



PERÚ

Ministerio
del AmbienteOrganismo de
Evaluación y
Fiscalización Ambiental

Resolución Directoral N° 0012-2017-OEFA/DFAI

Expediente N° 166-2017-OEFA/DFSAI/PAS

EXPEDIENTE N° : 166-2017-OEFA/DFSAI/PAS
ADMINISTRADO : PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERU S.A.
UNIDAD PRODUCTIVA : OLEODUCTO NORPERUANO
UBICACIÓN : DISTRITO DE EL MILAGRO, PROVINCIA DE UTCUBAMBA, DEPARTAMENTO DE AMAZONAS
SECTOR : HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
MATERIAS : INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL
RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA

Lima, 27 de diciembre del 2017

VISTOS: El Informe Final de Instrucción N° 883-2017-OEFA/DFSAI/SDI del 29 de septiembre del 2017 y el escrito de descargos del 19 de octubre del 2017 presentado por Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (en lo sucesivo, **Petroperú**); y,

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

1. Del 7 al 8 de noviembre del 2015, la Dirección de Supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en lo sucesivo, **Dirección de Supervisión**) realizó una acción de supervisión especial a la altura de la Progresiva 516+408 del tramo II del Oleoducto Norperuano, ubicado en el distrito de El Milagro, provincia de Utcubamba, departamento de Amazonas, operado por Petróleos del Perú - Petroperú S.A. (en lo sucesivo, **Petroperú**), debido al derrame de hidrocarburos suscitado el 6 de noviembre del 2015. Los hechos detectados se encuentran recogidos en el Acta de Supervisión Directa¹ y en el Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID² del 23 de mayo del 2016 (en lo sucesivo, **Informe de Supervisión**).
2. Mediante el Informe Técnico Acusatorio N° 2632-2016-OEFA/DS del 31 de agosto del 2016³ (en lo sucesivo, **Informe Técnico Acusatorio**), la Dirección de Supervisión analizó los hallazgos detectados, concluyendo que Petroperú incurrió en supuestas infracciones a la normativa ambiental.
3. A través de la Resolución Subdirectoral N° 65-2017-OEFA-DFSAI/SDI del 16 de enero del 2017⁴ (en lo sucesivo, **Resolución Subdirectoral**), notificada al administrado el 24 de enero del 2017⁵, la Subdirección de Instrucción e Investigación de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA (en lo sucesivo, **SDI**) inició el presente procedimiento administrativo sancionador (en lo sucesivo, **PAS**) contra Petroperú, imputándole a título de cargo las presuntas infracciones contenidas en la tabla contenida en el Artículo 1° de la parte resolutive de la referida Resolución Subdirectoral.

¹ Páginas 114 a 116 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

² Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

³ Folios 1 al 13 del Expediente.

⁴ Folios del 15 al 25 del Expediente.

⁵ Cédula de notificación N° 074-2017 y Acta de Notificación S/N del 24 de enero del 2014. Ver folios del 26 al 28 del Expediente.



4. El 21 de febrero del 2017, Petroperú presentó sus descargos a la Resolución Subdirectoral N° 65-2017-OEFA-DFSAI/SDI (en lo sucesivo, **descargos a la RSD**)⁶.
5. Asimismo, 24 de julio del 2017 se realizó la audiencia de informe oral solicitada por Petroperú⁷.
6. Posteriormente, el 19 de octubre presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción N° 883-2017-OEFA/DFSAI/SDI (en lo sucesivo, **descargos al IFI**).

II. NORMAS PROCEDIMENTALES APLICABLES AL PAS: PROCEDIMIENTO EXCEPCIONAL

7. El presente PAS se encuentra en el ámbito de aplicación del Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país (en lo sucesivo, **Ley N° 30230**) por lo que corresponde aplicar al mismo las disposiciones contenidas en la citada Ley, en las "Normas Reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230", aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD (en lo sucesivo, **Normas Reglamentarias**) y en el Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD (en lo sucesivo, **TUO del RPAS**), al tratarse de un procedimiento en trámite a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD⁸.
8. En ese sentido, se verifica que las infracciones imputadas en el presente procedimiento administrativo sancionador son distintas al supuesto establecido en los Literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, pues de las imputaciones no se aprecia infracción que genere daño real a la salud o vida de las personas, el desarrollo de actividades sin certificación ambiental o en zonas prohibidas, o la reincidencia. En tal sentido, en concordancia con el Artículo 2° de las Normas Reglamentarias⁹, de acreditarse la existencia de infracción administrativa, corresponderá emitir:

⁶ Folios del 29 al 89 del Expediente.

⁷ Folios 97 y 98 del Expediente.

⁸ Ello conforme a lo dispuesto en el Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD, el cual establece lo siguiente:

Disposición Complementaria Transitoria

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

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

⁹ Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, aprobadas por la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD.

"Artículo 2°.- Procedimientos sancionadores en trámite

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

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.





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

III. ANÁLISIS DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO SANCIONADOR

III.1. Hecho imputado N° 1: Petroperú no realizó las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo del Oleoducto Norperuano, al haberse producido un derrame de crudo a la altura de la progresiva 516+408 del tramo II del referido oleoducto, incumpliendo el compromiso establecido en su PAMA

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

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

- "1.1. *Inspecciones Topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Norperuano (ONP) y el Oleoducto Ramal Norte (ORN).*
- 1.2. **Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del ONP y ONR, las que consisten en:**
 - **inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; e**
 - **inspección geométrica.**
- 1.3. *Realización de estudios batimétricos anuales en los cruces de los ríos Pastaza*

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. (...)"



Kilómetro 176 ONP y Utcubamba.

- 1.4. *Proyectarse a las comunidades vecinas al ONP y ONR, con la finalidad de integrarse a ellas, participando y fomentando su desarrollo económico, social y educativo-cultural.*
- 1.5. *Realización del mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos.*
- 1.6. *Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las cuatro estaciones 1, 5, Andoas y Bayóvar, y de las trampas de recepción de raspatubos ubicados en las estaciones 5, 7, 9 y Bayóvar para el control de la corrosión interna por el comportamiento del biocida a través del conteo bacterial.*
- 1.7. **Transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.**
- 1.8. **Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto:**
 - **Realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía,** monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno y análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo,
 - *continuar con el sistema de control SCADA, el cual es soportado por un sistema de comunicación vía satélite que puede mostrar en el tiempo real las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada en las estaciones."*

(El énfasis ha sido agregado).

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

"1. *Plan Maestro de Mantenimiento*¹⁰

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

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

(El énfasis ha sido agregado).

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

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

¹⁰ Plan de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), aprobado mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH, Capítulo VI. Impactos Excepcionales (Página 56), menciona que el ONP cuenta con Plan Maestro de Mantenimiento para todas sus instalaciones y equipos y que "a la fecha no se ha ejecutado en su totalidad, debido principalmente a limitaciones económicas impuestas por políticas de austeridad".



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

(El énfasis ha sido agregado).

15. En virtud a los compromisos señalados, Petroperú tenía la obligación, entre otros, de realizar lo siguiente:

- Realizar oportuna y continuamente mantenimientos preventivos/predictivos de sus equipos¹¹.
- **Efectuar inspecciones internas de las tuberías mediante el empleo de raspatubos electrónicos.**
- **Inspeccionar la integridad externa del ONP.**
- Planes de mantenimiento **continuo.**
- Efectuar mantenimiento preventivo/predictivo, entre otros.

16. Ello con la finalidad de evitar la corrosión y pérdida de espesor del ducto, y por ende, para prevenir impactos negativos al ambiente, conforme lo establece su PAMA.

17. De acuerdo al PAMA, el mantenimiento interno y externo de la tubería del Oleoducto Norperuano tenía como finalidad, entre otros, prevenir impactos negativos al ambiente, y así corregir la situación planteada por Petroperú en su PAMA (referida al reducido mantenimiento que se venía aplicando en los procesos e instalaciones del Oleoducto Norperuano). Conforme a ello, las obligaciones son las siguientes:

Tabla N° 1: Obligaciones de Petroperú según el PAMA - mantenimiento

	Compromiso N°	Contenido
Inspecciones Internas	1.2	Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos.
		Inspecciones geométricas.
Inspecciones Externas ¹²	1.7	Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses.
		Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua.
Inspecciones Externas ¹²	1.8	Inspecciones visuales sobre el derecho de vía ¹³ .
		Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno.



¹¹ El oleoducto es un equipo empleado para el transporte de hidrocarburos por ductos. Asimismo, se debe tener en cuenta que el objetivo del PAMA es regular toda la operación productiva del oleoducto.

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

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

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



18. Por lo expuesto, Petroperú tiene la obligación de realizar **continuamente** el mantenimiento de los equipos de manera preventiva - predictiva, a fin de evitar impactos negativos al ambiente, conforme lo establece su instrumento de gestión ambiental.

III.1.2. Análisis del hecho imputado N° 1

A) Hecho detectado

19. Durante la acción de supervisión especial realizada del 7 al 8 de noviembre del 2015 a la altura de la progresiva 516+408 del tramo II del Oleoducto Norperuano, la Dirección de Supervisión constató un derrame de hidrocarburos ocurrido el 6 de noviembre del 2015 que afectó un área de 625 m² producto de la corrosión externa en el ducto de 36", como se desprende del Informe de Supervisión¹⁴:

"Hallazgo N° 1:

De la revisión de la información remitida por la empresa Petroperú, el derrame de petróleo ocurrido el 6 de noviembre de 2015 se habría producido como consecuencia del deterioro de la tubería de 36" diámetro por corrosión externa (tipo tip), en una posición horaria 06:00 horas.

Como consecuencia de la emergencia ambiental se habría afectado un área de 625 m², destinada al cultivo de arroz bajo riego.

(El énfasis ha sido agregado).

20. El hecho detectado se sustenta en las fotografías N° 4, 5, 6 y 7 del Informe de Supervisión, las cuales muestran la rotura del ducto producto de la corrosión externa en el ducto de 36" y el derrame de crudo en la zona:

Fotografías N° 4, 5, 6 y 7 del Informe de Supervisión¹⁵



FOTO N° 4:
Hidrocarburos con suelo agrícola en saco de polietileno.



FOTO N° 5:
Hidrocarburos con tierra agrícola en saco de polietileno.



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

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

¹⁵ Página 122 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).



FOTO N° 6:
Tramo N° 95. Se cortó 12 metros de tubo para reemplazar - Coordenadas UTM: (WGS 84 Zona 17) 9528106N; 0473925E.



FOTO N° 7:
Suelo impactado con hidrocarburos.

- 21. En atención a ello, la Dirección de Supervisión concluyó en el Informe Técnico Acusatorio que Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA, en tanto que no realizó las acciones de mantenimiento en el tramo II del Oleoducto Norperuano, conforme se detalla a continuación¹⁶:

“VI. CONCLUSIONES

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

- (i) **ACUSAR** contra la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A. por las presuntas infracciones que se indica a continuación:

N°	Presunta infracción
1	<i>Petróleos del Perú - Petroperú S.A. habría incumplido el compromiso establecido en su PAMA, en tanto que no habría realizado las acciones de mantenimiento en el tramo II del ONP, a fin de prevenir posibles derrames o fugas que ocasionen impactos negativos al ambiente; y, que tuvo como consecuencia la corrosión externa del ducto, lo cual generó su rotura, acarreado el derrame de petróleo en la Progresiva del km 516+408 del citado ducto.</i>

(El énfasis ha sido agregado).

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

B) Impactos ambientales negativos

- 23. Durante la supervisión especial, a efectos de verificar la existencia de posibles impactos negativos sobre el suelo como consecuencia del derrame ocurrido el 6 de noviembre del 2015, la Dirección de Supervisión tomó cuatro (4) muestras de suelo, conforme el siguiente detalle y códigos de muestra¹⁷:

Tabla N° 2: Toma de muestras para el monitoreo de suelos

Punto de muestreo	Coordenada UTM
-------------------	----------------

¹⁶ Folio 12 del expediente.

¹⁷ Páginas 11, 134 y 136 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).





Código en la supervisión	Código según cadena de custodia e informes de ensayo	Descripción	WGS 84, Zona (18)	
			Norte	Este
168,6,ESP-1	171,6,ESP-1	Punto de muestreo de suelo, ubicado a 2 m del pit de corrosión del Oleoducto, y a una profundidad de 1.3 m de la superficie del suelo.	9373991	763327
168,6,ESP-2	171,6,ESP-2	Punto de muestreo de suelo, ubicado a 4 m del pit de corrosión del Oleoducto, y a una profundidad de 1.5 m de la superficie del suelo.	9373986	763325
168,6,ESP-3	171,6,ESP-3	Punto de muestreo de suelo, ubicado a 7 m del pit de corrosión del Oleoducto, y a una profundidad de 1.6 m de la superficie del suelo.	9373989	763329
168,6,ESP-4	171,6,ESP-4	Punto de muestreo de suelo, ubicado a 15 m del pit de corrosión del Oleoducto en la superficie del suelo.	9373984	763319

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

24. Las referidas muestras de suelo fueron analizadas por el Laboratorio AGQ Perú S.A.C., el cual emitió el Informe de Ensayo N° SAA-15/02946, cuyos resultados se muestran en el siguiente cuadro¹⁸:

Tabla N° 3: Resultados del Monitoreo de Calidad de Suelos

Parámetro	Unidad	Puntos de Muestreo				ECA ⁽¹⁾ Suelo
		171,6,ESP-1	171,6,EPS-2	171,6,EPS-3	171,6,EPS-4	
Fraciones de Hidrocarburos						
F1 (C ₅ -C ₁₀)	mg/kg MS	143	470	<0,3	<0,3	200
F2 (C ₁₀ -C ₂₈)	mg/kg MS	8359	13414	231	1874	1 200
F3 (C ₂₈ -C ₄₀)	mg/kg MS	8717	14342	286	2902	3 000

Fuente: Informe de Ensayo con Valor Oficial N° SAA-15/02946

(1) D.S. N° 002-2013-MINAM. Estándar de Calidad Ambiental para Suelo Agrícola.

No cumple el estándar establecido en el D.S. N° 002-2013-MINAM.

25. De lo anterior, se advierte que los valores de las concentraciones de Fracción de Hidrocarburos F1 (C₅-C₁₀), F2 (C₁₀-C₂₈) y F3 (C₂₈-C₄₀) superan los Estándares de Calidad Ambiental para Suelo establecidos en el Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM (en lo sucesivo, **ECA para Suelos**), para uso agrícola, conforme se detalla a continuación¹⁹:

Tabla N° 4: Excesos de ECA en los resultados del Monitoreo de Calidad de Suelos

Parámetro	Unidad	Puntos de Muestreo				ECA Suelo (uso agrícola)
		171,6,ESP-1	171,6,EPS-2	171,6,EPS-3	171,6,EPS-4	
Fraciones de Hidrocarburos						
F1 (C ₅ -C ₁₀)	mg/kg MS	✓	470	✓	✓	200
F2 (C ₁₀ -C ₂₈)	mg/kg MS	8359	13414	✓	1874	1 200
F3 (C ₂₈ -C ₄₀)	mg/kg MS	8717	14342	✓	✓	3 000

26. Cabe precisar que, el suelo agrícola es definido por los ECA para Suelo como aquél dedicado a la producción de cultivos, forrajes y pastos cultivados, o con aptitud para el crecimiento de cultivos²⁰. En tal sentido, en tanto que a la



¹⁸ Páginas 129 al 139 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

¹⁹ Página 16 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

²⁰ Estándares de Calidad Ambiental para Suelo establecidos en el Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM "ANEXO II: DEFINICIONES"



fecha del derrame se realizaban cultivos de arroz²¹, lo cual incluso fue alegado por el administrado como posible causa del derrame, los resultados de las muestras tomadas por la Dirección de Supervisión fueron comparadas con el ECA para Suelo - uso agrícola.

27. En consecuencia, los excesos de ECA para suelo obtenidos para los parámetros F1, F2 y F3 en las muestras según el cuadro precedente acreditan una afectación real al área materia del derrame.

C) Análisis de los descargos a la Resolución Subdirectoral y al Informe Final de Instrucción

C.1) La causa del derrame

28. En el Reporte Final de Emergencias Ambientales²² se señaló que la causa del derrame fue un posible pit pasante²³ ubicado en la posición horaria 06:00 horas, causado probablemente por el uso de productos químicos (fertilizantes) utilizados en el cultivo de sembrío de arroz.
29. Asimismo, en el "Informe detallado del resultado de las causas del afloramiento y acciones preventivas/correctivas realizadas a fin de evitar otro evento similar"²⁴, Petroperú²⁵ concluyó que el derrame se produjo debido a un pit de corrosión externa (anomalía localizada).
30. Adicionalmente, el referido informe concluyó que en los registros del Reporte ILL MFL LIN SCAN 2015 - Pérdida de Espesor (Anexo 3 de los descargos a la RSD)²⁶, se detectaron un grupo de anomalías en la progresiva km 516+413, las cuales forman un *cluster*²⁷ con máxima profundidad de 42% que corresponde al punto de fuga²⁸.
31. En el informe oral del 24 de julio del 2017, Petroperú reiteró que la causa probable del derrame fue un pit pasante producido por un proceso de corrosión acelerada, a causa del uso de productos químicos en los sembríos de arroz²⁹. Agregó que

(...) 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."

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

Página 226 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

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

24. Presentado por Petroperú el 14 de diciembre del 2015, mediante escrito con registro N° 064675. Página 251 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

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

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

27. *Cluster* significa "agrupar". Fuente: Wordreference.com: Online Language Dictionaries. Disponible en: <http://www.wordreference.com/es/translation.asp?tranword=cluster>. [Última revisión: 25 de setiembre del 2017].

28. Página 272 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

29. Informe oral del 24 de julio (minuto 07:17), obrante en el folio 98 del Expediente (CD ROM).





estos productos podrían haber variado el pH del suelo y creado condiciones para acelerar la corrosión³⁰. Finalmente, pese a indicar que el tipo de anomalía ocurrido (*pit hole*³¹) no sería detectable por la tecnología actual³², Petroperú afirmó tener conocimiento de que siempre existieron sembríos de arroz³³.

32. Al respecto, cabe precisar que en el PAMA se indicó que en los recorridos en las Estación 7 del Oleoducto Norperuano, es decir a 2.138 kilómetros de la tubería de la progresiva 516+408 en que ocurrió el derrame³⁴, se observaron áreas agrícolas, incluyendo cultivos de arroz³⁵. En ese sentido, el administrado reconoció desde la elaboración de su PAMA (1994) que la tubería donde ocurrió el derrame se ubica cercana a una zona agrícola con cultivos de arroz. Asimismo, habiendo indicado en el informe oral que siempre existieron dichos cultivos³⁶, se concluye que conocía de su efectiva existencia de manera previa al derrame.
33. Por lo expuesto, pese a que Petroperú tuvo conocimiento de la composición del revestimiento y de las condiciones ambientales del área donde se ubica dicha tubería (cultivos de arroz), no implementó acciones para prevenir la ocurrencia de corrosión y un potencial derrame de petróleo. Dichas medidas de prevención, debían tomar en cuenta los referidos cultivos de arroz y el deterioro del revestimiento a causa de la humedad producida por ellos, y orientarse a evitar daños en las instalaciones (corrosión) que puedan generar fugas³⁷ o derrames de hidrocarburos y afectar componentes ambientales.
34. En ese contexto, debe entenderse por "prevención" a la preparación y disposición anticipada para evitar un riesgo³⁸, y por "riesgo" a la proximidad de ocurrencia de un daño³⁹. En el presente caso, las medidas de prevención, debían tomar en

³⁰ Informe Oral del 24 de julio del 2017 (minuto 12:21), obrante en el folio 98 del Expediente (CD ROM).

³¹ Proviene de la expresión "*pitting hole*", que significa agujero en forma de picadura, el cual es un denominador de los ataques de corrosión.
Fuente: National Association of Corrosion Engineers - NACE. Disponible en: <https://www.nace.org/Pitting-Corrosion/>. [Última revisión: 25 de setiembre del 2017].

³² Informe Oral del 24 de julio del 2017 (minuto 10:51), obrante en el folio 98 del Expediente (CD ROM).

³³ Informe Oral del 24 de julio del 2017 (minuto 30:41), obrante en el folio 98 del Expediente (CD ROM).

³⁴ Ver Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales. Página 218 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

³⁵ 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; (...)

³⁶ Informe Oral del 24 de julio del 2017 (minuto 30:41), obrante en el folio 98 del Expediente (CD ROM).

³⁷ Debe entenderse por fuga a la salida accidental de gas o líquido por un orificio o una abertura producida en su contenedor.
Fuente: Diccionario de la Lengua Española. Disponible en: <http://dle.rae.es/?id=IZBMChC>. [Última revisión: 4 de agosto del 2017].

³⁸ Fuente: Diccionario de la Lengua Española. Disponible en: <http://dle.rae.es/srv/search?m=30&w=prevenci%C3%B3n>. [Última revisión: 4 de agosto del 2017].

³⁹ Fuente: Diccionario de la Lengua Española. Disponible en: <http://dle.rae.es/?id=WT8tAMI>.





cuenta los cultivos de arroz conocidos por el administrado, y orientarse a evitar daños en las instalaciones (corrosión) que puedan generar fugas⁴⁰ o derrames de hidrocarburos y afectar componentes ambientales.

35. En consecuencia, se concluye que la causa del derrame fue la corrosión en el área donde ocurrió el derrame, la cual fue posiblemente⁴¹ acelerada ante su exposición a los cultivos de arroz. Dicha corrosión solo fue detectada posteriormente al derrame con la prueba ILI MFL LIN SCAN del año 2015, donde se observa un indicador del proceso corrosivo a través de una pérdida de espesor del 42%. Si el administrado hubiese implementado los monitoreos permanentes establecidos en el PAMA ante la existencia de los cultivos de arroz que ya conocía, tales como Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses, entre otros, hubiera detectado a tiempo el proceso corrosivo y hubiese podido tomar medidas preventivas.
36. Adicionalmente, cabe precisar que, de acuerdo a lo establecido en el Numeral 4.3 del Artículo 4° del TUO del RPAS⁴², el administrado tiene la carga de la prueba en caso alegue la ruptura del nexo causal por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero. No obstante, en el presente caso, pese a afirmar que la corrosión causante del derrame no fue ocasionada por la falta de mantenimiento sino por exposición de la tubería a los fertilizantes de cultivos de arroz, Petroperú no cumplió con acreditar dicha afirmación, por lo que corresponde desestimar lo alegado por el administrado en ese extremo⁴³.

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

37. En sus descargos al IFI, Petroperú afirmó que el OEFA no cuenta con las facultades, conocimientos ni experiencia para determinar los aspectos técnicos vinculados a la infraestructura del Oleoducto Norperuano, lo cual corresponde al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en lo sucesivo, OSINERGMIN). Agregó que el OEFA debió cruzar información con el OSINERGMIN, para confirmar el supuesto incumplimiento materia del presente PAS.
38. Al respecto, cabe señalar que el hecho imputado materia del presente PAS consiste en no haber realizado las acciones de mantenimiento preventivo y



[Última revisión: 4 de agosto del 2017].

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

Fuente: Diccionario de la Lengua Española. Disponible en: <http://dle.rae.es/?id=IZBMChC>.

[Última revisión: 4 de agosto del 2017].

⁴¹ De acuerdo al Reporte Final de Emergencias Ambientales presentado por el administrado. Ver página 226 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

⁴² Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD

"Artículo 4°.- Responsabilidad administrativa del infractor

(...)

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

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

⁴³ De acuerdo a lo señalado por la Dirección de Supervisión en el Informe de Supervisión. Ver página 14 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).



correctivo del Oleoducto Norperuano, al haberse producido un derrame de crudo a la altura de la progresiva 516+408 del tramo II del referido oleoducto, incumpliendo el compromiso establecido en su PAMA. Dicha conducta se encuentra tipificada en el Numeral 2.2. del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el Desarrollo de Actividades en Zonas Prohibidas aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.

39. En torno a ello, es preciso señalar que el referido hecho imputado es fiscalizable por el OEFA en tanto es un presunto incumplimiento a compromisos ambientales contenidos en un instrumento de gestión ambiental (PAMA), y tienen por finalidad garantizar la tutela del bien jurídico de protección al ambiente. Por ello, el OEFA no puede dejar de fiscalizar obligaciones ambientales que se encuentren bajo su ámbito de competencia, sin que exista requisito legal de validez alguno que exija confirmación por parte de OSINERGMIN respecto de los actos administrativos emitidos por el OEFA.
40. Por lo tanto, el OEFA es la entidad competente para verificar el cumplimiento de las obligaciones ambientales asumidas por Petroperú a través de su PAMA, tales como verificar la realización de las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo del Oleoducto Norperuano en la zona del derrame de crudo ocurrido a la altura de la progresiva 516+408 del tramo II referido oleoducto.
41. Por otro lado, en sus descargos al IFI, Petroperú señaló que el OEFA ha interpretado erróneamente la Resolución N° 215-2003-EM/DGAA del 7 de mayo del 2003, referida a la modificación del PAMA, en relación al impacto N° 19 "Evaluación de Instalación de válvulas de Cruce de ríos". Ello toda vez que el derrame ocurrido en el kilómetro 516+408 no es cruce de río.
42. Al respecto, el Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA (en lo sucesivo, TFA) ha señalado que Petroperú asumió en su PAMA el compromiso de realizar de forma continua acciones de mantenimiento al ONP, con la finalidad de evitar la contaminación ambiental, para corregir el reducido mantenimiento en procesos e instalaciones del ONP, situación plasmada por el propio administrado en el Plan Maestro de Manteniendo contenido en su PAMA⁴⁴.
43. Efectivamente, de la revisión del PAMA se observa que Petroperú asumió el compromiso de realizar el mantenimiento continuo e integral del ONP (inspecciones externas e internas), lo cual según el Plan Maestro de Mantenimiento contenido en dicho instrumento abarca a todas sus instalaciones y equipos. Ello toda vez que, al momento de elaboración del PAMA, ciertas limitaciones económicas originaron que una parte de sus instalaciones y procesos hayan devenido en obsolescencia y sean focos de emisión de contaminantes⁴⁵.
44. Sin perjuicio de ello, el TFA afirmó que para el caso específico de instalaciones en cruce de ríos, Petroperú se comprometió a realizar acciones adicionales al mantenimiento que recae sobre la totalidad del Oleoducto. Por ello, el Tribunal



⁴⁴ Resolución N° 065-2016-OEFA/TFA-SEE (considerando 91) del 22 de setiembre del 2016, correspondiente al Expediente N° 013-2013-OEFA/DFSAI/PAS seguido contra Petroperú, mediante la cual el TFA resuelve el recurso de apelación interpuesto por Petroperú contra la Resolución Directoral N° 619-2016-OEFA-DFSAI, confirmando en todos sus extremos. De esa manera, se confirmó la responsabilidad administrativa de Petroperú por incumplimiento del Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en tanto incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo donde se ubica el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.

⁴⁵ PAMA, Capítulo VI: Impactos y Excepciones, subcapítulo A, numeral 1: Plan Maestro de Mantenimiento, p. 35.



concluyó que existe certeza o nivel de precisión suficiente en la descripción del compromiso recogido en el PAMA, de forma que algunos compromisos son aplicables a todas las instalaciones del ONP, y otros solo a aquellas ubicadas en cruce de ríos⁴⁶.

45. En ese contexto, en el presente caso se determinará si los compromisos 1.2, 1.7 y 1.8 del PAMA son aplicables únicamente a válvulas ubicadas en cruces de ríos como señala el administrado, o si son aplicables a la totalidad del ONP.
46. Sobre el particular, cabe señalar que si bien el presente caso se imputó contra Petroperú el haber incumplido el compromiso establecido en la modificación del impacto N° 19 del PAMA, se ha verificado en el contenido de dicha modificación que los compromisos 1.2, 1.7 y 1.8 (materia del presente caso) han sido expresamente recogidos por la Resolución Directoral que la aprueba⁴⁷. Sin perjuicio de ello, contienen obligaciones que recaen estrictamente sobre la totalidad del Oleoducto Norperuano, y no únicamente sobre válvulas ubicadas en cruce de ríos.
47. Respecto al compromiso 1.2 referido a las inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos, se debe indicar que estas tienen la capacidad de determinar y medir el espesor de la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía⁴⁸. En ese sentido, el referido compromiso corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.
48. Asimismo, respecto de las inspecciones geométricas contenidas en el compromiso 1.2, son procedimientos que tienen la finalidad de evaluar los defectos geométricos del ducto, tales como ovalamientos, arrugas o abolladuras (mediante sensores). Ello también es importante para poder determinar si el raspatabo inteligente puede viajar a lo largo del ducto sin problemas⁴⁹. En ese sentido, dicho compromiso contiene inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.

⁴⁶ Resolución N° 065-2016-OEFA/TFA-SEE del 22 de setiembre del 2016 (considerandos 91 y 92).

⁴⁷ Resolución Directoral 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo del 2003.

"(...) SE RESUELVE:

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

(...)

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

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

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

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

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

⁴⁸ YASKSETIG CASTILLO, Jorge. *Análisis de la Integridad Mecánica de un tramo de Oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico*. Tesis para obtener el grado de Master en Ingeniería Mecánico Eléctrica en la Facultad de Ingeniería. Piura, Perú: Universidad de Piura, 2011, p. 14.

⁴⁹ RUBIO Carlos y Obdulio MARRERO. *Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías*. Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI). Querétaro, México, 2010, p.1.





49. Respecto al compromiso 1.7 relacionado con inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto, así como con escobillas de poliuretano de disco o cepas, la Modificación al impacto N° 19 establece que los raspatubos limpiadores permiten minimizar la acumulación de agua en las depresiones topográficas y permite remover bacterias de las paredes de las tuberías⁵⁰. Como se observa, se trata de técnicas utilizadas para prevenir la aparición de corrosión por acumulación de agua y bacterias en las tuberías del ONP⁵¹, por lo que el referido compromiso corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.
50. Finalmente, respecto al compromiso 1.8 referido a inspecciones visuales sobre el derecho de vía, la Modificación al impacto N° 19 establece como frecuencia de patrullaje un mínimo de tres inspecciones por año. Cabe precisar que las inspecciones visuales son un método de inspección directa (en campo) para localizar y dimensionar los defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), y detectar invasiones (sustracción de postes, mangas, entre otros)⁵². Por lo expuesto, este compromiso corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.
51. Por lo tanto, dado que en el presente caso se imputó a Petroperú no haber realizado las acciones de mantenimiento a la altura de la progresiva 516+408 del tramo II del Oleoducto Norperuano a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos, incumpliendo lo establecido en su PAMA (modificación del Impacto N° 19 del PAMA), y que dicho compromiso está referido estrictamente al oleoducto y no únicamente a válvulas ubicadas en cruce de ríos, se verifica que la conducta materia de análisis se encuentra subsumida en el hecho imputado a Petroperú.
52. Por lo expuesto, en el presente caso, esta Dirección concluye que los compromisos 1.2, 1.7 y 1.8 no abarcan únicamente a instalaciones ubicadas en cruces de ríos como argumentó el administrado, sino también a la totalidad del Oleoducto Norperuano, incluyendo a la progresiva a la altura del kilómetro 516+408 en que ocurrió el derrame. Por ello, corresponde desestimar lo señalado por el administrado.
53. En sus descargos a la RSD y al IFI, Petroperú señaló que cumplió lo establecido en su PAMA, en tanto realizó inspecciones externas en el tramo afectado por el derrame, tales como (i) medición de espesores, (ii) lectura de potencial del sistema de protección catódica, y (ii) inspección y mantenimiento ejecutado en el 2014, según el siguiente detalle⁵³:

"II. PRESUNTOS HECHOS DETECTADOS
Hecho imputado N° 1: (...)



Modificación al Impacto N° 19. Pág. 225.

"(...) Operaciones Oleoducto tiene los siguientes programas que minimizan la corrosión interna:
Envío permanente de **raspatubos limpiadores** que minimizan el volumen de agua acumulada en las depresiones topográfica y permiten la remoción de las bacterias adheridas en las paredes de las tuberías mediante raspatubos con escobillas. (...)"

⁵¹ REYNA CRUZ, Jesús Alberto. *Métodos de rehabilitación de defectos en ducto de transporte detectados mediante herramientas para limpieza o inspección interior de ductos*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Mecánico en la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. México: Instituto Politécnico Nacional, 2008, pp. 66-68.

⁵² HERNANDEZ GALVAN, Beatriz. *Administración de la Integridad en sistemas de transporte de hidrocarburos*. Tesis para obtener el grado de Master en Geociencias y Administración de Recursos Naturales en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. México: Instituto Politécnico Nacional, 2010, p. 49.

⁵³ Folios 30 al 32 del Expediente.



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

(...)

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

Inspecciones de integridad internas y externas del tramo afectado:

1. Registro de la última inspección del revestimiento correspondiente al tramo indicado. (...)
2. Reporte de la última medición de espesores correspondiente al tramo afectado. (...)
3. Reporte de la última lectura de potencial del sistema de protección catódica del tramo afectado. (...)
4. Registros de inspección y mantenimiento ejecutado el año 2014 al tramo afectado. (...)"

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

C.2.1) Inspecciones Internas

55. Como inspecciones internas, Petroperú presentó en sus descargos a la RSD las siguientes inspecciones geométricas y de corrosión y pérdidas de espesor con raspatabos: (i) el Reporte ILI MFL ROSEN 2003 - Pérdida de Espesor (Anexo 2)⁵⁴ y (ii) el Reporte ILI MFL LIN SCAN 2015 - Pérdida de Espesor (Anexo 3)⁵⁵.

56. El Reporte **ILI MFL ROSEN 2003 - Pérdida de Espesor (Anexo 2)** es una prueba de pérdida de espesor realizada en diciembre del 2003. En base a ella, en sus descargos al IFI, Petroperú afirmó que existieron dos anomalías (pérdidas de espesor): una del 15% quince tubos aguas abajo al tubo del punto en que ocurrió el derrame, y otras dos ubicadas seis tubos aguas arriba del 15%, las cuales no son severas y no ameritan una reparación inmediata de acuerdo al "Código ASME B31.4 Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Otros Líquidos" (en lo sucesivo, **Código ASME**).

57. Al respecto, del análisis del contenido de los resultados se observa que **no aparece el porcentaje de pérdida de espesor en la tubería del el punto del derrame**. Dicha información hubiese proporcionado información a esta Dirección para evaluar si hasta el año 2003 se presentaban anomalías en el ducto ubicado en el punto de derrame. Asimismo, las pérdidas de espesor del 15% no corresponden al punto de derrame. En consecuencia, la información deviene en incompleta y debe desestimarse.



54 Folio 62 del Expediente.

55 Folios 65 al 73 del Expediente.



Reporte ILI MFL - pérdida de espesor del año 2003 (Anexo 2 de los descargos a la RSD)⁵⁶

dist.del eq.	dist. 1997	zona	esta [X]	norte [Y]	altura [Z]	evento comentario	Junta no.	long.de Junta	esp. a sold.	pos. a arriba	pos. horaria	prof. max.	ERF	long.	ancho	pared Int.	
m	m		m	m	m			m	mm	mm		mm		mm	mm		
208128.23			17	763476.1161	9374191.4933	427.5834											
208139.36	209725.73		17	763475.4636	9374190.9657	428.0184		180040	10.54	7.92	-8.80	05.12		0.91	19	14	SI
208140.55			17	763474.7488	9374189.8195	428.0442					-1.20	05.55	15	0.94	93	25	SI
208145.72			17	763471.7100	9374185.4399	428.1426					-6.38	05.59	15	0.91	29	33	SI
208147.60			17	763470.6031	9374183.9175	428.1784					-8.24	05.55	15	0.93	84	31	SI
208149.90	209746.33		17	763469.2473	9374182.0527	428.2223											
208154.40			17	763466.6001	9374178.4207	428.2778					-4.50	05.55	15	0.92	60	42	SI
208162.11	209758.67		17	763462.0689	9374172.2075	428.3594		180060	11.87	7.92							
208173.98	209770.85		17	763455.1018	9374162.6277	428.4797		180070	12.28	7.92							
208175.70			17	763454.0916	9374161.2335	428.5053					-1.72	05.59	16	0.91	25	18	SI
208188.26	209783.08		17	763447.8950	9374152.8392	428.7373		180080	12.30	7.92							
208198.56	209785.52		17	763440.6579	9374142.7183	429.0250		180090	11.63	7.92							
208210.19	209807.24		17	763433.8222	9374133.3815	429.2973		180100	12.31	7.92							
208222.50	209819.68		17	763426.5856	9374123.4470	429.6037		180110	11.92	7.92							
208234.42	209831.71		17	763419.5768	9374113.8195	429.8852		180120	12.29	7.92							
208246.71	209844.10		17	763412.3489	9374103.8246	430.1677		180130	12.12	7.92							
208258.83	209856.37		17	763405.2188	9374094.0701	430.4451		180140	12.10	7.92							
208268.87			17	763402.2545	9374089.9201	430.5650					-5.04	06.07	15	0.91	17	23	SI
208270.93	209868.60		17	763398.1062	9374084.2643	430.7344		180150	12.30	7.92							
208278.23	209881.02		17	763390.8954	9374074.3462	431.0435		180160	12.21	7.92							
208295.45	209893.33		17	763383.7474	9374064.4295	431.3815		180170	11.88	7.92							
208295.92			17	763383.4712	9374064.0460	431.3947					-3.47	05.59	15	0.91	23	17	SI
208298.62			17	763381.7688	9374061.7000	431.4812					-3.37	05.52	15	0.91	18	14	SI
208307.30	209905.29		17	763376.7888	9374054.8511	431.7381		180180	11.43	7.92							
208318.74	209916.81		17	763370.0760	9374045.8196	432.0888		180190	11.91	7.92							
208330.65	209928.86		17	763363.0892	9374035.9820	432.4473		180200	12.12	7.92							
208342.77	209941.06		17	763355.9503	9374026.1538	432.8177		180210	12.29	7.92							
208355.07	209953.51		17	763348.7345	9374016.7437	432.8639		180220	11.95	7.92							
208367.02	209965.56		17	763341.7354	9374006.5779	433.1438		180230	12.12	7.92							
208375.14	209977.77		17	763334.6247	9373996.7497	433.5445		180240	12.25	7.92							



58. Sin perjuicio de lo señalado, cabe enfatizar que, en tanto el compromiso asumido en el PAMA establece claramente la continuidad en la realización de mantenimientos, esta Dirección considera que el tiempo transcurrido desde la realización del referido estudio (2003) hasta el momento del derrame (2015), es decir, más de 10 años, no acredita la continuidad a la que se encuentra obligado Petroperú en sus mantenimientos al ONP según el PAMA.
59. Al respecto, en sus descargos al IFI Petroperú señala que, ha realizado la totalidad de las actividades preventivas establecidas en el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM⁵⁷, entre las cuales se incluyen las inspecciones de las tuberías del ducto con raspatabos inteligentes, pese a que únicamente se encuentra obligado a realizar algunas de ellas según el propio tenor de la norma. Agregó que la antigüedad del estudio debe ser descartada en tanto realizó actividades distintas al contenido de dicha prueba para controlar la corrosión.



⁵⁶ Folio 62 del Expediente.

⁵⁷ Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM

"Artículo 57°.- Protección contra la corrosión interior

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

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



60. Sobre el particular, cabe precisar que la realización de otras pruebas distintas a la prueba plasmada en el Reporte ILI MFL ROSEN 2003 no desvirtúa la antigüedad de la misma respecto de la fecha del derrame. Ello toda vez que **únicamente una prueba (i) realizada antes del derrame, (ii) con resultados obtenidos antes del derrame, y (iii) que haya originado una evaluación y acciones por parte de Petroperú**, hubiese cumplido la finalidad preventiva establecida en el PAMA respecto del derrame ocurrido el 6 de noviembre del 2015.
61. Asimismo, según el propio Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos alegado por el administrado, la frecuencia máxima para realizar inspecciones de las tuberías del ducto con raspatubos inteligentes es cinco (5) años. En tal sentido, Petroperú incumplió la propia norma que alega en su favor, en tanto no la inspección con raspatubos con esa frecuencia, sino que pasaron aproximadamente doce (12) años sin realizarla.
62. Por lo expuesto, en tanto la prueba ILI MFL - pérdida de espesor realizada en el 2003 tiene una antigüedad de aproximadamente 12 años respecto del momento del derrame, se concluye que no permitió al administrado detectar, de manera previa, el estado de corrosión en que se encontraba el ducto en el momento en que ocurrió el derrame.
63. En consecuencia, corresponde desestimar lo señalado por el administrado respecto a la prueba ILI MFL del año 2003.
64. Respecto al **Reporte ILI MFL LIN SCAN 2015 - Pérdida de Espesor (Anexo 3)**, se trata de un informe emitido el 8 de junio del 2016. Asimismo, según el propio documento, el informe preliminar fue elaborado por LIN SCAN el 22 de noviembre del 2015, el cual consiste en los primeros resultados comunicados por el proveedor de la prueba ILI al operador del ducto inspeccionado, a través de una lista de anomalías de atención prioritaria⁵⁸. Adicionalmente, en sus descargos al IFI, el administrado presentó la relación de magnetos instalados para realizar dicha prueba.
65. Al respecto, pese a que el referido informe no indica la fecha exacta de la realización de la prueba ILI, en su escrito complementario Petroperú señaló que

58

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

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

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

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

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



la prueba se realizó en septiembre del 2015, sin sustentarlo con medios probatorios.

- 66. Al respecto, la norma internacional "API Recommended Practice 1160", referida la gestión de integridad para las tuberías líquidas peligrosas, señala que el reporte preliminar puede emitirse como máximo treinta (30) días después de la realización de la prueba59. Contrariu sensu, se concluye que la prueba debe haber sido realizada como máximo treinta (30) días hábiles antes de del reporte preliminar del 6 de noviembre del 2015, por lo que esta Dirección considera fidedigna la fecha señalada por el administrado.
67. En dicho reporte se observa una pérdida de espesor (profundidad % EP (DE)) del 42% en el punto de coordenadas UTM (WGS84) E: 763333.403; N: 9373996.804, dentro del tramo que el administrado asigna a la progresiva 516+408, ubicada en sentido de las 6:06 horas, según se muestra a continuación:

Reporte ILI MFL LIN SCAN del año 2015 - Pérdida de Espesor (anexo 3 de los descargos a la RSD)60

Table with columns: n, Clasificación de Dimensión, O'Clock, EP, mm, Longitud Axial, mm, Anchura, mm, Prof. % EP (DE), Ubicación, MAOP, ERF ASME B31G, ERF Modified B31G, Comentarios, Norte, Este, Altura. Includes a 'INICIO' section and a circular stamp from OEFA.

- 68. Al respecto, en sus descargos al IFI Petroperú afirmó que el punto en que el administrado detectó la pérdida de espesor del 42% (coordenadas UTM WGS84: E: 763333.403; N: 9373996.804) corresponde al punto de derrame ocurrido el 6 de noviembre del 2015 (coordenadas UTM WGS84 E: 763333; N: 9373996).

59 Idem.

60 Folio 68 del Expediente.



69. Lo anterior implica que, si bien Petroperú detectó una pérdida de espesor por corrosión que ocasionó el derrame, solamente tomó conocimiento de ello con el reporte preliminar del 22 de noviembre de 2015⁶¹, es decir, posteriormente al derrame ocurrido el 6 de noviembre del 2015. Por ello, la prueba, al igual que los magnetos instalados para realizarla, no permitieron a Petroperú detectar la pérdida de espesor previamente al derrame, por lo que no puede considerarse como una medida para prevenirlo, más aun cuando el propio administrado señaló en el Reporte Final de Emergencia⁶² que la causa del derrame fue precisamente la corrosión.
70. En ese contexto, tomando en cuenta que el hidrocarburo transportado arrastra agentes corrosivos como agua, sulfuro de hidrógeno, entre otros, que contribuyen en la corrosión de la tubería, solo la realización constante de las inspecciones internas y externas establecidas como compromiso en el PAMA permitirían identificar presencia de corrosión **con la suficiente anticipación para tomar acciones previamente a un eventual derrame**. En tal sentido, la inspección interna del 2015 no fue suficiente para prevenir anticipadamente el derrame del 6 de noviembre del 2015, en tanto Petroperú conoció sus resultados luego del derrame, sin permitirle detectar anticipadamente corrosión ni tomar acciones en el punto de derrame previamente a su ocurrencia.
71. Finalmente, en sus descargos al IFI, Petroperú señaló que cumple con el compromiso establecido en su PAMA de pasar raspatabos de limpieza en la operación de bombeo del ONP (discos o de copas) cada 2 meses, como medida preventiva para controlar el avance de la corrosión interna del ONP. Al respecto, el administrado no presentó medios probatorios para sustentar dicha afirmación, por lo que corresponde desestimarla.
72. Por lo expuesto, tomando como referencia las inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos realizadas por el administrado en el 2003 y el 2015, se observa que el compromiso de realizarlas de forma continua establecido en el PAMA no fue cumplido durante aproximadamente doce años.
73. Sin perjuicio de lo señalado, pese a haber detectado tardíamente la pérdida de espesor del 42%, el administrado afirmó en sus descargos al IFI que, de acuerdo al Código ASME B31.4, la tubería no ameritaba reparación inmediata antes de llegar al 80%. Al respecto, cabe precisar que en el Código ASME B31.4, (i) el límite de 80% es meramente referencial⁶³, y (ii) sus recomendaciones no consideran las condiciones ambientales en que se ubica la tubería (agua y fertilizantes que eventualmente aceleren la corrosión). En ese contexto, habiendo conocido desde la aprobación del PAMA que el área donde ocurrió el derrame es cercana a cultivos



En el Reporte ILI MFL LIN SCAN del año 2015 - Pérdida de Espesor (anexo 3 de los descargos a la RSD), figura como fecha del Reporte Preliminar el 22 de noviembre del 2015. Sin embargo, en sus descargos al IFI el administrado señaló, sin sustento probatorio alguno, que el Reporte Preliminar fue emitido el 13 de octubre del 2015, incurriendo en una contradicción. Al respecto, esta Dirección ha considerado como fecha del Reporte Preliminar el 22 de noviembre del 2015, en tanto ésta es la fecha consignada por la documentación presentada por el administrado.

⁶² Página 226 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

⁶³ El Código ASME B31.4 establece que, si bien la seguridad es la consideración básica para el diseño y construcción de un ducto, las especificaciones finales deberán considerar factores adicionales para cada caso concreto, por lo que el Comité que elaboró la norma estableció procedimientos de solicitudes de interpretación y revisión de los requisitos del Código.

Fuente: Código ASME B31.4 Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Otros Líquidos, p. 13 y 14.

Disponible en: <https://documents.tips/documents/asme-b314-espanolpdf.html>

[Última revisión: 9 de agosto del 2017].



de arroz, el administrado debió realizar con mayor frecuencia inspecciones internas.

74. Finalmente, cabe enfatizar que el administrado no ha presentado medios probatorios que acrediten, en cumplimiento del PAMA, la ejecución de: (i) inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses, ni (ii) inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua⁶⁴.

C.2.2) Inspecciones externas

75. Cabe señalar que las inspecciones externas constituyen una de las acciones del mantenimiento preventivo y predictivo efectuadas a la tubería de forma periódica y continua, que se realizan de manera complementaria a las inspecciones internas⁶⁵. De acuerdo al PAMA, estas inspecciones externas abarcan la ejecución de: (i) monitoreo periódico de protección catódica, (ii) monitoreo periódico de resistencia eléctrica del terreno; así como (iii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía.
76. Al respecto, en sus descargos al IFI, Petroperú presentó la OTT N°4200021547 suscrita el 26 de junio del 2015, mediante la cual se contrató servicio de patrullaje del Tramo Estación 6 - Estación 7 del ONP. Sin embargo, dicho documento únicamente acredita la contratación del servicio de inspección al derecho de vía (patrullaje), y no acredita su efectiva ejecución en el punto del derrame, por lo que corresponde sea desestimado.
77. Asimismo, en sus descargos a la RSD, Petroperú afirmó adjuntar el documento denominado "Lectura de Potencial del Tramo Estación 6 - Estación 8" como Anexo 4; sin embargo, no adjuntó dicho documento. Asimismo, pese al requerimiento formulado por la SDI en el informe oral, el administrado no cumplió con presentarlo.
78. A mayor abundamiento, de la revisión de los "Programas de Mantenimiento Preventivo/Predictivo del derecho de vía y tubería del Oleoducto Norperuano y Oleoducto Ramal Norte" presentados al OSINERGMIN, los cuales serán analizados en el siguiente acápite, se aprecia que el monitoreo de protección catódica para el año 2015 se ejecutó en diciembre del 2015, es decir posteriormente al derrame, y ello ocurrió únicamente al 59.73%⁶⁶. Por lo expuesto, esta Dirección concluye que el administrado no cumplió con realizar la mencionada inspección como parte del mantenimiento para prevenir derrames de hidrocarburos.
79. Por otro lado, en sus descargos a la RSD, para acreditar monitoreos de integridad externa, Petroperú presentó el Reporte CIPS-DCVG del sector adyacente al km 516+408 (Anexo 1)⁶⁷, único documento presentado por Petroperú para acreditar ejecución de inspecciones externas.



⁶⁴ Petroperú incluso reafirmó su compromiso de realizar limpieza con raspatubos en el sistema de transporte de hidrocarburos del Oleoducto Norperuano, compromiso que afirma haber venido cumpliendo desde el inicio de operaciones. Sin embargo, no presentó medios probatorios que sustenten dicha afirmación.

⁶⁵ NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial el 7 de abril de 2010. Página 40. "(...)5. Identificación de peligros potenciales (...)".

⁶⁶ Ver ítem N° 7 de la Tabla N° 5 de la presente Resolución.

⁶⁷ Folios 40 al 60 del Expediente.



80. Al respecto, se trata de los resultados de una prueba realizada el 18 de enero del 2010 en la progresiva 516+408.44, a través de la metodología denominada "evaluación de potenciales"⁶⁸, la cual tiene la finalidad de verificar la integridad externa del ducto y verificar el estado de la protección catódica.
81. Al respecto, cabe señalar que dicha prueba fue realizada cinco (5) años antes de la ocurrencia del derrame, es decir, el administrado no acreditó que en el año de ocurrencia del derrame los valores de la inspección se encontraban dentro de los valores normales. En consecuencia, los resultados no muestran el estado real de la protección catódica en el momento del derrame, por lo que no pueden ser concluyentes a efectos de acreditar inspecciones externas para prevenir posibles derrames e impactos negativos al ambiente⁶⁹.

D) Información remitida por Petroperú al OSINERGMIN

82. A mayor abundamiento, respecto a la efectiva ejecución de mantenimientos predictivos/preventivos, precisar que el administrado presentó al OSINERGMIN los "Programas de Mantenimiento Preventivo/Predictivo del derecho de vía y tubería del Oleoducto Norperuano y Oleoducto Ramal Norte"⁷⁰, los cuales son concordantes con los planes de mantenimiento y el Plan Maestro contenidos en el PAMA. En dichos programas se detallan las actividades programadas y ejecutadas entre los años 2012 y 2015, según el siguiente detalle:

Tabla N° 5: Programa de mantenimiento predictivo del derecho de vía y tubería del ONP

N°	Descripción	Observaciones	Avance físico (%)	
			Programado	Ejecutado
2012				
1	Servicio de monitoreo de la corrosión interna.	CME-0041-2011. Cía. Servicorrosión EIRL.	100	100
2013				
2	Servicio de monitoreo de la corrosión interna. CME-0068-2013	Adjudicado a la Cía. Servicorrosión EIRL el 2 de setiembre de 2013. Plazo de ejecución 360 días.	39.99	37.33

⁶⁸ Metodología empleada para el control de corrosión externa en tuberías subterráneas, la cual consiste en la inspección del revestimiento y de la efectividad de la protección catódica para evaluar el equilibrio entre ambos sistemas. Las inspecciones se realizan empleando una combinación de las técnicas "Close Interval Potential Survey" (CIPS) y "Direct Current Voltage Gradient" (DCVG).

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

⁶⁹ Cabe indicar que la mencionada inspección es complementaria a las inspecciones destinadas a prevenir corrosión, en tanto los valores de la protección catódica no están necesariamente relacionados en forma directa con el tamaño físico de los defectos del revestimiento. Así, existen casos en que, ante superficies de acero expuestas por defectos del revestimiento, la protección catódica genera capas adicionales con alta resistencia que actúan como un revestimiento secundario. En estos casos, el valor de la protección catódica considera ambos "revestimientos", produciendo resultados que reflejen defectos inferiores a los realmente existentes en la tubería.

Fuente: PROTAN S.A. Auditoría de Sistemas de Protección Catódica y Estado de Conservación de Revestimientos Anticorrosivos en Gasoductos y Oleoductos (Inspecciones CIPS - DCVG), Argentina, 2007, p. 11. Disponible en: <http://www.protansa.com/sevicios/PROTAN-SA-InspeccionesCIPS-DCVG.pdf>. [Última revisión: 25 de setiembre del 2017].

⁷⁰ Escrito con registro N° 027236 del 7 de abril del 2016, presentado al OEFA en el PAS correspondiente al Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS.





3	Monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II del CIP'S DCVG. CME-0067-2013	Adjudicado a la Cía. Servicorrosión EIRL el 30 de octubre de 2013. Plazo de ejecución 121 días.	100	56.00
2014				
4	Servicio de inspección con CIP'S DCVG en el Tramo II ONP. Facilidades logísticas ⁷¹	CM1-000-2014. Adjudicado Cía. Servicorrosión.	100	40.16
5	Servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II del ONP	Se ejecuta con recursos propios.	100	97.56
6	Servicio de monitoreo de la corrosión interna del ONP	En el mes de octubre se envió expediente a la unidad logística para que ejecute el concurso. Sin avance.	20.25	12.15
2015				
7	Servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II ONP	Proceso CME-0095-2015, se adjudicó la buena Pro a la Cía. Servicorrosión EIRL (ejecutado Diciembre 2015)	100	59.73
8	Servicio de monitoreo de la corrosión interna	CME-0013-2015. Ejecutado de enero a diciembre del 2015 por la Cía. Servicorrosión EIRL.	100	100
9	Inspección por pérdida de espesor Tramo II	Prueba ejecutada de marzo a noviembre del 2015. Concluyó con el paso de los raspatubos geométricos y MFL; se ha recibido informe preliminar, quedando pendiente el informe final.	100	98.90

Fuente:

- Informe de Avance del Plan Maestro de Mantenimiento del año 2012, presentado a OSINERGMIN el 5 de marzo del 2013⁷².
- Informe de Avance del Plan Maestro de Mantenimiento del año 2013, presentado a OSINERGMIN el 24 de marzo del 2014⁷³.
- Informe de Avance del Plan Maestro de Mantenimiento del año 2014, presentado a OSINERGMIN el 18 de marzo del 2015⁷⁴.
- Informe de Avance del Plan Maestro de Mantenimiento del año 2015, presentado a OSINERGMIN el 28 de marzo del 2016⁷⁵.

Elaboración: Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.

Tabla N° 6: Programa de mantenimiento preventivo del derecho de vía y tubería del ONP

N°	Descripción	Observaciones	Avance físico (%)	
			Programado	Ejecutado
2012				
1	Inspección y verificación física derecho de vía Tramo II ONP	Postergado para el año 2013.	100	-
2	Mantenimiento correctivo de derecho de vía Tramo II	Postergado para el año 2013.	100	60.0
2013				
3	Inspección y verificación física derecho de vía Tramo II ONP	CME-0084-2013. Adjudicado a la Cía.	100	100

⁷¹ Solo se programó para el año 2014.⁷² Página 97 del escrito con registro N° 027236 del 7 de abril del 2016.⁷³ Página 129 del escrito con registro N° 027236 del 7 de abril del 2016.⁷⁴ Página 141 del escrito con registro N° 027236 del 7 de abril del 2016.⁷⁵ Página 169 del escrito con registro N° 027236 del 7 de abril del 2016.



		UTS EIRL, plazo de 37 días.		
4	Mantenimientos correctivos derecho de vía Tramo II ONP. CME-0062-2013.	Adjudicado a la Cía. Servicorrosión EIRL.	100	100
2014				
5	Roce y limpieza de la vegetación del derecho de vía Tramo II	Con informe técnico MAN4-ML-024-2014, se excluyó del PAC.	25.15	0.00
2015				
6	Reparación de recubrimiento exterior del ONP	Se reparó el recubrimiento de la tubería en cada una de las reparaciones de la tubería mencionadas en el ítem anterior. Ejecutado en enero, febrero, setiembre, octubre, noviembre del 2015.	100	75
7	Reparación de 10 sectores del Tramo II derivados de la ILI del Tramo II.	En la tubería, se han efectuado reparaciones derivadas de la ILI Tramo II (Est. 5- Est.7) 09 anomalías, (Est.7 – Est.9) 11 anomalías, han sido atendidas con contrataciones directas. Ejecutado de setiembre a noviembre del 2015.	100	50
8	Verificación física del tramo II (550 km)	Proceso CME-0070-2015, adjudicado a la compañía Servicios Generales Bautista EIRL. En ejecución desde noviembre.	100	73.90

Fuente:

- Informe de Avance del Plan Maestro de Mantenimiento del año 2012, presentado a OSINERGMIN el 5 de marzo del 2013⁷⁶.
- Informe de Avance del Plan Maestro de Mantenimiento del año 2013, presentado a OSINERGMIN el 24 de marzo del 2014⁷⁷.
- Informe de Avance del Plan Maestro de Mantenimiento del año 2014, presentado a OSINERGMIN el 18 de marzo del 2015⁷⁸.
- Informe de Avance del Plan Maestro de Mantenimiento del año 2015, presentado a OSINERGMIN el 28 de marzo del 2016⁷⁹.

Elaboración: Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.



83. De la revisión de los referidos Programas de Mantenimiento preventivo/predictivo del Tramo II del ONP correspondientes a los años 2012, 2013, 2014 y 2015, no se observa la transmisión de raspatubos de limpieza con escobillas metálicas y de magneto cada dos meses en cumplimiento del PAMA (compromiso 1.7).

84. Asimismo, respecto al mantenimiento predictivo, se observa que Petroperú únicamente cumplió al 100% las actividades de monitoreo de corrosión interna

⁷⁶ Página 98 del escrito con registro N° 027236 del 7 de abril del 2016.

⁷⁷ Página 130 del escrito con registro N° 027236 del 7 de abril del 2016.

⁷⁸ Página 142 del escrito con registro N° 027236 del 7 de abril del 2016.

⁷⁹ Páginas 170 y 171 del escrito con registro N° 027236 del 7 de abril del 2016.



programadas para los años 2012 y 2015 (ítems 1 y 8 de la Tabla N° 5). Asimismo, respecto al mantenimiento preventivo programado, el administrado únicamente cumplió al 100% con la inspección y verificación física del derecho de vía programada para el año 2013 (ítems 3 y 4 de la Tabla N° 6).

85. En ese sentido, el administrado no cumplió con ejecutar todas las actividades programadas para el mantenimiento predictivo y preventivo del Tramo II del ONP entre los años 2012 y 2015, tales como: monitoreo de corrosión interna (años 2013 y 2014), monitoreo de sistema de protección catódica (años 2013, 2014 y 2015), inspección con CIP'S DCVG⁸⁰ (2014), inspección por pérdida de espesor (año 2015), mantenimiento correctivo del derecho de vía (2012), inspección y verificación física de derecho de vía (años 2012 y 2015), roce y limpieza de vegetación de derecho de vía (año 2014) y reparación de recubrimiento exterior y anomalías del ILI (año 2015).
86. Finalmente, de acuerdo a las consideraciones contenidas en los acápite A, B y C del presente hecho imputado, se tiene que, respecto a las inspecciones internas, el administrado no acreditó la realización de inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos según el criterio de finalidad preventiva de derrames y continuidad establecida en el PAMA. Ello toda vez que: (i) la inspección del 2003 no muestra resultados respecto del punto de derrame, (ii) la inspección del 2015 generó informe preliminar posteriormente al derrame, sin permitir a Petroperú detectar la corrosión que ocasionó el derrame, (iii) las referidas inspecciones fueron las únicas dos (2) realizadas en aproximadamente 12 años (entre 2003 y 2015), y (iv) ello incumplió –de forma referencial– la frecuencia de cinco (5) años establecida en el Artículo 57° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, norma alegada por el propio administrado.
87. Asimismo, tampoco cumplió con el compromiso de realizar inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses, ni el compromiso de realizar inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua.
88. Respecto a las inspecciones externas, (i) solo presentó un monitoreo de integridad externa del ducto que data de 5 años antes al derrame, el cual no refleja el estado de la tubería en el momento del derrame; y (ii) no acreditó la realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía, incumpliendo de esa forma el compromiso de realizarlas establecido en su PAMA.
89. Por lo tanto, de acuerdo a lo actuado en el Expediente, queda acreditado que Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA referido a realizar las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo del Oleoducto Norperuano, al haberse producido un derrame de crudo a la altura de la progresiva 516+408 del referido oleoducto.
90. Dicha conducta infringe el Artículo 8° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 039-2014-EM, en concordancia con lo dispuesto en el Artículo 24° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente (en lo sucesivo, **LGA**), el Artículo 29° de Reglamento



⁸⁰ **CIPS (Close Interval Potential Survey)**: es un sistema de inspección desarrollado para el análisis detallado de los niveles de protección catódica en cañerías subterráneas
DCVG (Direct Current Voltage Gradient): es un sistema desarrollado para la detección y el análisis de defectos en el revestimiento de cañerías subterráneas.
Disponible en: <http://www.protansa.com/sevicios/PROTAN-SA-InspeccionesCIPS-DCVG.pdf>
[Última Consulta: 5 de noviembre de 2017]



de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, y en el Artículo 15° de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (en lo sucesivo, **Ley del SEIA**); y se encuentra tipificada en el Numeral 2.2. de la Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el Desarrollo de Actividades en Zonas Prohibidas aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.

91. Por lo tanto, se declara la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de la conducta infractora materia del presente PAS.

III.2. Hecho imputado N° 2: Petroperú no cumplió con remitir dentro del plazo otorgado el Informe detallado del instrumento electrónico de inspección interna de la tubería (MFL) pase del instrumento de inspección interna de la tubería, del tramo donde se produjo la fuga, solicitado mediante el requerimiento de documentación del 8 de noviembre del 2015

III.2.1. Análisis del hecho imputado N° 2

A) Hecho detectado

92. En atención al derrame ocurrido el 6 de noviembre del 2015 a la altura de la progresiva del kilómetro 516+408 Tramo II del ONP, mediante el requerimiento de documentación suscrito el 8 de noviembre de 2015⁸¹, la Dirección de Supervisión requirió a Petroperú que en el plazo de quince (15) días hábiles contados a partir de dicha suscripción, presente los siguientes documentos:

- 1) "Análisis de suelo, antes, durante y posterior a las acciones de remediación o rehabilitación de las áreas impactadas.
- 2) Plan de Contingencia de Operaciones Oleoducto - Petroperú S.A. y su cargo de aprobación por parte de la autoridad competente.
- 3) Informe detallado del resultado de las causas del afloramiento y las acciones preventivas/correctivas realizadas a fin de evitar otro evento similar en el futuro.
- 4) Informe documentado con datos y cálculos realizados en la determinación de la cantidad de petróleo crudo derramado en el Km. km- 516+408 del Oleoducto Nor Peruano.
- 5) Informe de justificación de la parada de operaciones de bombeo del ducto comprendido entre la Estación 6 y Estación 7.
- 6) Informe de actividades realizadas para la recuperación del área impactadas por la fuga de crudo (revegetación, rehabilitación, remediación de áreas afectadas). Asimismo, adjuntar el cronograma de limpieza del derrame y/o remediación ambiental.
- 7) Adjuntar vistas fotográficas de todas las acciones desarrolladas antes, durante y posterior al proceso de remediación y rehabilitación del área impactada.
- 8) Informe de disposición final de suelo contaminado con hidrocarburo.
- 9) Informe de disposición final de hidrocarburo recuperado por la fuga del crudo.
- 10) Manifiestos de disposición final de dichos residuos sólidos y líquidos peligrosos
- 11) **Informe detallado del instrumento electrónico de inspección interna de la tubería (MFL) pase del instrumento de inspección interna de la tubería, del tramo donde se produjo la fuga.**
- 12) Acta de conformidad de recepción del área impactada por el propietario del fundo El Valor I".

(El énfasis ha sido agregado).

93. Al respecto, teniendo en cuenta que el referido requerimiento fue suscrito el 8 de noviembre de 2015, el plazo para cumplirlo venció el 27 de noviembre del 2015.

⁸¹ Páginas 117 a 118 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).



94. Vencido el plazo, la Dirección de Supervisión detectó que, Petroperú no remitió el Informe detallado del instrumento electrónico de inspección interna de la tubería (MFL) contemplando el tramo donde ocurrió el derrame, conforme se aprecia tanto en el Informe de Supervisión⁸² como en el Informe Técnico Acusatorio⁸³:

Informe de Supervisión

“Hallazgo N° 2:

De la revisión de la información remitida por Petroperú, se advierte que el administrado no habría remitido el informe detallado del instrumento electrónico de inspección interna de la tubería (MFL) pase del instrumento de inspección interna de la tubería del tramo donde se produjo la fuga (Km 516+408 del Tramo II del ONP), dentro del plazo establecido”.

Informe Técnico Acusatorio

“VI. CONCLUSIONES

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

- (ii) **ACUSAR** contra la empresa *Petróleos del Perú – Petroperú S.A.* por las presuntas infracciones que se indica a continuación:

N°	Presunta infracción
2	<i>Petróleos del Perú - Petroperú S.A. habría incumplido con remitir dentro del plazo otorgado el Informe detallado del instrumento electrónico de inspección interna de la tubería (MFL) pase del instrumento de inspección interna de la tubería, del tramo donde se produjo la fuga, solicitado mediante el Requerimiento de Documentación del 08 de noviembre del 2015.</i>

(El énfasis ha sido agregado).

B) Análisis de los descargos presentados por Petroperú

95. En sus descargos a la RSD, Petroperú señaló que tuvo en su poder el referido informe final (detallado) en junio del 2016, es decir posteriormente al vencimiento del plazo para presentarlo (27 de noviembre del 2015), por lo que se trata de un imposible jurídico que le exime de responsabilidad. Para sustentar lo indicado, adjuntó el Reporte ILI MFL LIN SCAN 2015 - Pérdida de Espesor (Anexo 3)⁸⁴.
96. Al respecto, de la revisión de dicho documento, se observa que contiene el detalle del instrumento electrónico de inspección interna de la tubería en el tramo donde ocurrió el derrame, documento solicitado en el requerimiento de información emitido por la Dirección de Supervisión cuyo incumplimiento es materia de análisis.
97. Asimismo, se observa que el informe atravesó una fase preliminar de resultados a cargo de LIN SCAN el 22 de noviembre del 2015, y una revisión por parte de Petroperú el 25 de marzo del 2016, para ser finalmente emitido el 8 de junio del 2016 (resultados finales)⁸⁵.



⁸² Página 18 Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).

⁸³ Folio 12 (reverso) del Expediente.

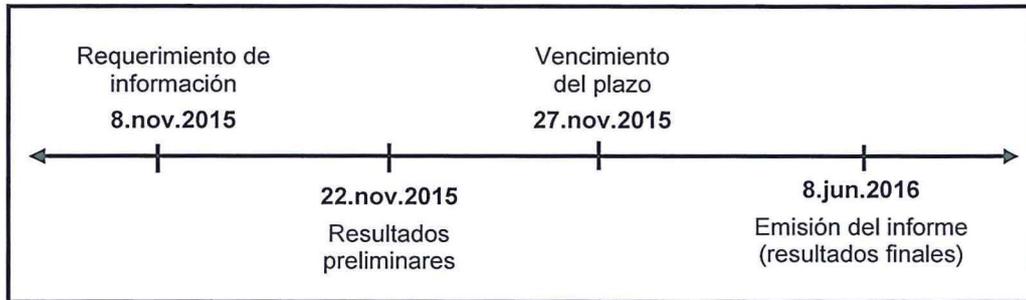
⁸⁴ Folios 65 al 73 del Expediente.

⁸⁵ Folio 66 del Expediente.



- 98. En tal sentido, se observa que (i) a la fecha de emisión del requerimiento (8 de noviembre del 2015) no existían los resultados finales requeridos, y que (ii) al vencimiento de dicho plazo (27 de noviembre del 2015) solamente existían los resultados preliminares del 22 de noviembre del 2015, según el siguiente detalle:

Tabla N° 7: Requerimiento de información y presentación del Informe detallado del instrumento electrónico de inspección interna de la tubería del tramo donde se produjo la fuga (Reporte ILI MFL LIN SCAN 2015 - Pérdida de Espesor)



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

- 99. Por lo expuesto, era materialmente imposible que Petroperú remitiera el "Informe detallado del instrumento electrónico de inspección interna de la tubería (MFL) pase del instrumento de inspección interna de la tubería del tramo donde se produjo la fuga" dentro del plazo, porque (i) no contaba con dicho informe en el momento del requerimiento, ni (ii) existían resultados finales que sustenten dicho informe. Por lo expuesto, se declara el archivo del presente extremo del PAS.
- 100. Finalmente, es preciso señalar que el análisis anteriormente indicado se circunscribe únicamente a las condiciones particulares del presente caso y no exime a Petroperú 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, lo que puede ser materia de posteriores acciones de supervisión y fiscalización por parte del OEFA.

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

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

- 101. Conforme a lo previsto en el Artículo 22° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en lo sucesivo, **Ley del SINEFA**) y el Artículo 249.1° del TUO de la LPAG⁸⁶, en caso la conducta del

⁸⁶ 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."

(El énfasis es agregado).

En un sentido similar, el Artículo 249.1° del TUO de la LPAG también establece que el dictado de medidas correctivas tiene como objetivo ordenar la reposición o reparación de la situación alterada por la infracción a su estado anterior, incluyendo la de los bienes afectados.

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





infractor haya producido algún efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, la autoridad podrá dictar medidas correctivas. En tal sentido, el administrado debe (i) adoptar medidas para remediar la afectación al suelo producida por el derrame de crudo producido a la altura de la progresiva 516+408 del tramo II del Oleoducto Norperuano.

102. A nivel reglamentario, el Artículo 18° del RPAS⁸⁷ 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 SINEFA⁸⁸, establecen que para dictar una medida correctiva **es necesario que la conducta infractora haya producido un efecto nocivo** en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas. Asimismo, el Literal f) del Numeral 22.2 del Artículo 22 de la Ley del SINEFA⁸⁹ 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.
103. Atendiendo a este marco normativo, los aspectos a considerar para la emisión de una medida correctiva son los siguientes:
- Se declare la responsabilidad del administrado por una infracción;
 - Que la conducta infractora haya ocasionado efectos nocivos en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, o dicho efecto continúe; y,

“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. (...).”

(El énfasis es agregado).

⁸⁷ 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.”

⁸⁸ Mediante Resolución de Consejo Directivo N°010-2013-OEFA/CD se aprobó el referido lineamiento.

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 LGA y la Ley del SINEFA.

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.

(El énfasis es agregado).

⁸⁹ 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.”

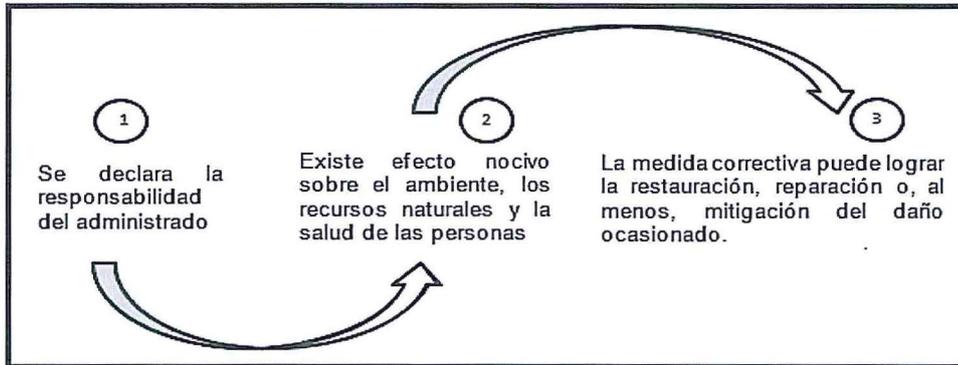
(El énfasis es agregado).





- c) La medida a imponer permita lograr la 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



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

104. 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 a 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 nocivos⁹⁰. En caso contrario -inexistencia de efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas- la autoridad no se encontrará habilitada para ordenar una medida correctiva, pues no existiría nada que remediar o corregir.
105. De lo señalado se tiene que no corresponde ordenar una medida correctiva si se presenta alguno de los siguientes supuestos:
- No se haya declarado la responsabilidad del administrado por una infracción;
 - Habiéndose declarado la responsabilidad del administrado, la conducta infractora no haya ocasionado efectos nocivos en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas; y,
 - Habiéndose declarado la responsabilidad del administrado y existiendo algún efecto nocivo al momento de la comisión de la infracción, este ya no continúa; resultando materialmente imposible⁹¹ conseguir a través del dictado de la

⁹⁰ 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.

⁹¹ 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

5.1 El objeto o contenido del acto administrativo es aquello que decide, declara o certifica la autoridad.

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."



medida correctiva, la restauración, rehabilitación, reparación o, al menos, la mitigación de la situación alterada por la conducta infractora.

106. Sin perjuicio de lo señalado, cabe indicar que en el Artículo 29° del Reglamento de Medidas Administrativas del OEFA, concordante con el Literal f) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA⁹², se establece que en los casos donde la conducta infractora tenga posibles efectos perjudiciales en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas, la Autoridad Decisora puede ordenar una medida correctiva de adecuación para que el administrado adapte sus actividades a determinados estándares que mitiguen los posibles efectos perjudiciales de dicha conducta. Para emitir ese tipo de medidas se tendrá en cuenta lo siguiente:

- (i) Cuál es el posible efecto nocivo o nivel de riesgo que la obligación infringida podría crear; y,
- (ii) Cuál sería la medida idónea para prevenir ese posible efecto nocivo, de conformidad al principio de razonabilidad regulado en el TUO de la LPAG. En caso el cumplimiento de la obligación infringida sea suficiente para evitar el efecto nocivo, no se emitirá medida correctiva alguna.

107. De otro lado, en el caso de medidas compensatorias, estas solo serán emitidas cuando el bien ambiental objeto de protección ya no pueda ser restaurado. En este tipo de escenarios, se deberá analizar lo siguiente:

- (i) La imposibilidad de restauración 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

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

109. En el presente caso, el hecho imputado N° 1 está referido a que Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA referido a realizar las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo del Oleoducto Norperuano, al haberse producido un derrame de crudo a la altura de la progresiva 516+408 del tramo II del referido oleoducto.

110. Al respecto, del 18 al 21 de abril del 2017, la Dirección de Supervisión realizó una acción de supervisión especial destinada –entre otros extremos– a verificar la finalización de los trabajos de limpieza y/o remediación del área afectada por el derrame de hidrocarburos ocurrido a la altura del kilómetro 516+408 del Tramo II del Oleoducto Norperuano. Los resultados de dicha supervisión fueron recogidos y analizados en el Informe de Supervisión Directa N° 415-2017-OEFA/DS-HID



(El énfasis es agregado)

92

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 **podiera producir en el ambiente**, los recursos naturales o la salud de las personas.”

(El énfasis es agregado).



emitido el 7 de agosto del 2017⁹³, y hacen referencia al Informe de Supervisión N° 2285-2016-OEFA/DS-HID que fue sustento del presente PAS.

111. En el referido Informe, la Dirección de Supervisión señaló que se verificó que los trabajos de remediación fueron concluidos al 100%, en tanto no se evidenciaron excesos de ECA para suelo⁹⁴, según los siguientes puntos de muestreo y resultados⁹⁵:

Tabla N° 8: Puntos de muestreo Suelo

N°	Puntos de muestreo	Descripción ⁽¹⁾	Coordenadas UTM WGS84 ZONA (17M)	
			Este	Norte
Km 516+408 Tramo II del Oleoducto Norperuano (Derrame ocurrido el 06/11/2015)¹⁹				
1	148,6,Km 516+408-1 ⁽¹⁾ (168,6,ESP-1) (*)	Punto ubicado en la parcela de arroz, a 2 m del punto de derrame del oleoducto. Profundidad: 0,30 m	763327	9373991
2	148,6,Km 516+408-2 ⁽¹⁾ (168,6,ESP-2) (*)	Punto ubicado en la parcela de arroz, a 4 m del punto de derrame del oleoducto. Profundidad: 0,30 m	763325	9373986
3	148,6,Km 516+408-3 ⁽¹⁾ (168,6,ESP-3) (*)	Punto ubicado en la parcela de arroz, a 7 m del punto de derrame del oleoducto. Profundidad: 0,30 m	763329	9373989

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

Nota: La codificación de la muestra se realizó siguiendo los instructivos del OEFA; donde se especifica que el número 148, corresponde al código de la unidad. El número 6 corresponde a la matriz de suelo y el código EST7-XX corresponde al punto muestreado durante la supervisión.

¹⁹Punto de muestreo correspondiente al Informe de Supervisión Directa N° 2285-2016-OEFA/DS-HID.

Tabla N° 9: Resultados de Laboratorio - Suelo

Puntos de muestreo		148,6,Km	148,6,Km	148,6,Km	ECA
Parámetro	Unidad	516+408-1	516+408-2	516+408-3	
Hidrocarburos Totales F1 (C5 – C10)	mg/Kg PS	<0,3	<0,3	5,00	200
Hidrocarburos Totales F2 (C10 – C28)	mg/Kg PS	<5,00	40,2	850	1200
Hidrocarburos Totales F3 (C28 – C40)	mg/Kg PS	<5,00	30,4	817	3000
Arsénico Total	mg/Kg PS	8,0	7,1	6,4	50
Bario Total	mg/Kg PS	142	185	216	750
Cadmio Total	mg/Kg PS	0,1547	0,1522	0,1367	1,4
Mercurio Total	mg/Kg PS	<0,03	<0,03	<0,03	6,6
Plomo Total	mg/Kg PS	9,85	9,14	8,92	70
Cromo Hexavalente	mg/Kg PS	<0,1	<0,1	<0,1	0,4

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

Fecha de muestreo: 20/04/2017

D.S. N° 002-2013-MINAM. ECA para Suelo - uso agrícola.



112. Cabe precisar que, el suelo agrícola es definido por los ECA para Suelo como aquél dedicado a la producción de cultivos, forrajes y pastos cultivados, o

⁹³ Folios 221 al 246 del Expediente.

⁹⁴ Conforme a lo señalado en el presente informe, los resultados de las muestras tomadas por la Dirección de Supervisión fueron comparadas con el ECA para Suelo - uso agrícola, en tanto que a la fecha del derrame se realizaban cultivos de arroz, hecho que además fue aceptado por el propio administrado en su informe oral. Ello toda vez que el suelo agrícola es definido por los ECA para Suelo como aquél dedicado a la producción de cultivos, forrajes y pastos cultivados, o con aptitud para el crecimiento de cultivos.

⁹⁵ Folio 235 y 235 (reverso) del Expediente.



con aptitud para el crecimiento de cultivos⁹⁶. En tal sentido, en tanto que a la fecha del derrame se realizaban cultivos de arroz⁹⁷, lo cual incluso fue alegado por el administrado como posible causa del derrame, los resultados de las muestras tomadas por la Dirección de Supervisión fueron comparadas con el ECA para Suelo - uso agrícola.

113. En consecuencia, ha quedado acreditado que Petroperú realizó la limpieza y rehabilitación del área afectada con hidrocarburos como consecuencia del derrame ocurrido a la altura de la progresiva 516+408 del tramo II del Oleoducto Norperuano.
114. Por lo tanto, y en la medida que se acreditó el cese de los efectos de la conducta infractora, no corresponde ordenar medidas correctivas en este extremo, en estricto cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 22° de la Ley del SINEFA.

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, modificada 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 existencia de responsabilidad administrativa de **Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.** por la comisión de la infracción administrativa indicada en Numeral 1 de la Tabla contenida en el Artículo 1° de la parte resolutive de la Resolución Subdirectoral N° 65-2017-OEFA-DFSAI/SDI del 16 de enero del 2017; por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Declarar que en el presente caso no resulta pertinente el dictado de medidas correctivas a **Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.** por los hechos imputados en la Tabla N° 1; por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3°.- Declarar el archivo del procedimiento administrativo sancionador iniciado contra **Petróleos del Perú - Petroperú S.A.**, por la comisión de la presunta infracción indicada en el Numeral 2 de la Tabla contenida en el Artículo 1° de la parte resolutive de la Resolución Subdirectoral N° 65-2017-OEFA-DFSAI/SDI del 16 de enero del 2017; por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4°.- Informar a **Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.** que contra lo resuelto en la presente resolución es posible la interposición de los recursos de reconsideración



⁹⁶ Estándares de Calidad Ambiental para Suelo establecidos en el Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM.

"ANEXO II: DEFINICIONES

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

⁹⁷ Página 11 del Informe N° 2285-2016-OEFA/DS-HID, obrante en el folio 14 del Expediente (CD ROM).



y apelación ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, dentro del plazo de quince (15) días hábiles contado a partir del día siguiente de su notificación, de acuerdo a lo establecido en los Numerales 24.1, 24.2 y 24.3 del Artículo 24° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA⁹⁸.

Artículo 5°.- Disponer la inscripción de la presente resolución en el Registro de Actos Administrativos; sin perjuicio de que si esta adquiere firmeza, los extremos que declaran la responsabilidad administrativa serán tomados en cuenta para determinar la reincidencia y su posible inscripción en el registro correspondiente, de acuerdo con la Única Disposición Complementaria Transitoria del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA.

Regístrese y comuníquese.

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

CTG/YGP/fro

⁹⁸ Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD

Artículo 24°.- Impugnación de actos administrativos

24.1 El administrado podrá presentar recurso de reconsideración contra la determinación de una infracción administrativa, el dictado de una medida cautelar, la imposición de una sanción o el dictado de una medida correctiva, solo si se adjunta prueba nueva.

24.2 El administrado podrá presentar recurso de apelación contra la determinación de una infracción administrativa, el dictado de una medida cautelar, la imposición de una sanción o el dictado de una medida correctiva.

24.3 Los recursos administrativos deberán presentarse en un plazo de quince (15) días hábiles, contado desde la notificación del acto que se impugna.

