en el cual el administrado emplea los mismos argumentos y justificaciones; sin adoptar las medidas de prevención para evitar este tipo de incidentes ambientales, ello teniendo en cuenta que es el propio administrado quién señala el origen de la corrosión externa en los ductos que opera.
32. En atención a los medios probatorios y a que el ONP ha presentado la falla de tipo *Pinhole* de forma reiterativa, la Dirección de Supervisión concluyó que el administrado no adoptó medidas de prevención a fin de evitar la ocurrencia del derrame de petróleo crudo del 23 de mayo del 2017, debido a una falla (corrosión externa) en la tubería (*Pinhole*), que no fue detectada oportunamente por Petroperú dentro de las actividades de mantenimiento.

Medidas de prevención

33. 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**), que incluye todas las instalaciones del ONP operado por Petroperú. De su revisión, se advierte el siguiente compromiso.

"VIII. Plan de Manejo Ambiental B. Mantenimiento

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

³³ Página 63 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del expediente.

³⁴ Informe de Supervisión N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, correspondiente a la progresiva Km. 569+713 del Tramo II del ONP. Derrame de crudo ocurrido el 2 de noviembre de 2015, debido a 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 teclé (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 corrosión tipo pit**. Se afectó un área de aproximadamente 1259 m², de cultivo de arroz, producto del derrame 2268 barriles.

Expediente N° 164-2017-OEFA/DFSAI/PAS. Mediante Resolución Directoral N° 1452-2017-OEFA/DFSAI del 28 de noviembre del 2017, se declaró la responsabilidad administrativa de Petroperú.

Informe de Supervisión N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, correspondiente a la progresiva Km. 516+408 del Tramo II del ONP. Derrame de crudo ocurrido el 6 de noviembre de 2015, debido al deterioro de la tubería de 36" de diámetro **por corrosión externa (tipo pit)**, en una posición horaria 06:00 horas, como consecuencia de la emergencia ambiental, se afectó un área de 625 m², destinados al cultivo de arroz bajo riego, producto del derrame de 16 barriles.

Expediente N° 166-2017-OEFA/DFSAI/PAS. Mediante Resolución Directoral N° 0012-2017-OEFA/DFAI del 27 de diciembre del 2017, se declaró la responsabilidad administrativa de Petroperú.





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

(El énfasis ha sido agregado).

34. Como se puede apreciar, el administrado se comprometió a realizar los planes de mantenimiento preventivo/predictivo, con la finalidad de eliminar o reducir al mínimo la contaminación ambiental en el marco de sus operaciones.
35. Cabe precisar que, mediante la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo del 2003, la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos 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**), a través del cual, Petroperú asumió como compromiso ambiental el mantenimiento integral de la tubería del ONP, a fin de evitar impactos negativos al ambiente (materialización del riesgo). Específicamente, el administrado se comprometió a lo siguiente:

"(...)

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 electromagnéticos.*
- *Inspección geométrica.*

1.7. *Transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.*

1.8. *Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del 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.*

(...)"

36. En virtud al compromiso señalado, Petroperú se encontraba en la obligación de i) realizar oportuna y continuamente mantenimientos preventivos/predictivos de sus equipos; ii) efectuar inspecciones internas de las tuberías mediante el empleo de raspatubos electrónicos; iii) realizar la transmisión a través del Oleoducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente; iv) inspeccionar la integridad externa del ONP; v) ejecutar planes de mantenimiento continuo; iv) así como efectuar mantenimiento preventivo/predictivo, entre otras medidas que permitan evitar la corrosión y pérdida de espesor del ducto; y, por ende, tiendan a prevenir impactos negativos al ambiente.³⁶
37. En consecuencia, entre las medidas de prevención que Petroperú podía ejecutar con la finalidad de prevenir la ocurrencia de impactos negativos en el ambiente, se encuentran el realizar el mantenimiento preventivo/predictivo en el ONP, a través de inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos, tales como inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; inspecciones para verificar la integridad externa del ONP, mediante el monitoreo de



Asimismo, de acuerdo con el PAMA, el mantenimiento interno (Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos) de la tubería del ONP 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).



los potenciales de protección catódica y resistencia eléctrica del suelo; realizar la transmisión de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente; así como cualquier otra medida preventiva que tenga como finalidad evitar la corrosión y pérdida de espesor del oleoducto.

38. En atención a lo señalado, corresponde verificar, si el administrado adoptó las medidas de prevención previstas en su instrumento de gestión ambiental y/u otras que cumplan con la finalidad de preservar la calidad ambiental.

b) Análisis de los descargos

b.1. Vulneración al principio de verdad material y presunción de veracidad

39. Petroperú argumentó la vulneración a los principios de verdad material y presunción de veracidad, debido a que – según el administrado – el Informe Final de Instrucción³⁷ en sus numerales³⁸ 18 y 19, 32 y 35 no determina de manera motivada las conductas probadas constitutivas de infracción; basándose en interpretaciones arbitrarias y menos favorables, por las siguientes razones:

- Las actuaciones probatorias deben estar dirigidas a la identificación y comprobación de los hechos reales producidos y a constatar la realidad, independientemente de cómo hayan sido alegados y probados, razón por la cual la Autoridad debe verificar los hechos que motivan sus decisiones, a través de una adecuada valoración de los medios probatorios presentados.
- Ante duda sobre la responsabilidad del administrado, se debe interpretar los hechos, de manera que menos lo perjudique y no llegar a una conclusión arbitraria en su contra, omitiendo realizar un análisis de comprobación de los hechos imputados.
- No es suficiente que la Administración se limite a un mero estudio de las actuaciones o interpretaciones arbitrarias, encontrándose en la obligación de buscar los medios probatorios y aproximarse a la verdad de los hechos, y no justificarse bajo una valoración estricta sobre la presentación o no de documentos.

40. Sobre el particular, el principio de causalidad³⁹ establecido en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS (en lo sucesivo, **TUO de la LPAG**), establece que la responsabilidad administrativa recae en quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción. En ese sentido, debe presumirse que el administrado ha actuado apegado a sus deberes mientras no se

³⁷ El administrado señaló que, de acuerdo con los numerales 4 y 5 del Artículo 253° del TUO de la LPAG y el Artículo 8° del RPAS, su emisión debe considerar una recolección de pruebas, a partir de las cuales se determine de manera motivada las conductas probadas constitutivas de infracción. Resaltó que la finalidad del Informe Final de Instrucción reside en valorar los medios probatorios, emitiendo una recomendación motivada, a través de un adecuado análisis de las pruebas presentadas que deben ser interpretadas objetivamente.

³⁸ El administrado cuestionó que la SFEM no considere determinado medio probatorio, debido a que, en su presentación, que constituye un listado, no conste explícitamente prueba sobre el hecho controvertido y no se ha considerado que resulta imposible defenderse de la omisión en la detección de un Pinhole.

³⁹ Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS

"Artículo 246°. - Principios de la potestad sancionadora administrativa

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

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





cuenta con evidencia en contrario, debiéndose verificar plenamente los hechos materia de imputación, a través de actividades probatorias necesarias, de acuerdo con el principio de verdad material.

41. Al ser la responsabilidad administrativa en materia ambiental objetiva⁴⁰, le corresponde a la Autoridad acreditar el acaecimiento de los hechos típicos que corresponden a las presuntas infracciones que han sido imputadas en su contra; y, de corresponder, atribuir responsabilidad administrativa; ello considerando que el Artículo 18° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en lo sucesivo, **Ley del SINEFA**)⁴¹, establece que una vez verificada la conducta infractora, el administrado solo podrá eximirse de responsabilidad si logra acreditar de manera fehaciente la ruptura del nexo causal por caso fortuito, fuerza mayor y/o hecho determinante de tercero.
42. En este punto debe precisarse que el establecimiento y aprobación de medidas de prevención a través de instrumentos de gestión para las operaciones de hidrocarburos, constituye una condición necesaria pero no suficiente para dar cumplimiento a la obligación en cuestión, pues ello no acredita *per se* su ejecución y su total cumplimiento; debiendo ser el administrado quien acredite si adoptó las referidas medidas, toda vez que es este último quien se encuentra en mejor posición que el OEFA para acreditar que cumplió con la obligación a su cargo y adoptó las medidas de prevención correspondientes, todo ello conforme a los principios de facilidad y disponibilidad probatorios⁴².
43. Sobre este aspecto, se ha pronunciado expresamente el Tribunal Constitucional, al hacer referencia a la denominada carga de la prueba dinámica⁴³, según la cual la

⁴⁰ Ley N° 28611, Ley General de Ambiente.

"Artículo 144°.- De la responsabilidad objetiva"

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

⁴¹ Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental

"Artículo 18°.- Responsabilidad objetiva"

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

⁴² LÓPEZ MENUDO, Francisco (Dir.). El Derecho Administrativo en la Jurisprudencia. Primera edición. Lex Nova. Valladolid, 2010. P. 661-664.

⁴³ Ver sentencia del 26 de enero de 2007 (Exp. N° 1776-2004-AA/TC):

"(...) La utilización de la prueba dinámica

Se ha señalado *prima facie* que la carga de probar corresponde a quien afirma hechos que configuran su pretensión, o a quien los contradice alegando nuevos hechos, según lo presenta el artículo 196° del Código Procesal Civil. Frente a ello, la carga probatoria dinámica significa un apartamiento de los cánones regulares de la distribución de la carga de la prueba cuando ésta arroja consecuencias manifiestamente disvaliosas para el propósito del proceso o procedimiento, por lo que es necesario plantear nuevas reglas de reparto de la imposición probatoria, **haciendo recaer el *onus probandi* sobre la parte que está en mejores condiciones profesionales, técnicas o fácticas para producir la prueba respectiva.** (...) La doctrina de las cargas probatorias dinámicas interviene para responder a una concepción de un derecho dúctil y una concepción más dinámica del devenir del proceso, tal como amerita el supuesto planteado. Así, **no correspondería al demandante la carga de la prueba del hecho (de índole negativo) sino que el demandado tendría la carga de probar el hecho positivo.** Cabe recordar que la prueba dinámica no es ajena a nuestro ordenamiento. Por ejemplo, se han utilizado en los siguientes supuestos: violación de derechos humanos (párrafo 70 de la sentencia del caso Paniagua Morales y otros, párrafo 65 de la sentencia del caso Durand y Ugarte y párrafo 63 de la sentencia del Caso Castillo Petruzzi, todas ellas de la Corte Interamericana de Derechos Humanos), cumplimiento de condiciones de los trabajadores (artículo 27° de la Ley Procesal del Trabajo, Ley N.º 26636) e impugnación de pago de tasa en tributación municipal (sentencias recaídas en el Expediente N° 0041- 2004-AI/TC y en el Expediente 0053-2004-AI/TC). Asimismo, en el ámbito de protección del usuario, y basándose en la asimetría de información, se ha permitido la variación de la carga de la prueba, buscándose proteger al consumidor de la imposibilidad de probar que fue engañado o que recibió información insuficiente (punto 2 la Resolución N° 102-97-TDC-INDECOPI)."

(Sin resaltado en original)





carga de probanza de ciertos hechos recae sobre la parte que está en mejores condiciones profesionales, técnicas o fácticas para producirla. En el presente caso, resulta evidente que, dado el conocimiento especializado de la industria y la actividad productiva en particular por parte del administrado, es Petroperú quien se encuentra, no solo en mejor capacidad de determinar la medida de prevención del riesgo de acaecimiento de impactos ambientales negativos, sino también, una vez adoptada esta, la de acreditar ante la Autoridad su ejecución y cumplimiento.

44. En tal sentido, con la finalidad de verificar los argumentos señalados por el administrado, corresponde analizar si Petroperú acreditó durante el presente PAS la efectiva adopción de medidas de prevención en el km 569+825 del Tramo II del ONP, para lo cual, se verificará si el Informe Final de Instrucción ha cumplido con sustentar sus recomendaciones, respecto de los medios probatorios presentados por Petroperú.

b.2. Análisis de las medidas de prevención

45. Petroperú afirmó que cumplió con ejecutar medidas de prevención en el km 569+825 del Tramo II del ONP, a través de las siguientes actividades:

(i) **Informe de LIN SCAN correspondiente a la Estación 7 a Estación 9 del Oleoducto Norperuano y Reparación de once (11) anomalías críticas**

46. En su escrito de descargos 1, Petroperú señaló que el 6 de noviembre del 2015, la compañía LIN SCAN, emitió el "*Reporte para Inspección con MFL, en línea del Oleoducto 36 pulg. Estación 7 - Estación 9 (129.99 km)*" (en lo sucesivo, **Reporte de Inspección MFL**); instrumento que fue lanzado el 14 de julio de 2015 en la Estación 7 y recepcionado el 21 de julio de 2015 en la Estación 9, presentando un desgaste no significativo en el disco/copa del equipo.
47. Asimismo, precisó que el Reporte de Inspección MFL adyacente al Km. 569+825 del Tramo II del ONP, muestra los registros de la última corrida, donde se especifican once (11) anomalías críticas con particularidades que ameritan inspección y reparación.
48. En el Informe Final de Instrucción se revisó el Reporte de Inspección MFL⁴⁴ adyacente al Km 569+825, concluyéndose que Petroperú no ha indicado cuáles fueron los resultados obtenidos a través del referido reporte, específicamente respecto del tramo donde ocurrió el derrame, pues únicamente presentó el listado de peligro de particularidades de los once (11) puntos más críticos, desconociéndose cuál era el espesor o estado del Km. 569+825, medio probatorio que resulta insuficiente, debido a que el listado de las anomalías no implicaba que los tramos bajo análisis se encontrasen en óptimas condiciones.⁴⁵
49. Al respecto, Petroperú concluyó que la tecnología que empleó tiene la finalidad de detectar anomalías que requieran de una actividad de prevención o mantenimiento por su parte, sin hacer ninguna distinción o establecer grados de prioridad en cuanto a la atención, por lo que resulta desfavorable la valoración establecida en el Informe

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>.

(Última revisión: 27/08/2018)

Este párrafo hace alusión a los numerales 18 y 19 del Informe Final de Instrucción cuestionados por el administrado.





Final de Instrucción; pues, bajo dicha lógica, el listado presentado tampoco implica que el tramo bajo análisis se encuentre en pésimas condiciones.

- 50. Sobre el particular, en línea con lo señalado en el Informe Final de Instrucción, se considera que el Reporte de Inspección MFL acredita la instalación de camisas en el tramo Km. 569, específicamente en las progresivas 569+713 y 569+884. Sin embargo, no advierte detalles adicionales del estado o da a conocer el espesor del oleoducto correspondiente al Km 569+825, punto donde ocurrió la falla.
- 51. En tal sentido, se considera que una valoración diferente de dicho medio probatorio por parte de la SFEM no vulnera la presunción de veracidad a favor del administrado. Así, en tanto esta Dirección cuenta con evidencias que acreditan la ocurrencia del hecho imputado, que consiste en la falta de adopción de medidas de prevención, corresponde al administrado desvirtuar ello, acreditando la adopción de medidas de prevención. Esto no ha ocurrido en el presente caso, toda vez que Petroperú no ha presentado documentos concluyentes que demuestren la adopción de medidas de prevención en el Km 569+825 del Tramo II del ONP.
- 52. Por lo expuesto, esta Dirección ratifica los argumentos y análisis realizados por la SFEM y, en consecuencia, se concluye que lo alegado por el administrado en sus escritos de descargos no desvirtúa el presente hecho imputado.

Reparación de once (11) anomalías críticas

- 53. Ahora bien, dada la identificación de las once (11) anomalías mencionadas precedentemente, Petroperú manifestó en su escrito de descargos 1, haber ejecutado la reparación de cada una de ellas. Para ello, precisó que antes del incidente ambiental en el Km 569+825, se habían realizado las reparaciones en el tramo de la Estación 8 a Estación 9, especialmente en la progresiva Km 569.
- 54. Sobre el particular, en el Informe Técnico de Inspección de Encamisetado del Oleoducto Norperuano 36" Ø (en lo sucesivo, **Informe de Encamisetado**) realizado por la empresa ATAC S.A.C., se señala - en relación a la progresiva Km 569- que como medida preventiva de reforzamiento debido a la presencia de pérdida parcial o total de material base, se instalaron treinta y un (31) camisas sobre este tramo durante el periodo de noviembre a diciembre del 2015. Asimismo, en dicho informe se precisa que se verificó mediante ultrasonido los valores metálicos remanentes de las secciones de tuberías anexas intermedias donde se han colocado las camisas y en los extremos de la sección inspeccionada, siendo el valor mínimo registrado de 7.25 milímetros.
- 55. Como se puede apreciar, a consecuencia de las once (11) anomalías críticas reportadas en el ILI MFL, Petroperú solo se avocó al análisis puntual del desgaste interno o presencia de discontinuidad en los límites donde se realizó el proceso de soldadura de las camisas metálicas, conforme lo siguiente:

Resumen de sitios de verificación

Lista de Peligro de particularidades 36 pulg Estación 7 to Estación 9, 129.99 km Ducto de Petróleo Crudo							
	Distancia Abs (m)	Numero de Sección	Distancia a JT Rio ar/ab (m)	Longitud de sección	Tipo de particularidad	Identificación de particularidad	(...)
1	543059.158	22990	11.504	12.42	Pérdida de metal	Corrosión	





2	545454.814	25040	0.667	12.07	Pérdida de metal	Corrosión	
3	546433.091	25850	0.512	2.49	Pérdida de metal	Corrosión	
4	546434.066	25850	1.487	2.49	Pérdida de metal	Corrosión	
5	547824.480	27020	3.312	12.37	Pérdida de metal	Corrosión	
6	549121.732	28100	9.056	12.36	Pérdida de metal	Corrosión	
7	549410.952	28340	9.441	12.38	Pérdida de metal	Corrosión	
8	569708.229	46000	8.425	12.32	Pérdida de metal	Corrosión	
9	569884.135	46150	0.941	12.03	Pérdida de metal	Corrosión	
10	573039.893	48810	9.049	11.29	Pérdida de metal	Corrosión	
11	608261.052	79470	7.383	12.37	Pérdida de metal	Corrosión	

Fuente: Anexo A Reporte ILI MFL (pérdida de espesor adyacente al Km 569+825, presentado con Reg. N° E01-08284 el 23 de enero de 2018).

56. Sin embargo, no evidencia haber considerado dentro de las reparaciones al Km. 569+825 del tramo II del ONP, donde ocurrió el derrame, ya que sólo consideró el listado de peligro de particularidades de los puntos más críticos, por lo que, este medio probatorio no constituye evidencia de las reparaciones en la progresiva km. 569+825; ello no obstante Petroperú tenía pleno conocimiento de emergencias ambientales derivadas de la misma causa en el tramo II del ONP, es decir, *corrosión externa tipo Pit⁴⁶*; acaecidas el 2 de noviembre del 2015 (Km. 569+713) y 6 de noviembre del 2015 (km. 516+408).
57. Ahora bien, téngase en cuenta que; al determinarse que los medios probatorios presentados por el administrado no constituyen evidencia de la implementación de medidas de prevención en el Km. 569 + 825 del Tramo II del ONP, no resulta pertinente analizar la reparación de cada una de las once (11) anomalías listadas en la tabla precedente, lo que no significa una interpretación desfavorable al administrado, pues conforme se ha señalado al iniciar el presente acápite, es el administrado quién se encuentra en mejor posición para probar que adoptó las medidas de prevención correspondientes al presente caso.
58. En ese sentido, es durante el PAS que Petroperú se encontraba en la posibilidad de acreditar la implementación de las medidas de prevención establecidas en su instrumento de gestión ambiental u otras que tengan como finalidad evitar la corrosión y pérdida de espesor del oleoducto.
59. Sin embargo, de los actuados contenidos en el presente PAS se evidencia que esto no ha ocurrido, en tanto, como se ha señalado antes, en los Informes de Supervisión N° 2036-2016-OEFA/DS-HID del 5 de mayo del 2016 y 2285-2016-OEFA/DS-HID del 23 de mayo del 2016, se determinó que las emergencias ambientales del 2 de noviembre del 2015 (Km. 569+713) y 6 de noviembre del 2015 (km. 516+408) en el Tramo II del ONP, respectivamente, ocurrieron por la misma causa, es decir, *corrosión externa tipo Pit*. Asimismo, estos hechos merecieron el inicio de los respectivos PAS, donde se determinó la responsabilidad del administrado por la omisión en la adopción de medidas de prevención.
60. En consecuencia, se concluye que el administrado tenía pleno conocimiento que diferentes progresivas del Tramo II del ONP se encontraban expuestas a corrosión externa por diferentes factores, tales como:



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: 27/07/2018



- El deterioro puntual del recubrimiento del ducto y ataque químico derivado de los productos del proceso de siembra de arroz⁴⁷, de acuerdo al Reporte Final de Emergencias Ambientales presentado por Petroperú en el marco del presente PAS.
 - Proceso de corrosión acelerada a causa del uso de productivos químicos en los sembríos de arroz, que podrían haber variado el PH del suelo y creado condiciones para acelerar la corrosión. Cabe señalar que esta afirmación ha sido vertida por el propio administrado en el marco del incidente ambiental del 6 de noviembre del 2015 en el km 516+408 del Tramo II del ONP⁴⁸.
 - Desprendimiento del recubrimiento del ducto en la progresiva Km. 569+713 del Tramo II del ONP causado posiblemente por contacto con alguna piedra propia del terreno, que originó el incidente del 2 noviembre del 2015. Respecto a la composición de terreno, el administrado señaló que el Tramo II del ONP fue construido adyacente al río Chamaya, sobre terrenos de cultivos de pastos, conformado por suelo aluvial (material granular) con piedras; tipo de cultivo que cambió de pastizales para ganado a cultivos de arroz, que requieren cantidades de agua y aplicación de abonos o naturales para su desarrollo. En dicha oportunidad, Petroperú agregó que por dichas razones la tubería se encontraba en contacto con el agua de riego, que arrastraba fertilizantes, que generaron un proceso corrosivo⁴⁹.
61. Como se puede apreciar, el administrado tenía conocimiento anticipado de las causas probables que venían generando corrosión externa en las diferentes progresivas del Tramo II del ONP, pues las circunstancias y ubicación de este tramo han sido reconocidos e identificados por el administrado aún en el PAMA, donde se observaron cultivos de arroz⁵⁰ y se identificó que la cuenca del río Chamaya, donde se ubica la progresiva Km. 569+825 (materia del presente PAS) se extiende en áreas críticas, ya que una ruptura del oleoducto ocasionaría contaminación de aguas, vegetación natural y cultivos agrícolas⁵¹.

⁴⁷ Señalados por el administrado mediante Reporte Final de Emergencias Ambientales.

⁴⁸ En la audiencia de informe oral del 24 de julio del 2017 (minutos 10:51 y 30:41) en el marco del Expediente N° 166-2017-OEFA/DFSAI/PAS, Petroperú señaló las probables causas de la corrosión externa que desencadenó el incidente ambiental del 6 de noviembre del 2015.

⁴⁹ Estas declaraciones han sido vertidas por el administrado en el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales y en el Informe de Causa de Falla y Acciones Preventivas/Correctivas del ONP, correspondiente a la progresiva Km. 569+713 del Tramo II del ONP (Informe de Supervisión N° 2036-2016-OEFA/DS-HID). Cabe mencionar que el administrado reiteró estas declaraciones en el informe oral del 26 de julio del 2017) en el marco del Expediente N° 164-2017-OEFA/DFSAI/PAS.

⁵⁰ **PAMA, Capítulo IV: Caracterización del Ambiente (p. 35)**

(...)

C. ASPECTOS SOCIALES, ECONÓMICOS Y CULTURALES

2. Economía

(...)

b) Sector Occidente

(...)

(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.

(...)

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

(...)

5. PRIORIZACIÓN DE LAS AREAS CRÍTICAS

(...)





62. Debido a ello, sin perjuicio del deber de realizar cualquier otra actividad que diagnostique el grado de corrosión del ducto, Petroperú ya conocía los riesgos asociados a sus actividades, que parten por la ubicación del ducto y los posibles agentes internos o externos que podrían degenerar la corrosión externa de la tubería, debiendo haber adoptado las medidas preventivas correspondientes.
63. Por lo expuesto, el hecho que Petroperú detectase las once (11) anomalías críticas con particularidades que ameritan inspección y reparación u otra actividad; resultaban acciones diferentes a las que correspondían para prevenir una corrosión externa por *Pinholes*; debido a que i) como se ha señalado, dichos trabajos no consideraron la progresiva Km. 569+825 (materia del presente PAS) del Tramo II del ONP; y ii) el administrado conocía los riesgos que se presentaban el Tramo II del ONP, a través del PAMA y por los hechos ocurridos en forma reiterada por causa de la corrosión externa antes del derrame del 23 de mayo del 2017, es decir, en las emergencias ambientales del 2 y 6 de noviembre del 2015.

(ii) **Registro de Inspección y Mantenimiento Ejecutado**

64. Petroperú manifestó que, en el año 2015, antes de la ocurrencia del derrame en la progresiva Km 569+825, se han desarrollado los trabajos de inspección y reparación de anomalías. Para acreditar sus afirmaciones, adjuntó el "Registro de inspección y mantenimiento de Anomalías Tramo E8-E9" (en lo sucesivo, **Registro de Inspección y Mantenimiento**), con lo cual considera que se encuentra acreditado el mantenimiento preventivo del ONP. La relación de estudios ejecutados se detalla a continuación:

Tabla N° 4: Inspecciones realizadas en el tramo de la Estación 7 a Estación 9 (octubre de 2016 – marzo de 2017)

N°	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución	Tipo de mantenimiento (Preventivo interno/externo y/o Correctivo)
1	Informe Técnico del Servicio de Inspección en las instalaciones de Camisas en la Progresiva # 548+952.2 ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de nueve (9) camisas en la progresiva Km 548+952.2 del ONP.	1 al 14 de diciembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
2	Informe Técnico de la Inspección a la Instalación de Refuerzo de Unión Recta Tipo "B" en Progresiva # 523+621 del Tramo II del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de dos (2) camisas en la progresiva Km 523+621 del ONP.	11 al 16 de octubre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
3	Informe Técnico del Servicio de Inspección de Camisas Existentes en la Progresiva # 522+810.319 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de una (1) camisa en la progresiva Km 522+810.319 del ONP.	7 de noviembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP

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.

(...)"





4	Informe Técnico del Servicio de Inspección en las Instalaciones de Camisas en la Progresiva # 549+791.3 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de una (1) camisa en la progresiva Km 549+791.3 del ONP.	14 de enero de 2017	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
5	Informe Técnico del Servicio de Inspección en las Instalaciones de Camisas en la Progresiva # 545+554.9 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de una (1) camisa en la progresiva Km 545+554.9 del ONP.	23 al 25 de diciembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
6	Informe Técnico del Servicio de Inspección en las Instalaciones de Camisas en la Progresiva # 544+427.8 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de tres (3) camisas en la progresiva Km 544+427.8 del ONP del ONP.	21 al 23 de diciembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
7	Informe Técnico del Servicio de Medición de Anomalías en Progresiva # 524+490.2 ONP.	Inspección visual en la zona afectada de la superficie externa de la tubería y medición de espesor por Ultrasonido - THK, encontrándose 4 anomalías en la progresiva Km 524+490.2 ONP.	3 al 7 de noviembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
8	Informe Técnico del Servicio de Inspección en las Instalaciones de Camisas en la Progresiva Km 547+796.7 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de seis (6) camisas en la progresiva 547+796.7 del ONP.	15 al 19 de diciembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
9	Informe Técnico del Servicio de Inspección de Camisas en la Progresiva #548+195.8 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de cuatro (4) camisas en la progresiva 548+195.8 del ONP.	22 al 29 de noviembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
10	Informe Técnico de la Inspección de Refuerzos de Unión Recta Tipo "B" en la Progresiva #548+687.3 del Tramo II del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de dos (2) camisas en la progresiva 548+687.3 del ONP.	18 al 27 de noviembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
11	Informe Técnico del Servicio de Inspección en las Instalaciones de Camisas en la Progresiva #551+074.6 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de dos (2) camisas en la progresiva 551+074.6 del ONP.	19 al 22 de diciembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
12	Informe Técnico del Servicio de Inspección de Camisas en la Progresiva #551+783 del tramo II del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de cuatro (4) camisas en la progresiva 551+783 del ONP.	31 de enero al 12 de febrero de 2017	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
13	Informe Técnico del Servicio de Inspección de Camisas Existentes en la Progresiva #550+034.8 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de cinco (5) camisas en la progresiva 550+034.8 del ONP.	10 de noviembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
14	Servicio de Inspección de Camisas Instaladas en Km # 620+886.9 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de siete (7) camisas en la progresiva 620+886.9 del ONP.	8 de enero al 02 de marzo de 2017	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP





15	Servicio de Inspección a la Instalación de Refuerzos de Unión Recta Tipo "B" en Progresiva # 568+303.2 del Tramo II del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de dos (2) camisas en la progresiva 568+303.2 del ONP.	17 al 25 de enero de 2017	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
16	Servicio de Instalación de Refuerzo Metálico en Progresiva KP 570+187.6 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de diez (10) camisas en la progresiva 570+187.6 del ONP.	20 de febrero de 2017	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
17	Informe Técnico del Servicio de Inspección en las instalaciones de Camisas en la Progresiva # 588+603.9 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de una (1) camisa en la progresiva 588+603.9 del ONP.	05 de enero de 2017	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
18	Informe Técnico del Servicio de Inspección en las instalaciones de Camisas en la Progresiva # 575+(306, 309, 314 y 325) del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de ocho (8) camisas en la progresiva 588+603.9 del ONP.	3 al 7 de diciembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
19	Informe Técnico del Servicio de Inspección en las instalaciones de Camisas en la Progresiva # 610+300.7 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de una (1) camisa en la progresiva 610+300.7 del ONP.	5 de enero de 2017	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
20	Informe Técnico del Servicio de Inspección en las instalaciones de Camisas en la Progresiva # 608+726.9 del ONP.	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de dos (2) camisas en la progresiva 608+726.9 del ONP.	20 al 21 de diciembre de 2016	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
21	Informe Técnico de Inspección de Instalación de Refuerzo de Unión Recta tipo "B" en la Progresiva Km 620+870.1 del ONP	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de tres (3) camisas en la progresiva 620+870.1 del ONP.	26 de febrero de 2017	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP
22	Informe Técnico de Inspección de Instalación de Refuerzo de Unión Recta tipo "B" en la Progresiva Km 620+886.6 del ONP	Inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas, correspondiente a la instalación de dos (2) camisas en la progresiva 620+886.6 del ONP.	12 de febrero al 6 de marzo de 2017	No guarda relación en tanto que este informe no brinda información respecto de si se realizaron el mantenimiento respectivo en la progresiva del Km 569+825 del ONP

Elaboración: Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del OEFA.

65. Como se puede apreciar en la tabla precedente, lo señalado por Petroperú corresponde a las inspecciones realizadas durante el periodo comprendido entre octubre del 2016 a marzo del 2017, tiempo en el cual se instalaron camisas en 25 progresivas puntuales del ONP en el tramo de la Estación 7 a Estación 9, cuyo objetivo fue supervisar que las instalaciones de refuerzo de unión recta tipo B (camisas) sea la adecuada. Para realizar dicha labor, se realizaron los trabajos de inspección de ensayo no destructivos, por el método de medición de espesores por ultrasonido, inspección visual y partículas magnéticas.

66. Al respecto, se aprecia que las inspecciones corresponden a las zonas donde se aplicó la soldadura de unión de las camisetitas de refuerzo en la tubería; sin embargo, dichas inspecciones y mantenimiento no corresponden a la zona puntual donde ocurrió el derrame, es decir, al km 569 + 825 del Tramo II del ONP, en tanto que dichas actividades solo se avocaron en los límites donde se realizó el proceso de soldadura de las camisas metálicas.





67. Por lo expuesto, se concluye que lo alegado por el administrado en sus escritos de descargos no desvirtúa el presente hecho imputado, ni vulneran los principios de verdad material, presunción de veracidad, así como no se ha efectuado una valoración desfavorable, más si se ha emitido un pronunciamiento en base a los hechos probados por el administrado.

(iii) **Lectura de Potencial del Sistema de Protección Catódica**⁵²

68. En su escrito de descargos 1, Petroperú indicó lo siguiente:

- En el año 2015, se planificó realizar la instalación de tres (3)⁵³ sistemas de protección catódica por corriente impresa temporales, con el fin de brindar protección a las progresivas Km. 41 del Tramo I, Km. 504 y Km. 570 del Tramo II del ONP, adquiriendo para ello los materiales en el año 2015 y su ejecución se realizó en el 2016.
- La configuración de estos sistemas es muy similar para el caso de instalación del sistema de protección catódica por corriente impresa temporal en la progresiva Km. 592 del Tramo II del ONP, realizado en junio del 2017. Dicho sistema está compuesto por un rectificador instalado en la zona industrial de la Estación 8 y la cama anódica, compuesta por veinte ánodos dispersores, ubicada en los terrenos frente a la zona industrial; siendo su finalidad brindar protección catódica al Km. 570 del ONP.
- En el último monitoreo realizado por su personal en agosto del 2017, en las progresivas Km 569 - Km 592, se advirtió que un 68% cumplen el primer y tercer criterio de protección, mientras que el 100 % cumple con el segundo criterio de protección catódica del numeral 6.2.1 de la norma NACE⁵⁴ SP-0169-2013.
- Para acreditar sus afirmaciones, adjuntó el "Reporte de medición de potenciales del Km. 592 a Km. 569 del Tramo II del ONP", dentro del cual – señaló - que se ubica el Km. 569+825.

69. Al respecto, el Informe Final de Instrucción señaló que Petroperú presentó un cuadro del "Reporte de Medición de potenciales del Km 592 a Km 569 del Tramo II del ONP" (en lo sucesivo, **Reporte de Medición de Potenciales**), donde no se presentan los resultados de medición de potencial de protección catódica en el Km. 569+825 del tramo II del ONP. Asimismo, el cuadro presentado no constituye un documento certificado que permita determinar la validez de su contenido, ni se

⁵² El monitoreo de protección catódica del ducto consiste en la inspección de los revestimientos y la efectividad de la protección catódica, por consiguiente, los revestimientos externos (pintura epóxica y/o elastómeros) deben complementarse con el sistema de protección catódica (que debe estar entre el rango de 850 a 1150 de milivolteos - mV para acreditar un grado óptimo de protección anticorrosiva). Asimismo, el mencionado monitoreo tiene por finalidad proteger a las tuberías (enterradas y/o sumergidas en el agua) en los lugares donde el revestimiento (pintura epóxica, elastómero, entre otros) ha fallado, actuando como la segunda línea de defensa contra los procesos corrosivos. MEZA TALAVERA, Abel. *Tendido de un sistema de ductos de recolección de producción "gathering" y reinyección de gas en selva peruana - Lote 88*. Tesis para obtener el título de Ingeniero de Petróleo en la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica. Lima, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería, 2008, p. 34. 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. 10-11.

⁵³ Al respecto, el administrado agregó que i) el primer sistema se instaló en julio del 2016 en el Km 519 del Tramo II con un alcance de protección de aproximadamente 25 kilómetros de protección, quedando cubierto el Km. 504; ii) el segundo sistema, fue instalado en setiembre del 2016, en el Km. 41 del Tramo I, con un alcance de protección de aproximadamente 50 kilómetros de protección, quedando cubierto el kilómetro 41; iii) el tercer sistema, se instaló en junio del 2017, en el Km. 592, con un alcance de protección de aproximadamente 24 kilómetros de protección, quedando cubierto el Km. 570.

NACE: Acrónimo de National Association of Corrosion Engineers



encuentra respaldado por algún documento técnico que permita validar los resultados presentados⁵⁵.

70. Petroperú señaló que el Informe Final de Instrucción realizó una interpretación desfavorable, al asumir que no se presentó la medición porque el Km. 569+825 no se encuentra en óptimas condiciones. Asimismo, indicó que ejecutó trabajos de inspección y reparación de anomalías frente a un daño del que no existe certeza sobre sus causas, por lo que presentó Reporte de Medición de Potenciales, donde se encuentra el monitoreo efectuado en el km. 569+825, que fue ejecutado antes del derrame en dicha progresiva.
71. Finalmente, reiteró que la finalidad del Reporte de Medición de Potenciales era brindar protección a los tramos comprometidos en el reporte debido al monitoreo previo a las progresivas Km. 569+592, dentro de las cuales se encuentra el km. 569+825. Por ello, el administrado señala que no se presentó medición de potencial de protección catódica en el Km. 569+825, porque, de acuerdo con el monitoreo previo, no era un tramo que lo requiera.
72. Sobre el particular, se verifica que el cuadro del Reporte de Medición de Potenciales, constituye un listado de lecturas de potenciales en diferentes progresivas. El punto de lectura más cercano al derrame de petróleo crudo del 23 de mayo del 2017 en el Km. 569 + 825 del Tramo II del ONP (736819E; 9336433N), guarda una distancia de 643 metros aproximadamente, conforme se aprecia a continuación:

Imagen correspondiente al punto de medición del potencial más próximo al punto de falla

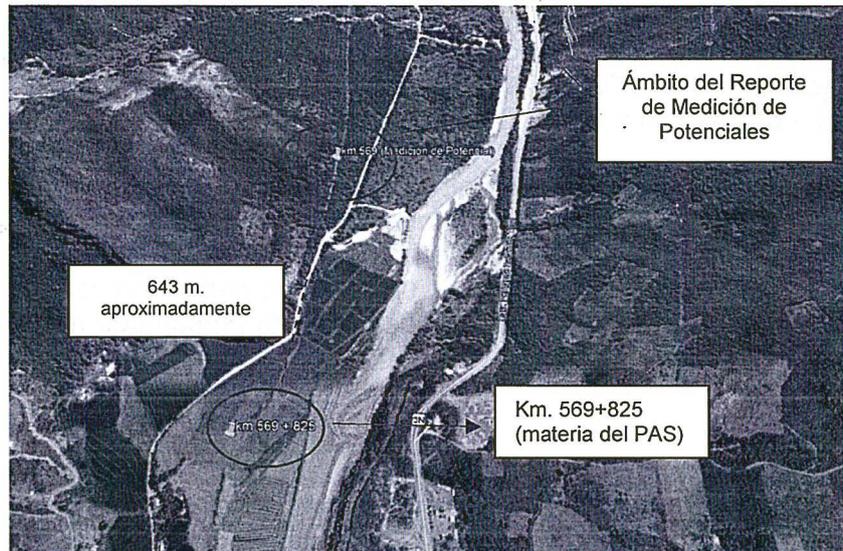


Imagen Captada de Google Earth - aproximadamente 643 metros.

73. En tal sentido, los argumentos del administrado deben ser desestimados, toda vez que la instalación del sistema de protección catódica en las progresivas Km 41 del Tramo I, así como Km 504 y Km 570 del Tramo II del ONP, no resultan pertinentes para acreditar el cumplimiento de la obligación fiscalizable pues se trata de tramos distintos al evaluado; es decir, dichas acciones no contemplaron el Km. 569+825

Este párrafo hace alusión al numeral 32 del Informe Final de Instrucción cuestionado por el administrado.



de Tramo II del ONP. Asimismo, la instalación de la protección catódica ejecutada en el Km. 592 se ejecutó posterior al incidente ambiental del 23 de mayo del 2017.

74. Adicionalmente, respecto del cuadro del Reporte de Medición de Potenciales, en efecto, se considera que dicho medio probatorio no se encuentra respaldado por algún documento técnico que permita validar los resultados presentados. Cabe precisar que esta afirmación va dirigida al cuestionamiento de la validez y suficiencia del medio probatorio presentado; mas no – como señaló Petroperú - a que el administrado omitió considerar en dicho reporte el Km. 569+825 al no encontrarse en óptimas condiciones.
75. Finalmente, sobre las justificaciones de Petroperú referidas a que presentó el Reporte de Medición de Potenciales, sin tener certeza sobre las causas de incidente y que no consideró la medición de potencial de protección catódica en el Km 569+825, debido a que no lo requería; corresponde precisar que dichas situaciones resultan diferentes a las que correspondían ser adoptadas como medidas de prevención; pues – como se ha señalado anteriormente - Petroperú ya conocía los riesgos asociados a sus actividades, que parten por la ubicación del ducto en un área de cultivo de arroz expuesta a fertilizantes que podrían generar corrosión, calificada por su PAMA como área crítica, aunado a la existencia de las dos emergencias ambientales del 2 y 6 de noviembre del 2015 mencionadas anteriormente.
76. Asimismo, es el administrado quién hasta en 2 ocasiones durante el año 2015, atribuyó la corrosión externa por agujeros en el ducto a este tipo de causas, por lo que, atendiendo a que el incidente del 23 de mayo del 2017 en el km. 569+825 del Tramo II del ONP, tiene similares características a los sucesos previos del 2 y 6 de noviembre del 2015; Petroperú debió advertir que las progresivas que se encuentran expuestas al ataque químico derivado de los productos del proceso de siembra de arroz, tales como el km. 569+825, se encontraban en riesgo, razón por la cual se encontraba en la obligación de adoptar medidas de prevención frente a ello.
77. En efecto, como ha señalado la Dirección de Supervisión, las emergencias ambientales del 2⁵⁶ de noviembre y 6⁵⁷ de noviembre del 2015 en las progresivas Km. 569+713 y 516+408 del Tramo II del ONP, son evidencia de que las instalaciones operadas por Petroperú estaban expuestas a este tipo de corrosión, por lo que el administrado tenía conocimiento sobre la existencia de esta falla.

⁵⁶ Informe de Supervisión N° 2036-2016-OEFA/DS-HID, correspondiente a la progresiva Km. 569+713 del Tramo II del ONP. Derrame de crudo ocurrido el 2 de noviembre de 2015, debido a la rotura del ducto de 36" que se encontraba enterrado aproximadamente a 2 metros de profundidad, motivo por el cual, el administrado realizo 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 corrosión tipo pit**. Se afectó un área de aproximadamente 1259 m2, de cultivo de arroz, producto del derrame 2268 barriles.

Expediente N° 164-2017-OEFA/DFSAI/PAS. Mediante Resolución Directoral N° 1452-2017-OEFA/DFSAI del 28 de noviembre del 2017, se declaró la responsabilidad administrativa de Petroperú.

Informe de Supervisión N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, correspondiente a la progresiva Km. 516+408 del Tramo II del ONP. Derrame de crudo ocurrido el 6 de noviembre de 2015, debido al deterioro de la tubería de 36" de diámetro **por corrosión externa (tipo pit)**, en una posición horaria 06:00 horas, como consecuencia de la emergencia ambiental, se afectó un área de 625 m2, destinados al cultivo de arroz bajo riego, producto del derrame de 16 barriles.

Expediente N° 166-2017-OEFA/DFSAI/PAS. Mediante Resolución Directoral N° 0012-2017-OEFA/DFSAI del 27 de diciembre del 2017, se declaró la responsabilidad administrativa de Petroperú.





78. En tal sentido, teniendo en cuenta que los Artículos 74⁵⁸ y 75.1⁵⁹ de la LGA en concordancia con el Artículo 3⁶⁰ del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 039-2014-EM (en lo sucesivo, **RPAAH**), establecen la responsabilidad de los titulares de hidrocarburos por los impactos ambientales generados en una actividad ambientalmente riesgosa, el deber de diligencia del administrado partirá por adoptar prioritariamente las medidas de conservación y protección ambiental (prevención del riesgo y daño ambiental) en cada una de las etapas de sus operaciones, con el objeto de prevenir impactos ambientales negativos.
79. Asimismo, en los escritos de descargos 1 y 2 del administrado, se aprecia una contradicción, en tanto, en un extremo señaló que el Reporte de Medición de Potenciales incluye el Km. 569+825; sin embargo, de otro lado, reconoce que dicha progresiva no ha sido considerada, debido a que desconoce las causas de su ocurrencia y no fue detectada en un diagnóstico previo, argumentos que no generan certeza sobre el cumplimiento de la obligación fiscalizable.
80. Por las consideraciones expuestas, corresponde desestimar el medio probatorio analizado en este extremo y precisar que lo señalado en modo alguno vulnera la presunción de veracidad, toda vez que dentro del presente PAS se ha contado con medios probatorios que acreditan la ocurrencia del hecho imputado, correspondiendo al administrado desvirtuar los mismos, lo que no ha ocurrido.

(iv) Herramienta de Inspección en Línea

81. En su escrito de descargos 1 y 2, Petroperú señaló que actualmente es imposible detectar y calibrar de forma fiable defectos minúsculos a través de herramientas que utilizan la tecnología Magnetic Flux Leakage (MFL) de alta resolución; pues los *Pinhole* tienen un diámetro de hasta 0.8 mm. Asimismo, señaló que es difícil determinar la forma y estructura exacta de los grupos de defectos y que, la evaluación de los datos siempre está sujeta al factor humano.
82. Añade el administrado, que ninguna tecnología de alta resolución garantiza en sus especificaciones que detectan dimensiones de *Pinholes* iguales o menores a 10 mm. x 10 mm., pues la tecnología siempre está evolucionando y se está desarrollando herramientas de ultra alta resolución en inspección de tuberías para la detección y calibración de pérdidas metálicas.

58

Ley N° 28611, Ley General del Ambiente**"Artículo 74°. -De la responsabilidad general**

Todo titular de operaciones es responsable por las emisiones, efluentes, descargas y demás impactos negativos que se generen sobre el ambiente, la salud y los recursos naturales, como consecuencia de sus actividades. Esta responsabilidad incluye los riesgos y daños ambientales que se generen por acción u omisión."

59

Ley N° 28611, Ley General del Ambiente**"Artículo 75°. - Del manejo integral y prevención en la fuente**

75.1 El titular de operaciones debe adoptar prioritariamente medidas de prevención del riesgo y daño ambiental en la fuente generadora de los mismos, así como las demás medidas de conservación y protección ambiental que corresponda en cada una de las etapas de sus operaciones, bajo el concepto de ciclo de vida de los bienes que produzca o los servicios que provea, de conformidad con los principios establecidos en el Título Preliminar de la presente Ley y las demás normas legales vigentes".

Norma aplicable en la oportunidad de la Supervisión Regular 2014. Derogado por del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 039-2014-EM.





83. Sobre el particular, el Informe Final de Instrucción consideró que el administrado se limitó a señalar genéricamente la infalibilidad de las medidas de prevención, omitiendo presentar medios probatorios que avalen sus argumentos⁶¹.
84. Asimismo, reiteró lo expuesto precedentemente, señalando que las características de las áreas y terrenos cruzados por el ONP son conocidas por el administrado desde la elaboración de su PAMA. Es así que, en dicho instrumento el administrado indicó las condiciones del área donde se encuentra la tubería de la progresiva Km 569+825 (cultivos de arroz); por ende, debió adoptar medidas que permitan prevenir la ocurrencia de corrosión, así como de potenciales derrames de petróleo crudo. Lo antes indicado cobra relevancia si se toma en cuenta el número de derrames ocurridos en atención a la misma causa, pues como indica la Dirección de Supervisión, en los derrames del 2 y 6 de noviembre de 2015, también se indicó que se trataba de *Pinholes*.
85. De otro lado, habiendo identificado la ocurrencia de *Pinholes* en otros derrames, se señaló que Petroperú debió adoptar medidas adicionales con la finalidad de evitar la ocurrencia de nuevos derrames de petróleo crudo; sin embargo, no presentó evidencias de haber ejecutado medidas de prevención a fin de evitar los impactos negativos al ambiente derivados del derrame de petróleo crudo ocurrido en el Km 569+825 del tramo II del ONP.
86. Al respecto, Petroperú señaló las siguientes consideraciones:
- Que no existe un pronunciamiento vinculante que permita sustentar que es casi imposible la detección de *Pinholes* de tamaño minúsculo, al tratarse de funciones tecnológicas. Sin embargo, ha cumplido con presentar las anomalías detectadas con el uso de la tecnología que emplea y en base a ello, ejecutar las medidas de prevención, las cuales fueron valoradas por la SFEM en forma desfavorable, debido a que en dicha lista no se encuentra incluida la progresiva km. 569+825, avocándose a la interpretación de los resultados de la ILI y omitiéndose realizar pruebas dentro del PAS para desvirtuar sus argumentos.
 - La SFEM no tuvo en cuenta que de acuerdo con el código ASME B31G y los lineamientos internacionales API 1163 Y POF, las anomalías con dimensiones cercanas a 1mm x 1 mm del tipo *Pinhole* no pueden ser detectadas por herramientas de inspección interna MFL de Alta Resolución, como figura en el Reporte de Inspección MFL.
87. Como conclusiones, en el Anexo 1⁶² del escrito de descargos 2, el administrado señaló:
- Que la tecnología MFL de Alta Resolución disponible, permite detectar anomalías por pérdida de espesor con dimensiones superiores a 10 mm de diámetro, es decir, las anomalías de tipo *Pinhole* de dimensiones menores a 1 mm x 1 mm no puede ser detectadas con por herramientas que utilizan la tecnología Magnetic Flux Leakage (MFL) de alta resolución.
 - La herramienta detectora de pérdida de espesor (MFL) de alta resolución de la LIN SCAN detectó la indicación en el Km 569+826.708 con una profundidad del

Este párrafo hace alusión al numeral 35 del Informe Final de Instrucción cuestionado por el administrado.

Documento denominado Memorando N° SONP-JICO-0297-2018.





28% de pérdida de espesor, localizada a 4, 232 metros aguas arriba de la junta 46100 y en la posición horaria a las 1:02 horas. Esta indicación no es severa, ni amerita una intervención inmediata de acuerdo con el código ASME B31G.

e) La máxima pérdida de espesor es 36% de profundidad y se encuentra localizada en la progresiva LIN SCAN Km 569+826.60 con un ERF de 0.62, la cual es muy bajo y no es severo, por lo que ninguna indicación de pérdida de metal reportada en el Informe Final del segmento de la tubería donde ocurrió el evento son severas, ni tampoco amerita una reparación inmediata de acuerdo con el código ASME B31G.

88. Respecto a los literales a), b) y c) precedente, corresponde reiterar al administrado que posee la carga de probar los hechos alegados, con la finalidad de contradecir aquellos hechos probados por la Autoridad, pues se encuentra en mejores condiciones profesionales, técnicas o fácticas para hacerlo.
89. Sin embargo, esto no ha ocurrido en el presente caso, toda vez que el administrado no ha demostrado a lo largo del presente PAS la adopción y ejecución de alguna medida de prevención en la progresiva km. 569+825 del Tramo II del ONP, limitándose a justificar la inexistencia de fuentes bibliográficas para probar su posición y la ausencia de instrumentos que detecten *Pinholes*.
90. Destáquese al respecto que, la mera invocación por el administrado de un hecho que pudiera excluirlo de responsabilidad no basta para originar la duda sobre su posible concurrencia, por lo que alegarlo no es suficiente para trasladar a la Administración la carga de verificar su inexistencia, siendo necesario acompañar tal alegación con medios probatorios suficientes que fundamenten la pretensión aducida⁶³, lo cual no ha ocurrido en este caso a pesar que Petroperú ha contado en todo momento con la posibilidad de hacerlo⁶⁴.
91. Ahora bien, en el supuesto (que no ha sido probado) que el administrado conocía que la tecnología Magnetic Flux Leakage (MFL) que venía utilizando no permitía detectar la corrosión externa por *Pinholes*, teniendo en cuenta que este argumento ha sido sostenido por Petroperú desde el año 2015, en atención a las emergencias ambientales del 2 y 6 de noviembre de dicho año; se considera que Petroperú tenía la obligación de considerar alguna otra medida de prevención aplicable a la progresiva km. 569+825 del Tramo II del ONP y/o en todas aquellas zonas donde conocía de este inconveniente (corrosión externa en zonas de cultivo de arroz por deterioro del recubrimiento del ducto); sin embargo, el administrado no presentó medios probatorios que permitan sustentar que adoptó medidas de prevención puntuales ante el derrame de petróleo crudo del 23 de mayo del 2017.
92. En tal sentido, el administrado se encontraba en la obligación de conocer los riesgos que se presentaban en el Tramo II del ONP, a través de su PAMA y por los hechos ocurridos en forma reiterada por causa de la corrosión externa antes del derrame del 23 de mayo del 2017, es decir, en las emergencias ambientales del 2 y 6 de

63

ALARCON SOTOMAYOR, Lucía, El procedimiento administrativo sancionador y los derechos fundamentales, Thomson Civitas, Navarra, primera edición, 2007, Pág. 398 y 399.

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

"Artículo 171°.- Carga de la prueba

(...)

171.2 Corresponde a los administrados aportar pruebas mediante la presentación de documentos e informes, proponer pericias, testimonios, inspecciones y demás diligencias permitidas, o aducir alegaciones."





noviembre del 2015; así como – según señala – que la tecnología que utilizaba era incapaz de detectar los Pinholes. En atención a lo señalado, el administrado se encontraba en la obligación de atender las causas que podrían originar este tipo de fallas, lo que no ocurrió en el presente caso.

- 93. Ahora bien, en lo que concierne a los literales a), b), c), d) y e), así como el anexo 1 (Memorando N° SONP-JICO-0297-2018) presentado por el administrado, es de precisar que en la Carta N° JCGS-172-2017⁶⁵ de fecha 16 de junio de 2017, Petroperú remitió información al OEFA con referencia "Acta de Supervisión del Km. 569-825 del Tramo II del ONP", en el cual adjunta registro y resultados de la última inspección de corrosión y pérdida de espesor realizada al ONP (Tramo Estación 7 – 9), por la empresa LIN SCAN, de acuerdo con la siguiente imagen:

Contenido de la Carta N° JCGS-172-2017

Table with multiple columns: ID, Distancia Abs., Pérdida de metal, Corrosión, Tipo de falla, etc. It lists various inspection points and their corresponding data.

Fuente: Carta JCGS-172-2017 - Registro N° E01-046296 del 16 de junio de 2017.

- 94. Al respecto, se aprecia que, en la información presentada por el administrado, no figuraba la (distancia Abs., m.) 569826.726. Como señala el mismo administrado en el Anexo 1 de su escrito de descargos 2, esta fue agregada con la finalidad de ubicar el lugar donde ocurrió la falla, siendo la anomalía reportada por la herramienta (MFL – Magnetic Flux Leakage) de alta resolución (HR) con una profundidad del 28% de pérdida de espesor y un valor del Factor Estimado de Reparación (ERF) en 0.623, la cual no es severa, ni amerita una reparación inmediata de acuerdo con el código normativo ASME B31G:

Anexo 1 del escrito de descargos 2 (Memorando N° SONP-JICO-0297-2018.)

Table with columns: ID, Distancia Abs., Pérdida de metal, Corrosión, Tipo de falla, etc. It includes a specific entry for ID 569826.726 with a detailed description of the leak point.

Fuente: Escrito de descargos 2 - Registro N° E01-056062 del 3 de julio del 2018.

- 95. En ese entender, se observa que la información presentada inicialmente por el administrado difiere con lo presentado en su escrito de descargos 2, toda vez que agregó una fila con la progresiva 569826.726, lo cual no genera certeza sobre la veracidad de la información proporcionada por Petroperú.



Página 63 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del expediente.



96. Ahora bien, mediante la Carta N° JCGS-172-2017 de fecha 16 de junio del 2017, Petroperú remitió a la Dirección de Supervisión los resultados del Instrumento inteligente denominado "Raspatubo calibrador de espesor MFL", que muestra pérdidas que varían entre 10% a 16% de la tubería en los puntos de la "falla". Asimismo, el administrado reconoce que en el km. 569+826.6 presenta una pérdida de 36% de espesor.
97. De ello, se evidencia que estos resultados fueron conocidos por Petroperú al 22 de noviembre del 2015⁶⁶, es decir, aproximadamente 18 meses antes del derrame del 23 de mayo del 2017; tiempo en que el administrado conocía de un proceso de pérdida o desgaste en la tubería, así como las condiciones de la misma. Es decir, estando enterrada, estaba expuesta a diferentes factores, tales como la humedad del suelo y otros que podrían afectar o contribuir en el proceso de corrosión; sin que el administrado ejecute acciones posteriores. Debe tenerse en cuenta que el proceso corrosivo es progresivo, por lo que el administrado se encontraba en la obligación de prever acciones o actividades con la finalidad de evitar incidentes ambientales.
98. Lo anterior guarda relación con las declaraciones de Petroperú, pues, en reiteradas ocasiones ha reconocido que diferentes progresivas del Tramo II del ONP, se encontraban expuestas a corrosión externa por factores, tales como el deterioro puntual del recubrimiento del ducto y ataque químico derivado de los productos del proceso de siembra de arroz⁶⁷, de acuerdo al Reporte Final de Emergencias Ambientales. Corrosión acelerada a causa del uso de productivos químicos en los sembríos de arroz, que podrían haber variado el PH del suelo y creado condiciones para acelerar la corrosión⁶⁸. Cultivos de arroz, que requieren cantidades de agua y aplicación de abonos o naturales para su desarrollo, siendo que la tubería se encontraba en contacto con el agua de riego, que arrastraba fertilizantes, que generaron un proceso corrosivo⁶⁹.
99. Por las consideraciones expuestas, se concluye que Petroperú no acreditó a través de los medios probatorios presentados y desarrollados en la presente Resolución, la adopción de medidas establecidas en su PAMA, así como cualquier otra medida de prevención que tenga como finalidad evitar la corrosión y pérdida de espesor del oleoducto en el km. 569+825 del Tramo II del ONP, por lo que resulta responsable por el incumplimiento imputado.

b.3. PAMA

100. El administrado indica que los compromisos del PAMA no pueden ser fiscalizados por el OEFA, pues de acuerdo al Artículo 17° de la Ley del SINEFA, la potestad

⁶⁶ Página 69 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del expediente.

⁶⁷ Señalados por el administrado mediante Reporte Final de Emergencias Ambientales.

⁶⁸ En la audiencia de informe oral del 24 de julio del 2017 (minutos 10:51 y 30:41) en el marco del Expediente N° 166-2017-OEFA/DFSAI/PAS, Petroperú señaló las probables causas de la corrosión externa que desencadenó el incidente ambiental del 6 de noviembre del 2015.

⁶⁹ Estas declaraciones han sido vertidas por el administrado en el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales y en el Informe de Causa de Falla y Acciones Preventivas/Correctivas del ONP, correspondiente a la progresiva Km. 569+713 del Tramo II del ONP (Informe de Supervisión N° 2036-2016-OEFA/DS-HID). Cabe mencionar que el administrado reiteró estas declaraciones en el informe oral del del 26 de julio del 2017) en el marco del Expediente N° 164-2017-OEFA/DFSAI/PAS.





sancionadora se ejerce respecto de las obligaciones ambientales establecidas en los planes, programas y demás instrumentos de gestión ambiental que corresponda aprobar al Ministerio del Ambiente; sin embargo, su PAMA fue aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

101. Sobre el particular, la imputación bajo análisis se encuentra referida a la falta de adopción de medidas de prevención, conforme a lo dispuesto en el artículo 3° del RPAAH en concordancia con el Numeral 2.3 de la Tipificación de infracciones administrativas y Escala de Sanciones aplicable a las Actividades desarrolladas por las empresas del Subsector Hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD.
102. Es así que, de la revisión de las normas que sustentan la imputación bajo análisis no se encuentra ninguna referida al cumplimiento de compromisos ambientales, como los contenidos en el PAMA; por ende, corresponde desestimar lo alegado por el administrado.
103. Sin perjuicio de lo expuesto, el artículo citado por el administrado, también señala cuáles son las conductas que constituyen infracciones administrativas bajo el ámbito de competencias del OEFA, indicando entre ellas, el incumplimiento de las obligaciones a cargo de los administrados establecidas en los instrumentos de gestión ambiental, como es el caso del PAMA, razón por la cual los compromisos establecidos por los titulares de las actividades de hidrocarburos en sus instrumentos de gestión ambiental son fiscalizados por el OEFA.
104. A mayor abundamiento, la referida norma también indica que las conductas y escala de sanciones aplicables se tipifican mediante Resolución de Consejo Directivo. Es así que, en el caso del incumplimiento de compromisos ambientales contenidos en los instrumentos de gestión ambiental, como el PAMA, el OEFA en cumplimiento de la norma alegada por el administrado, ha tipificado las conductas sancionables mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD y 006-2018-OEFA/CD. Por ende, corresponde desestimar las alegaciones efectuadas por Petroperú en este extremo.
105. Cabe reiterar que si bien, en el presente PAS no se ha imputado al administrado el incumplimiento del PAMA; las medidas de prevención que contiene este instrumento ambiental resultan aplicables a todas las operaciones de Petroperú en el ONP. Bajo dicho escenario, cuando de medidas de prevención se trata, el administrado debe desarrollar aquellas establecidas en su instrumento de gestión ambiental u otras que cumplan con la finalidad de prevenir el riesgo en sus operaciones.
106. Por los argumentos expuestos, ha quedado acreditado que Petroperú no adoptó medidas de prevención a fin de evitar los impactos negativos al ambiente derivados del derrame de petróleo crudo ocurrido en el kilómetro 569+825 del tramo II del Oleoducto Norperuano.
107. La conducta del administrado implicó la generación de un daño potencial a la flora o fauna. En el caso de la flora, ha quedado acreditado que en el Km. 569 + 825 del Tramo II del ONP, donde ocurrió el derrame de petróleo crudo, afectó cultivos de arroz. Asimismo, las propiedades físicas y químicas de los suelos impregnados con hidrocarburos sufren cambios en la textura, materia orgánica, densidad, porosidad,





las cuales van en función del tipo y concentración del contaminante⁷⁰; asimismo, afecta significativamente el pH la conductividad eléctrica⁷¹; y limitan la impermeabilidad del suelo, por tanto, se vuelve infértil⁷². Los microorganismos de fauna que habitan los suelos contaminados sufren cambios en su metabolismo (se incrementan) debido a que estos utilizan los hidrocarburos presentes como fuente de carbono⁷³.

108. Por ende, el hecho imputado corresponde al subtipo infractor referido a la generación de daño potencial a la flora o fauna y configura la conducta tipificada en el numeral 2.3 de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD, a través de la cual se establece la Tipificación de las infracciones administrativas y Escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA.

109. Asimismo, la conducta del administrado configura la infracción imputada en el numeral 1 de la Tabla N° 1 de la Resolución Subdirectoral; **por lo que corresponde declarar la responsabilidad de Petroperú en este extremo.**

III.2. Hecho imputado N° 2: Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no remitió la información solicitada por la Dirección de Supervisión a través del Acta de Supervisión de fecha 26 de mayo del 2017

a) Análisis del hecho imputado N° 2

110. De acuerdo con el Informe de Supervisión⁷⁴, a través del Acta de Supervisión, la Dirección de Supervisión otorgó a Petroperú un plazo de veinte (20) días hábiles para presentar, entre otros documentos, el informe final al cierre de actividades que incluya los resultados de los análisis de suelo realizados por un laboratorio acreditado.

111. En ese sentido, Petroperú tenía plazo para presentar la información solicitada hasta el 22 de junio del 2017. Sin embargo, a la fecha del cierre del Informe de Supervisión (28 de agosto de 2017), la Dirección de Supervisión verificó que Petroperú no cumplió con remitir la información solicitada.

b) Análisis de los descargos

Subsanación del PAS

112. En su escrito de descargos, Petroperú alegó la subsanación de su conducta, en tanto el 20 de octubre del 2017, es decir antes del inicio del PAS, remitió el Informe de Cierre de Contingencia Ambiental Km 569+825 del ONP. Cabe precisar que, de

⁷⁰ Martínez, V. E., y López M. F. (2001): Efecto de hidrocarburos en las propiedades físicas y químicas de suelo arcilloso, Volumen 19 Número 1, Terra Latinoamericana, México, 2001, pág. 17.

⁷¹ De la Garza, F. R., Ortiz PY y otros. (2008): Actividad biótica del suelo y la contaminación por hidrocarburos Revista Latinoamericana de Recursos Naturales, 4 (2), España, pág. 49 y 50.

⁷² Cavazos J, Pérez B y Mauricio A. (2014): Afectaciones y Consecuencias de los derrames de Hidrocarburos en Suelos Agrícolas de Acatzingo, Puebla, México, pág. 548.

De la Garza, F. R., Ortiz PY y otros. (2008): Actividad biótica del suelo y la contaminación por hidrocarburos Revista Latinoamericana de Recursos Naturales, 4 (2), España, pág. 53.

⁷⁴ Página 40 del archivo digitalizado: Informe de Supervisión N° 455-2017-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto obrante en el folio 8 del Expediente.





acuerdo al administrado, la demora en la remisión del informe se debió a la realización de un monitoreo de comprobación en el mes de agosto del 2017.

113. De acuerdo a lo consignado en el Informe de Supervisión, durante la Supervisión Especial 2017, se requirió al administrado la presentación del Informe final al cierre de actividades que incluya los resultados de los análisis de suelo realizados por un laboratorio acreditado, no habiendo presentado el mismo al vencimiento del plazo otorgado.
114. No obstante, de la revisión del Sistema de Trámite Documentario – STD del OEFA, se verifica que el 20 de octubre del 2017, mediante hoja de trámite N° E01-077140, Petroperú presentó la información solicitada. En consecuencia, el administrado dio cumplimiento al requerimiento de información antes del inicio del PAS.
115. Sobre el particular, el TUO de la LPAG⁷⁵ y el Reglamento de Supervisión del OEFA⁷⁶, establecen la figura de la subsanación voluntaria antes del inicio del PAS, como un eximente de responsabilidad administrativa.
116. En el presente caso, de la revisión de los actuados del Expediente, se advierte que no obra documento alguno por el cual se haya requerido al administrado que cumpla con remitir la información indicada en el Acta de Supervisión, a fin de dar por subsanada la presunta infracción verificada durante la acción de supervisión.
117. Asimismo, cabe señalar que se ha verificado que dicha subsanación ocurrió antes del inicio del presente PAS; el cual se efectuó mediante la Resolución Subdirectoral N° 2114-2017-OEFA/DFSAI/SDI, notificada el 21 de diciembre del 2017.
118. En atención a ello, y en virtud de lo dispuesto en el literal f) del numeral 1 del artículo 255° del TUO de la LPAG y en el artículo 15° del Reglamento de Supervisión del OEFA, **corresponde dar por subsanado el hecho materia de análisis y declarar el archivo del PAS en este extremo.**

⁷⁵ Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS

Artículo 255°.- Eximentes y atenuantes de responsabilidad por infracciones

1.- Constituyen condiciones eximentes de la responsabilidad por infracciones las siguientes:

(...)

f) La subsanación voluntaria por parte del posible sancionado del acto u omisión imputado como constitutivo de infracción administrativa, con anterioridad a la notificación de la imputación de cargos a que se refiere el inciso 3) del artículo 253.

⁷⁶ Reglamento de Supervisión del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 005-2017-OEFA/CD, modificado por Resolución de Consejo Directivo N° 018-2017-OEFA/CD

Artículo 15°.- Sobre la subsanación y clasificación de los incumplimientos

15.1 De conformidad con lo establecido en el Literal f) del Artículo 255° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, si el administrado acredita la subsanación voluntaria del incumplimiento antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador, se dispondrá el archivo del expediente de supervisión en este extremo.

15.2 Los requerimientos efectuados por la Autoridad de Supervisión o el supervisor mediante los cuales disponga una actuación vinculada al incumplimiento de una obligación, acarrearán la pérdida del carácter voluntario de la referida actuación que acredite el administrado. Excepcionalmente, en caso el incumplimiento califique como leve y el administrado acredite antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador la corrección de la conducta requerida por la Autoridad de Supervisión o el supervisor, la autoridad correspondiente podrá disponer el archivo del expediente en este extremo.

15.3 Los incumplimientos detectados se clasifican en:

a) Incumplimientos leves: Son aquellos que involucran: (i) un riesgo leve; o (ii) incumplimientos de una obligación de carácter formal u otra que no cause daño o perjuicio.

b) Incumplimientos trascendentes: Son aquellos que involucran: (i) un daño a la vida y/o la salud de las personas; (ii) un daño a la flora y/o fauna; (iii) un riesgo significativo o moderado; o, (iv) incumplimientos de una obligación de carácter formal u otra, que cause daño o perjuicio.

Para la determinación del riesgo se aplicará la Metodología para la estimación del riesgo ambiental que genera el incumplimiento de las obligaciones fiscalizables prevista en el Anexo 4, que forma parte integrante del presente Reglamento.





119. Sin perjuicio de ello, es preciso indicar que lo señalado en el presente Informe, no exime al administrado de su obligación de cumplir con la normativa ambiental vigente y los compromisos asumidos en sus instrumentos de gestión ambiental, incluyendo hechos similares o vinculados a los que han sido analizados, los que pueden ser materia de posteriores acciones de supervisión y fiscalización por parte del OEFA.

IV. CORRECCIÓN DE LAS CONDUCTAS INFRACTORAS Y/O DICTADO DE MEDIDAS CORRECTIVAS

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

120. Conforme al numeral 136.1 del artículo 136° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente (en lo sucesivo, **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 correctivas⁷⁷.
121. 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 lo sucesivo, **Ley del SINEFA**) y en el numeral 249.1 del artículo 249° del TUO de la LPAG⁷⁸.
122. A nivel reglamentario, el artículo 18° del RPAS⁷⁹ y el numeral 19 de los Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el Literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA, aprobados por la Resolución de Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD⁸⁰, establecen que para dictar una medida

⁷⁷ 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.
(...)"

⁷⁸ 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".

⁷⁹ Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.

"Artículo 18°.- Alcance"
Las medidas correctivas son disposiciones contenidas en la Resolución Final, a través de las cuales se impone al administrado una orden para revertir, corregir 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".

⁸⁰ Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22 de la Ley N° 29325, aprobados por Resolución de Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD.

"19. En esta sección se va a identificar las medidas correctivas que pueden ser ordenadas por el OEFA, teniendo en cuenta lo establecido en la Ley N° 28611 - Ley General del Ambiente (en adelante, la LGA) y la Ley del SINEFA.



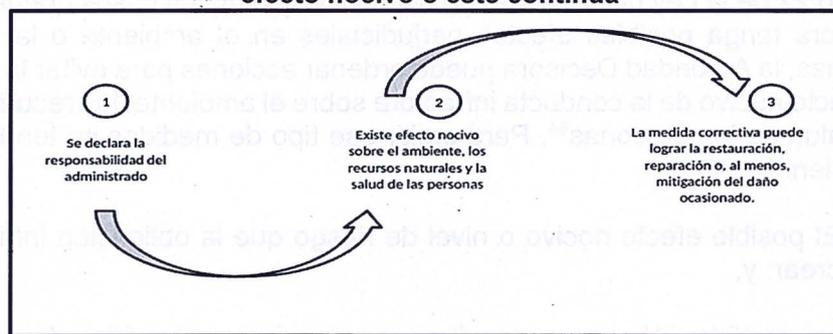


correctiva **es necesario que la conducta infractora haya producido un efecto nocivo** en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas. Asimismo, el Literal f) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA⁸¹, establece que se pueden imponer las medidas correctivas que se consideren necesarias para evitar la **continuación del efecto nocivo de la conducta infractora** en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas.

123. Atendiendo a este marco normativo, los aspectos a considerar para la emisión de una medida correctiva son los siguientes:

- a) Que se declare la responsabilidad del administrado por una infracción;
- b) 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,
- c) Que la medida a imponer permita lograr la reversión, restauración, rehabilitación, reparación o, al menos, la mitigación de la situación alterada por la conducta infractora.

Secuencia de análisis para la emisión de una medida correctiva cuando existe efecto nocivo o este continúa



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

124. 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 nocivos⁸². En caso contrario -inexistencia de efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales

Resulta oportuno señalar que existen claras diferencias conceptuales entre las medidas correctivas y las sanciones administrativas. Las sanciones son medidas administrativas que afectan negativamente la esfera jurídica de los administrados infractores, y que tienen por objeto desincentivar la realización de conductas ilegales. Las sanciones pueden tener carácter monetario (v. gr. la multa) como no monetario (v. gr. la amonestación). Por su parte, las medidas correctivas tienen por objeto "revertir" o "disminuir en lo posible" el efecto nocivo de la conducta infractora; buscan corregir los efectos negativos de la infracción sobre el bien jurídico protegido; reponer el estado de las cosas a la situación anterior al de la comisión de la infracción. Como se observa, los fines de las sanciones y las medidas correctivas son distintos.

81

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).

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.





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.

125. De lo señalado se tiene que no corresponde ordenar una medida correctiva si se presenta alguno de los siguientes supuestos:

- a) Que, no se haya declarado la responsabilidad del administrado por una infracción;
- b) Que, 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,
- c) Que 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 imposible⁸³ 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.

126. Sin perjuicio de lo señalado, cabe indicar que en el Literal f) del Numeral 22.2 del Artículo 22 de la Ley del SINEFA, se establece que en los casos donde la conducta infractora tenga posibles efectos perjudiciales en el ambiente o la salud de las personas, la Autoridad Decisora puede ordenar acciones para evitar la continuación del efecto nocivo de la conducta infractora sobre el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas⁸⁴. Para emitir ese tipo de medidas se tendrá en cuenta lo siguiente:

- (i) El posible efecto nocivo o nivel de riesgo que la obligación infringida podría crear; y,
- (ii) La medida idónea para evitar o prevenir ese posible efecto nocivo, de conformidad al principio de razonabilidad regulado en el TUO de la LPAG

127. De otro lado, en el caso de medidas correctivas consistentes en la obligación de compensar⁸⁵, estas solo serán emitidas cuando el bien ambiental objeto de

⁸³ 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, oscuro o imposible de realizar”.

⁸⁴ Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.

Artículo 19°.- Dictado de medidas correctivas

Pueden dictarse las siguientes medidas correctivas:

(...)

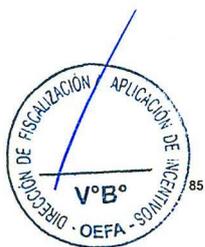
ix) Acciones para evitar la continuación del efecto nocivo de la conducta infractora sobre el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas.

(...).”

⁸⁵ Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.

Artículo 19°.- Dictado de medidas correctivas

Pueden dictarse las siguientes medidas correctivas:





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

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

IV.2. Aplicación al caso concreto del marco normativo respecto de si corresponde dictar una medida correctiva

Hecho Imputado N° 1

128. El hecho imputado N° 1 consiste en que Petroperú no ejecutó las medidas de prevención a fin de evitar los impactos negativos al ambiente derivados del derrame de petróleo crudo ocurrido en el kilómetro 569+825 del tramo II del Oleoducto Norperuano.
129. De acuerdo al Informe de Supervisión, producto del derrame del 23 de mayo del 2017 en el kilómetro 569+825 del Tramo II del ONP, se impactó una parcela de cultivo de arroz, de aproximadamente 500 m², donde se verificó la presencia de Fracciones de Hidrocarburos F2 y F3 en el punto 148,6,km569-2/1, ubicado entre la tubería del ONP y la poza de confinamiento de hidrocarburos más agua de filtración.
130. Al respecto, del 21 al 25 de setiembre del 2017⁸⁶, la Dirección de Supervisión realizó una acción de supervisión especial destinada a verificar el cumplimiento de la limpieza y remediación de las áreas afectadas por el derrame de petróleo crudo ocurrido entre otros, en el Km 569+825 del ONP. En dicha oportunidad, la Dirección de Supervisión verificó que el administrado ejecutó acciones de limpieza y remediación alcanzando el propósito de reducir el impacto negativo ocasionado en el ambiente⁸⁷.
131. Asimismo, la Dirección de Supervisión realizó tres (3) muestreos en el sitio del derrame, cuyos resultados de laboratorio no superan los ECA - Suelo Agrícola. Esta acción guarda relación con el Informe de Cierre Contingencia Ambiental Km. 569+825 del ONP⁸⁸ presentada por el administrado el 20 de octubre del 2017; donde detalla las actividades realizadas antes y durante el derrame, así como los resultados de los análisis de suelo (5 estaciones de monitoreo), realizado por el laboratorio AGQ Perú S.A.C, los cuales no superan los ECA – Suelo Agrícola.
132. En tal sentido, ha quedado acreditado que el administrado realizó la limpieza y remediación del suelo impactado producto del derrame de petróleo crudo ocurrido en el km. 569+825 del tramo II del ONP, por lo que, de acuerdo al artículo 22° de la Ley del SINEFA, no corresponde ordenar una medida correctiva al respecto.

(...)

v) La obligación del responsable del daño de 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 económicos.”

Los resultados de dicha supervisión fueron recogidos y analizados en el Informe de Supervisión N° 705-2017-OEFA/DS-HID emitido el 12 de diciembre de 2017.

La Dirección de Supervisión realizó una supervisión del 21 al 25 de setiembre de 2017, entre otros, al Kilómetro 569+825 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, donde no se observó presencia de hidrocarburos.

Hoja de trámite N° E01-077140





133. Sin perjuicio de ello, el Tribunal de Fiscalización Ambiental⁸⁹ ha considerado en diversos pronunciamientos que, en aquellos casos donde se ha infringido una obligación de carácter preventivo, es necesario que, independientemente de las acciones de mitigación y rehabilitación, la medida correctiva considere obligaciones destinadas a prevenir futuros eventos similares.
134. Por lo expuesto, dado que el administrado no acreditó haber ejecutado las medidas preventivas para evitar los impactos negativos en el Km. 569+825 del Tramo II del ONP; corresponde ordenar la siguiente medida correctiva:

Tabla N° 5: Medida correctiva

N°	Hecho imputado	Medida Correctiva		
		Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no ejecutó las medidas preventivas a fin de evitar los impactos negativos al ambiente derivados del derrame de petróleo crudo ocurrido en el kilómetro 569+825 del tramo II del Oleoducto Norperuano.	Petróleos del Perú – Petroperú S.A., deberá acreditar la adopción de medidas de prevención para evitar impactos negativos producto de su actividad en el kilómetro 569+825 del tramo II del Oleoducto Norperuano.	En un plazo no mayor de cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución.	Remitir a la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados desde el día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva un: - Informe Técnico en el cual se detalle las actividades que realiza a fin de evitar futuros derrames por causa de corrosión externa – Pinhole, que puedan afectar la integridad del Oleoducto Norperuano, tal como la ocurrida en el kilómetro 569+825. Dicho informe deberá contener un cronograma de trabajo de actividades a realizar en el tramo de la tubería comprendidas en las zonas de cultivos de arroz en inmediaciones del Kilómetro 569+825, del tramo II del Oleoducto Norperuano.

135. La medida correctiva propuesta tiene como finalidad que el administrado pueda tomar acciones para prevenir la ocurrencia de corrosión externa y un potencial derrame de petróleo crudo en el tramo de la tubería comprendidas en las zonas de cultivos de arroz comprendidas y cercanas a la progresiva Km. 569+825 del tramo II del Oleoducto Norperuano.
136. A efectos de fijar plazos razonables para el cumplimiento de la medida correctiva, en el presente caso se ha tomado como referencia proyectos relacionados la elaboración de expediente técnicos, con un plazo de ejecución de cuarenta y cinco (45) días calendarios⁹⁰. En tal sentido, se justifica el plazo de cuarenta y cinco (45) días hábiles para que el administrado acredite las medidas adoptadas para cumplir con la medida preventiva establecida en el presenta caso.

⁸⁹ Ver Resolución N°087-2018-OEFA/TFA-SMEPIN del 9 de abril de 2018.

⁹⁰ PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A. - SUB GERENCIA OLEODUCTO NORPERUANO. *Servicio de Elaboración del Expediente Técnico "Uso del Derecho de Vía de la Carretera el Reposo - Saramiriza (km. 239+750), para el Mantenimiento del Oleoducto Norperuano (KM 326+400 ONP).*
(...)

3. PLAZO DE EJECUCIÓN

El Plazo de ejecución del servicio será de cuarenta y cinco (45) días calendario.

Disponible en:

<https://zonasegura.seace.gob.pe/documentos/mon/docs/contratos/2017/2433/3466863922799306radD4882.PDF>
(última revisión: 27/08/2018).





137. Finalmente, se otorgan cinco (5) días hábiles para que el administrado presente la información que acredite el cumplimiento de las medidas correctivas ante esta Dirección.

En uso de las facultades conferidas en el literal c) del numeral 11.1 del artículo 11° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, modificado por la Ley N° 30011, los Literales a), b) y o) del artículo 60° del Reglamento de Organización y Funciones del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado mediante Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM, 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 de lo dispuesto 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 responsabilidad administrativa de **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.** por la comisión de la infracción N° 1 que consta en la Tabla N° 1 de la Resolución Subdirectoral, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Ordenar a **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.** el cumplimiento de la medida correctiva detallada en la Tabla N° 5 de la presente Resolución, correspondiente a la infracción N° 1, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa.

Artículo 3°.- Declarar el archivo del presente procedimiento administrativo sancionador seguido contra **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.**, respecto del hecho imputado N° 2 de la Resolución Subdirectoral N° 2114-2017-OEFA-DFSAI/SDI, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 4°.- Informar a **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.**, que las medidas correctivas ordenadas por la autoridad administrativa suspenden el procedimiento administrativo sancionador, el cual sólo concluirá si la autoridad verifica su cumplimiento. Caso contrario, el referido procedimiento se reanuda quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva, conforme a lo establecido en el artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que Establece las Medidas Tributarias, Simplificación de Procedimientos y Permisos para la Promoción y Dinamización de la Inversión en el País.

Artículo 5°.- Para asegurar el correcto cumplimiento de las medidas correctivas, se solicita a **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.** informar a esta Dirección los datos de contacto del responsable de remitir la información para la acreditación del cumplimiento de la(s) medida(s) correctiva(s) impuesta(s) en la presente Resolución Directoral, para lo cual se pone a su disposición el formulario digital disponible en el siguiente link: bit.ly/contactoMC

Artículo 6°.- Apercibir a **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.**, que el incumplimiento de la medida correctiva ordenada en la presente Resolución generará, la imposición de una multa coercitiva no menor a una (1) UIT ni mayor a cien (100) UIT que deberá ser pagada en un plazo de cinco (5) días, vencido el cual se ordenará su cobranza coactiva; en caso de persistirse el incumplimiento se impondrá una nueva multa coercitiva, duplicando sucesiva e ilimitadamente el monto de la última multa coercitiva impuesta, hasta que el administrado acredite el cumplimiento de la medida correctiva correspondiente, conforme





lo establecido en el numeral 22.4 del artículo 22° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental

Artículo 7°. - 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 8°. - Informar a **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.**, que transcurridos los quince (15) días hábiles, computados desde la notificación de la Resolución que impone una sanción de multa, la mora en que se incurra a partir de ese momento hasta su cancelación total, generará intereses legales, de corresponder.

Artículo 9°. - Informar **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 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 y en el artículo 24° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.

Artículo 10°. - Informar a **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.**, que el recurso de apelación que se interponga en el extremo de la medida correctiva ordenada no tiene efecto suspensivo, salvo en el aspecto referido a la imposición de multas. En caso el administrado solicite la suspensión de los efectos, ello será resuelto por el Tribunal de Fiscalización Ambiental, conforme lo establecido en el Numeral 24.2 del artículo 24° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.

Regístrese y comuníquese,

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

ERMCM/YGP/vcp-auo